

016

TRANSPARENT

Ein Newsletter von TransnetBW

/ EDITORIAL

Gesicherte Erzeugung und Flexibilitätsansätze: der Strommarkt von morgen braucht die Mischung.
Seite 03

/ DREHSCHIEBE STROM

Über die Herausforderungen des Strommarkt-Designs in Deutschland und Lösungsansätze zur Weiterentwicklung.
Seite 04

/ STIMMFREQUENZ

Impulse für das Strommarkt-Design: Sebastian Schleich stellt den „Neubau-Vorschuss“ vor.
Seite 08

/ AKTUELLES

Wie E-Autos mit flexiblem Verbrauch Potenziale für die Netzstabilisierung bieten.
Seite 14

STROMMARKT- DESIGN: WIE DAS SYSTEM SICHER BLEIBT

Politik.

Wirtschaft.

/ EDITORIAL	GRUSSWORT	03
/ DREHSCHIBE STROM	Gesicherte Leistung im zukünftigen Energiesystem STROMMARKT-DESIGN: STATUS QUO UND KURZ-, MITTEL- UND LANGFRISTIGE OPTIONEN	04
/ STIMMFREQUENZ	Kurzfristig regionale Kapazitäten schaffen NEUBAU-VORSCHUSS	08
/ HÖCHSTSPANNEND	Flexibilitätsansätze MOBILITÄTS- UND ENERGIEWENDE GEMEINSAM DENKEN	10
/ AKTUELLES	Die Energiewende und der bevorstehende Winter ZWISCHEN WUNSCH UND WIRKLICHKEIT	12
	Flexibler Verbrauch als Potenzial für die Netzstabilisierung REDISPATCH 3.0	14
/ DIE LANGE LEITUNG	Kapazitätsmechanismen INSTRUMENTE DER VERSORGUNGSSICHERHEIT	16
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	Gut zu wissen ZAHLEN, DATEN, FAKTEN AUS DER WELT VON TRANSNET BW	18

„Unser derzeitiges Marktdesign reizt nicht in ausreichendem Maße den Zubau vor allem von gesicherter Leistung an.“

Dr. Werner Götz,
Vorsitzender der Geschäftsführung



Liebe Leserinnen und Leser,

stehen wir vor einer Zeitenwende im Energiesystem? Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat Energieknappheit nach Europa gebracht. Und der Wegfall gesicherter Leistung im In- und Ausland verschärft die Situation. Der Dreiklang aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit ist aus dem Takt geraten. Die Versorgungslage ist angespannt, insbesondere im kommenden Winter. Kohlekraftwerke kommen zurück an den Markt, um auszuheilen – mit allen Folgen für die Umwelt. Und nicht zuletzt belasten die aktuellen Energiepreise die Verbraucherinnen und Verbraucher und die Europäische Wirtschaft in einem nie dagewesenen Ausmaß.

Die eiligen Noteingriffe der Politik zeigen: Der Strommarkt allein kann diese Probleme nicht lösen – zumindest nicht in seiner derzeitigen Form. Er reflektiert zwar die Energieknappheit in den Preisen. Gaskraftwerke können derzeit nur sehr teuer betrieben werden. Wenn sie zur Deckung der Nachfrage benötigt werden, setzen sie den Preis für alle anderen Anlagen, die zum Zuge kommen. Diese sogenannte Merit-Order setzt Investitionsanreize für Anlagen, die sehr günstig Energie produzieren. Das sind

oft Erneuerbare Energien. Durch den hohen Gaspreis schnellen die Gewinne für Wind- und Sonnenenergie – und andere günstig produzierende Anlagen – in bisher unerreichten Höhen. Doch potenzielle Neuinvestoren können das bestehende Marktsignal gar nicht so schnell in Neubauprojekte übersetzen, da die Planungs- und Genehmigungsverfahren für Anlagen zu langwierig sind.

Was also tun? Die kurzfristigen Eingriffe der Politik mögen in dieser kritischen Situation und für eine kurze Zeit notwendig sein, vor allem um die Stromkunden zu entlasten. Die Interventionen senden aber auch ein problematisches Zeichen an den Markt: Schließlich soll gerade die Aussicht auf (hohe) Gewinne Investoren dazu bringen, ausreichend Kapazitäten zuzubauen. Wenn Zweifel bestehen, ob diese Gewinne tatsächlich realisiert werden können oder doch abgeschöpft werden, werden manche notwendigen Investitionen unterbleiben. Und schließlich wirken die Eingriffe nur gegen die schlimmsten Krisensymptome, beheben aber das grundsätzliche Problem nicht: Unser derzeitiges Marktdesign reizt nicht in ausreichendem Maße den Zubau vor allem von gesicherter Leistung an.

Deshalb ist es wichtig, auch in Zeiten akuter Krisen nicht aus dem Blick zu verlieren, wie unsere Stromversorgung für die Zukunft gesichert werden kann. Dazu gehört ein Marktdesign, das gesicherte Erzeugung ebenso bereitstellt wie Flexibilität, und das sowohl im „Normalbetrieb“ als auch in Engpasssituationen leistungsfähig bleibt. Mit den in dieser Ausgabe vorgestellten Optionen, mit dem Neubau-Vorschuss und Redispatch 3.0 möchten wir hierzu Impulse setzen.

Mit freundlichen Grüßen
Ihr Dr. Werner Götz

Gesicherte Leistung im zukünftigen Energiesystem

STROMMARKT-DESIGN: STATUS QUO UND KURZ-, MITTEL- UND LANGFRISTIGE OPTIONEN

Um das Energiesystem für die Zukunft und die steigende Nachfrage zu wappnen, muss das Strommarkt-Design weiterentwickelt werden. Doch was charakterisiert das Strommarkt-Design Deutschlands in seiner jetzigen Ausgestaltung und wie kann es reformiert werden?

Der nächste Winter wird eine große Herausforderung für die deutsche Energiewirtschaft. Die Energiekrise, die durch die Gasknappheit und Abhängigkeit von Russland verursacht und durch die Klimakrise verstärkt wird, ist in aller Munde und verlagert den Blick auf sehr kurze Zeithorizonte. Mit Hochdruck wird an elementaren und dringlichen Herausforderungen gearbeitet:

- / Wie lässt sich die Gasversorgung zur Strom- und Wärmeerzeugung für den nächsten Winter diversifizieren?
- / Wie kann die Stromversorgung gesichert werden, wenn Kraftwerke aufgrund der niedrigen Wasserstände der Flüsse durch lange Trockenheit zum Teil weniger Strom produzieren?

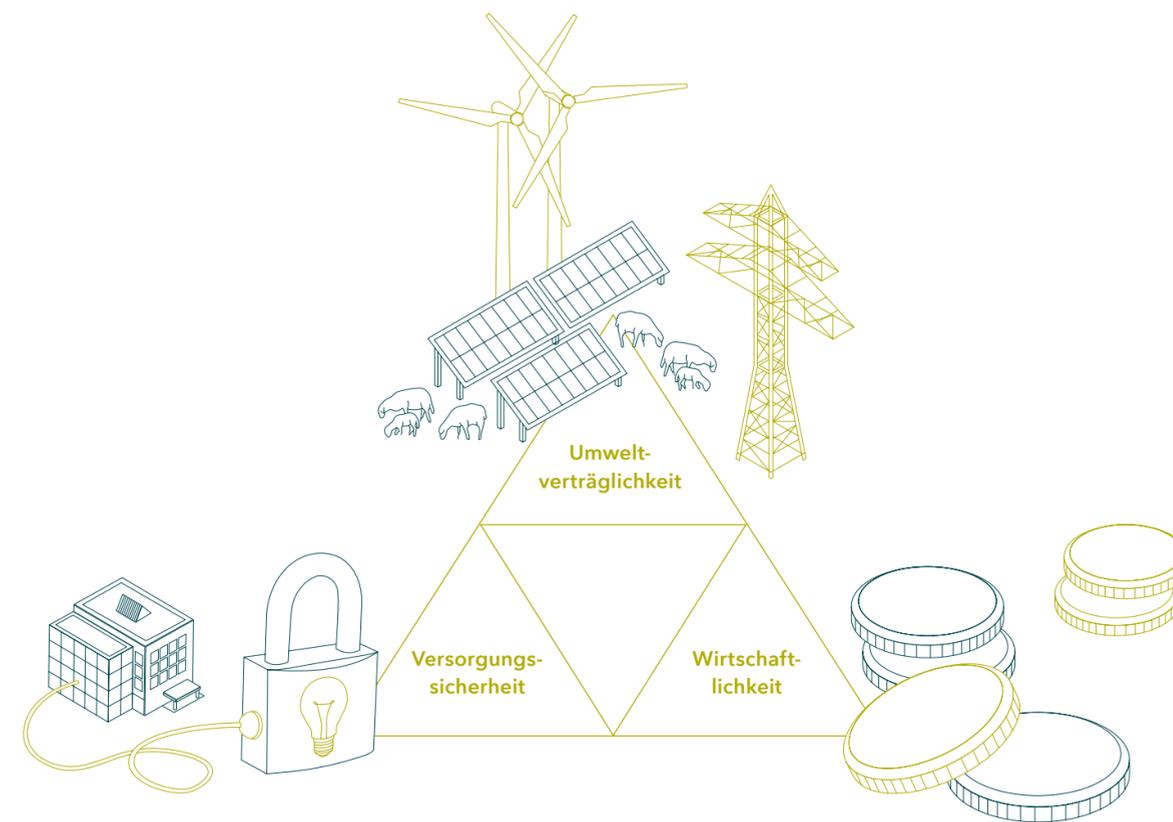
/ Und wie lässt sich die Brennstoffversorgung mit Kohle gewährleisten, wenn über die Binnenschifffahrt durch die niedrigen Wasserpegel weniger transportiert werden kann?

Doch dabei darf die mittlere Sicht nicht vergessen werden. Denn jetzt müssen die Weichen für die 2030er-Jahre gestellt werden.

Es braucht eine Weiterentwicklung des Strommarkt-Designs. Der Reformwille ist da. Auf deutscher Ebene ist er im Koalitionsvertrag verankert: Dem Ausbau der erneuerbaren Energien müsse ein neues Strommarkt-Design folgen, das den Zubau gesicherter Leistung anreizt und den Kohle- und Atomausstieg absichert. Denn mit dem Kohle- und Atomausstieg

gehen hierzulande 34 Gigawatt (GW) an gesicherter Leistung von heute bis zum Jahr 2030 vom Netz. Und noch zeichnen sich kaum Investitionen in flexible, steuerbare Leistung ab, die dringend als Hochfahrleistung für den Süden benötigt wird (siehe Infokasten unten).

Die Diskussion um die Ausgestaltung des (zukünftigen) Strommarktes bestimmt auch die europäische Agenda. Die EU-Kommission hatte die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ACER, vor dem Hintergrund steigender Energiepreise beauftragt, Vor- und Nachteile des jetzigen Strommarkt-Designs zu untersuchen. Die Behörde stellte im April dieses Jahres fest, dass das Markt-Design unter normalen



Voraussetzungen grundsätzlich wirke und einen geeigneten Rahmen für die Energiewende setze. Die derzeitige „Energiekrise“, die sich in explodierenden Preisen im Strommarkt manifestiert, sei nicht auf das Markt-Design zurückzuführen, sondern auf die Gasknappheit. Kurzfristig warnt die Behörde vor zu vielen staatlichen Eingriffen, die das normale Funktionieren des Marktes in Friedenszeiten und das Vertrauen der Investoren beeinträchtigen. Gleichzeitig zeigt die Behörde auf die Sicht von zehn bis 15 Jahren Optimierungsmöglichkeiten auf. Von diesem Geist beeinflusst, teilte die EU-Kommission noch im Mai erste Reformideen, die eher auf eine Weiterentwicklung als auf eine Revolution des Strommarkt-Designs hindeuten.

Deutschland: Energy-Only-Market als Markt-Design

Doch was ist kennzeichnend für ein Strommarkt-Design? Zunächst einmal der Grundsatz, dass sich die Preise für Energie am Markt durch Angebot und Nachfrage bilden.

Deutschland ist seit 1998 über einen Energy-Only-Market organisiert. Das heißt, dass nur tatsächlich produzierte

Energie an der Strombörse gehandelt wird. Andere Länder in Europa, wie zum Beispiel Frankreich, haben einen Kapazitätsmarkt aufgebaut. Hier werden Kraftwerksbetreiber bereits für die Vorhaltung und Bereitstellung der Erzeugungsleistung des Kraftwerks entlohnt.

Das Markt-Design soll Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit des Energiesystems sicherstellen.

1) Wirtschaftlichkeit

Den Grundsatz der Wirtschaftlichkeit bedient der deutsche Energy-Only-Market über das Merit-Order-Prinzip: Es kommen die Kraftwerke zum Einsatz, die günstig Strom produzieren. Das heißt, dass zunächst Solar- und Windenergieanlagen zum Zuge kommen, da deren einsatzabhängige Kosten zur Stromproduktion bei null liegen. Danach folgen die konventionellen Kraftwerke. Das letzte Kraftwerk, das zur Deckung der Nachfrage angefordert wird, ist dabei auch für alle anderen preissetzend. Auch wenn die anderen Kraftwerke günstiger produziert hatten. Die Preisbildung für Strom erfolgt innerhalb der Landesgrenzen Deutschlands, denn Deutschland bildet

eine Gebotszone. Was ist der größte Kritikpunkt am Energy-Only-Market? Da Investitions- und Bereithaltungskosten der Anlagen nicht über das Merit-Order-Prinzip abgebildet werden, wird immer wieder diskutiert, ob dieser ausreichend Investitionsanreize für den Neubau von Anlagen bietet.

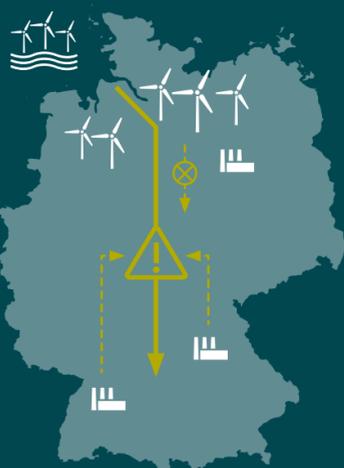
2) Versorgungssicherheit

Der hiesige Energy-Only-Market wird durch einen Regelenergiemarkt zur Netzstabilisierung und verschiedene Reserveinstrumente (Netzreserve, Kapazitätsreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel, Sicherheitsbereitschaft – oft Kohlekraftwerke) flankiert. Sie sind flexibel und können zum Teil als konzeptionelle Anleihen des Kapazitätsmarktes verstanden werden (siehe Rubrik Lange Leitung, Seite 16).

3) Umweltverträglichkeit

Der CO₂-Preis setzt als Marktinstrument Anreize für Umweltverträglichkeit. Daneben gibt es Eingriffe in den Energy-Only-Market, wie zum Beispiel den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien oder Förderinstrumente, um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen.

Redispatch: Überlastungen im Netz durch das Abregeln und Hochfahren von Anlagen vermeiden



Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Systemsicherheit im Stromnetz verantwortlich. Sie bekommen jeweils für den Folgetag von den Kraftwerksbetreibern Informationen zum geplanten Einsatz der Kraftwerke zur Verfügung gestellt. Auf dieser Basis führen die ÜNB Netzbelastungsrechnungen durch. Wenn eine Netzüberlastung droht, weisen sie die Kraftwerksbetreiber diesseits eines Netzengpasses präventiv an, die Erzeugung abzuregeln bzw. zu drosseln. Da folglich zu wenig Strom im Lastzentrum jenseits des Netzengpasses zur Verfügung steht, wird hier ein flexibles Kraftwerk angewiesen, Hochfahrleistung zur Verfügung zu stellen. Das Abregeln und Hochfahren zur Vermeidung einer Überlastung des Netzes nennt man Redispatch.

Der Einfluss des EU-Binnenmarkts auf das Strommarkt-Design

Das deutsche Stromsystem ist in das europäische integriert. So wurde der Energy-Only-Market in Deutschland im Zuge der Harmonisierung und Liberalisierung der Strommärkte in der EU eingeführt.

Formal besteht im Feld Energie zwischen der Europäischen Union (EU) und den Mitgliedstaaten eine geteilte Zuständigkeit. Das heißt, dass die Nationalstaaten

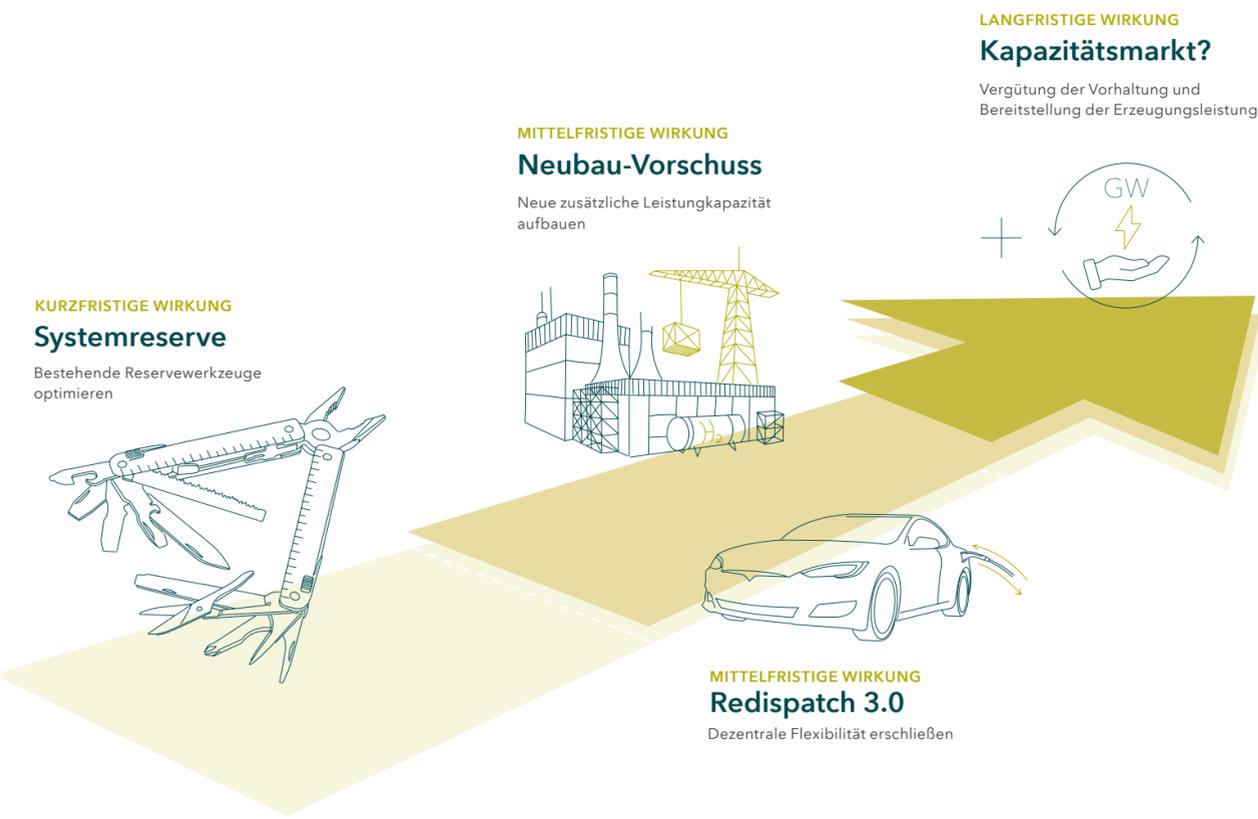
dann eigene Regeln festsetzen können, wenn die EU ihre Zuständigkeit nicht ausübt. In der Praxis bedeutet dies, dass die Regeln des Spiels oft auf europäischer Ebene bestimmt und auf nationaler Ebene umgesetzt werden.

Im Vertrag über die Europäische Union (EUV) ist festgelegt, dass die EU das Funktionieren eines gemeinsamen Strommarkts fördern soll. Daneben ist sie für einen funktionierenden Rahmen der europäischen

Netze zuständig und kann Förderregime für erneuerbare Energien oder Energieeffizienz aufsetzen (vgl. Art. 194 EUV). Sie soll Versorgungssicherheit ermöglichen und entwickelt Solidaritätsmechanismen zwischen den Mitgliedstaaten, um diese zu erreichen.

Dazu im Spannungsfeld steht, dass die Mitglieder über ihre individuelle Struktur der Energieversorgung und ihre Energiequellen bestimmen.

Sicherung und Erschließung systemdienlicher Kapazitäten: Handlungsbedarf besteht bereits jetzt bei allen Maßnahmen



■ Kurzfristig ■ Mittelfristig ■ Langfristig

Herausforderungen und Ansätze für die Weiterentwicklung des Strommarkt-Designs

Maßnahmen mit kurzfristiger Wirkung

Und dieses Spannungsfeld wird in der aktuellen Diskussion um die Energieversorgung im kommenden Winter besonders deutlich. Weil die Sorge besteht, dass durch das fehlende russische Erdgas eine Gasmangellage droht – mit möglichen Auswirkungen auf die Stromversorgung –, hat die EU einen Gas-Notfallplan aufgestellt. Dieser empfiehlt, dass alle Mitgliedstaaten ihren Gasverbrauch um 15 Prozent reduzieren. Während sich einzelne Mitgliedstaaten wie Deutschland in der Vergangenheit vom (günstigeren) russischen Erdgas abhängig gemacht haben, haben andere Mitgliedstaaten in teurere LNG-Terminals investiert. Am Ende sitzen jedoch alle in einem Boot und es ist Solidarität gefragt.

Neben dem Einsparen von Energie sind kurzfristig viele Eingriffe in den Markt zu beobachten. In Deutschland zum Beispiel über die Gasumlage, über die Gasversorgungsunternehmen gestützt werden sollen, deren Pleite und Lieferausfälle zu vermeiden und letztlich das gesamte Energiesystem stabil zu halten.

Oder aber durch das Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetz, das dafür sorgt, dass in einer Mangellage mehr Strom aus Kohle und Öl statt aus Gas produziert wird.

Neben den bereits umgesetzten Eingriffsmöglichkeiten könnte kurzfristig auch das Zusammenfassen der Reserven in eine Systemreserve helfen. Das hieße flexiblere Einsatzzwecke einer einzigen optimal dimensionierten Reserve statt wie bisher viele verschiedene Reserven mit jeweils unterschiedlichen Einsatzzwecken. Die Systemreserve könnte sowohl für das Engpassmanagement zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen eingesetzt werden – zum Beispiel in Situationen mit viel Wind in Norddeutschland und hoher Stromnachfrage im Süden – als auch gleichzeitig die Versorgungssicherheit stützen, wenn Stromangebot und -nachfrage nicht korrespondieren (Systembilanz).

Maßnahmen mit mittelfristiger Wirkung

Mit dem Kohle- und Atomausstieg geht gesicherte Leistung vom Netz. Investitionen in neue, klimafreundliche, flexible Anlagen und Kraftwerke bleiben aus. Und das, obwohl sich die Branche einig ist, dass es einen hohen zusätzlichen Bedarf an Gaskraftwerken gibt, die für den späteren Einsatz mit Wasserstoff gerüstet sein müssen. Je nach Studie liegt dieser zwischen 15 und 43 GW bis 2030. Führt man sich vor Augen, dass die Planungs- und Bauzeiten vier bis fünf Jahre betragen, wird klar: Die Zeit drängt. Der Handlungsdruck ist enorm.

Gaskraftwerke werden insbesondere in den Verbrauchszentren im Süden Deutschlands benötigt. Hier wird heute schon auf Leistung aus dem Ausland zurückgegriffen, weil die bestehende Kapazität nicht reicht. Das Risiko: Die Leistung wird nach „Können und Vermögen“ bereitgestellt.

Mit den Nord-Süd-Verbindungen, die sich im Bau befinden und über die der Offshore-Strom von Nord nach Süd transportiert werden kann, sollte sich die Situation etwas entspannen. Gleichzeitig sind diese auf einen Strombedarf ausgelegt, der jahrelang unterbewertet wurde. Im Jahr 2020 nahmen die offiziellen Prognosen der Bundesregierung einen Verbrauch von 580 Terrawattstunden (TWh) im Jahr 2030 an. Ein Jahr später wird im Koalitionsvertrag von einem Bruttostrombedarf von 680 bis 750 TWh ausgegangen. Gründe dafür: die verschärften Klimaziele, der Hochlauf der Elektromobilität und die Umstellung auf klimafreundliche Produktion. Setzt man die Zahlen ins Verhältnis, wurde damit der Strombedarf um 17 bis 29 Prozent unterschätzt.

Flexible Kapazität für den Süden sowohl für das Engpassmanagement, und damit für die Netzstabilität in ganz Deutschland, als auch für die Versorgungssicherheit bleibt also auch zukünftig ein Thema.

Eine mögliche Reform des Strommarkt-Designs wird dauern. Der vorgeschlagene Neubau-Vorschuss, der an das bestehende Strommarkt-Design anknüpft und damit kaum Vorlaufzeit benötigt, liefert schnell und kosteneffizient Anreize, in klimafreundliche Marktkraftwerke zu investieren. Netzdienlich, dort wo sie für den Redispatch und die Versorgungssicherheit gebraucht werden. Wenn dieser Vorschlag jetzt von der Politik aufgegriffen wird, können schon vor dem Jahr 2030 dringend benötigte Kraftwerke entstehen (siehe Rubrik Stimmfrequenz, Seite 8).

Noch schneller könnte der Hochlauf neuer Verbraucher für das Stromnetz genutzt werden und wirken. Denn E-Autos und Wärmepumpen werden zu Flexibilität, wenn die Nutzerinnen und Nutzer ihre Ladevorgänge im Einklang mit der Belastung des Stromnetzes vornehmen. Doch das ist Zukunftsmusik. Noch gibt es keinen Rahmen, der es Netzbetreibern ermöglicht, dezentrale Flexibilität zur Stabilisierung der Netze einzusetzen. Dass TransnetBW ein großes Potenzial darin sieht, bestehende dezentrale Lösungen zu nutzen, zeigt sich nicht nur an der gemeinsamen Studie zu Redispatch 3.0 mit TenneT TSO, sondern auch in zahlreichen Projekten, in denen das Potenzial von dezentralen Verbrauchern für das Stromnetz untersucht wird (mehr dazu in den Rubriken Höchstspannung, Seite 10, und Aktuelles über Redispatch 3.0, Seite 14).

Maßnahmen mit langfristiger Wirkung

Muss langfristig ein Systemwechsel hin zu einem Kapazitätsmarkt vollzogen werden? Die Diskussionen müssen jetzt geführt werden. Vieles könnte Deutschland dabei von den Erfahrungen anderer europäischer Länder lernen (siehe Rubrik Lange Leitung, Seite 16).

/ Marina Schmid

Kurzfristig regionale Kapazitäten schaffen

NEUBAU-VORSCHUSS

Sebastian Schleich beschäftigt sich bei TransnetBW mit innovativen Ansätzen im Strommarkt. Mit dem Neubaukonzept liefert er einen Beitrag für die Weiterentwicklung des Strommarkt-Designs und die Plattform Klimaneutrales Stromsystem.

Herr Schleich, Ihre Themen sind das Strommarkt-Design der Zukunft und ganz konkret die Weiterentwicklung von Kapazitätsmechanismen und Reserven. Können Sie uns dazu mehr erzählen?

Gerne. Markt-Design bedeutet ja, Marktprozesse so auszugestalten, dass Verhaltensanreize für die einzelnen Marktteilnehmenden mit den gewünschten übergeordneten Zielen im Einklang stehen. Unser konkretes übergeordnetes Ziel ist, dass die Energiewende gelingt und dabei die Stromversorgung sicher bleibt.

Das heißt: Wir brauchen einen Rahmen, der den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze fördert und gleichzeitig dafür sorgt, dass in Anlagen investiert wird, die dann einspeisen, wenn zu wenig Strom aus Wind und Sonne entsteht. Das ist die gesicherte Leistung. Diese wird in Süddeutschland vor 2030 benötigt, um das Netz stabil zu halten und Netzengpässe zu vermeiden.

Und das Problem ist, dass zukünftig gesicherte Leistung fehlt?

Genau, wir stehen ja kurz vor dem Ausstieg von Kohle- und Kernkraftwerken. Damit geht viel gesicherte Leistung in den nächsten Jahren vom Netz. Der Neubau von flexiblen, klimafreundlichen Anlagen ist die Lösung. Leider finden sich derzeit kaum Investoren. Denn viele der regional dringend benötigten Kraftwerke würden nur wenige Stunden im Jahr marktgetrieben fahren. Für die Investoren ist nicht transparent, wie häufig diese für den Redispatch angefordert werden, um das Netz stabil zu halten. Doch das ist eine relevante Größe für die Investitionsrechnung. Denn an Standorten in Süddeutschland macht der Betrieb im „Dienst der Netzstabilisierung“ einen großen Teil der Betriebsstunden aus. Und für den Einsatz auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) erhält der Kraftwerksbetreiber eine Vergütung.

Was ist die Rolle von einem ÜNB wie TransnetBW?

TransnetBW betreibt selbst keine Kraftwerke, sondern sorgt dafür, dass Strom sicher von A nach B kommt und die Netze nicht überlastet werden. In der Regelzone von TransnetBW wird über die Hälfte der Hochfahrleistung zur Netzstabilisierung in Deutschland erbracht. Und das zu einem großen Teil von Kohlekraftwerken. Wir fragen uns: Wie gelingt der Übergang hin zu sicheren, kosteneffizienten und klimafreundlicheren Werkzeugen?

Was ist die Idee des Neubau-Vorschusses?

Mit dem Neubau-Vorschuss schaffen wir Anreize für Investoren, an netzdienlichen Standorten in zusätzliche Marktkraftwerke zu investieren. Die Idee ist einfach: Investoren bekommen einen Teil der Vergütung für den Redispatch-Einsatz bereits vor der Investition garantiert. Das ist der so genannte anteilige Werteverbrauch. Allein dadurch wird Investoren ein bedeutender Teil der Unsicherheit abgenommen, was zur Investitionsentscheidung führt.



Und wie funktioniert das praktisch?

Wir haben die Modelle und die Erfahrung, um Prognosen aufzustellen, an welchen Standorten die Anlagen für die Netzstabilisierung gebraucht werden. Auf dieser Basis führen wir eine regionale Ausschreibung durch. So können sich potenzielle Betreiber für die garantierte Vergütung bewerben. Der Markt regelt den Rest. Den Zuschlag erhält der Betreiber mit den geringsten Investitionskosten.

Ist der Neubau-Vorschuss ein technologieoffener Ansatz?

Ja, jede klimafreundliche Technologie, die gesicherte Leistung bereitstellt und für den Redispatch geeignet ist, kann einsteigen. Denkbar sind zum Beispiel wasserstofffähige Gaskraftwerke oder Biogasanlagen.

Wie wird vergütet?

Die garantierte Vergütung umfasst die Betriebsstunden, in denen die Anlagen für Redispatch eingesetzt werden. Sie wird in Raten ausgezahlt und wie bislang auch auf die Netzentgelte umgelegt.

Wo liegen denn die Vorteile neben dem Investitionsanreiz?

Das Konzept kann schnell umgesetzt werden, da es ans bestehende Strommarkt-Design andockt. Das ist wichtig, damit wir rechtzeitig die benötigte Leistung ans Netz bekommen. Darin liegt der entscheidende Vorteil gegenüber anderen Konzepten wie Kapazitätsmärkten, deren Einführung in Frankreich oder Großbritannien ein halbes Jahrzehnt gedauert hat.

Gleichzeitig entstehen durch den Neubau-Vorschuss keine Mehrkosten. Denn es wird auf eine bestehende Vergütungskomponente zurückgegriffen.

Und letztendlich ist der Klimaaspekt ein wichtiger Baustein. Neue Gaskraftwerke müssen „H₂-ready“ geplant werden, damit von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden kann, sobald dieser in Süddeutschland ausreichend verfügbar ist.

Welche Herausforderungen sehen Sie?

Wenn wir von zusätzlichen Gaskraftwerken sprechen, ist die Brennstoffversorgung natürlich ein Thema. Die Gasversorgung bereitet der ganzen Nation Sorgen. Allerdings glauben wir, dass bis in die zweite Hälfte der 2020er-Jahre eine ausreichende Diversifizierung möglich ist. Dafür sprechen auch die mittelfristigen Markterwartungen, die von fallenden Gaspreisen ausgehen.

Was sind die nächsten Schritte, damit das Konzept Realität wird?

Unsere Ideen sollen in die von der Bundesregierung angekündigte Plattform Klimaneutrales Stromsystem einfließen. Dort wird die Diskussion um das Markt-Design in Deutschland geführt. Und natürlich suchen wir auch weiterhin Unterstützung, um unseren Ansatz zu realisieren.

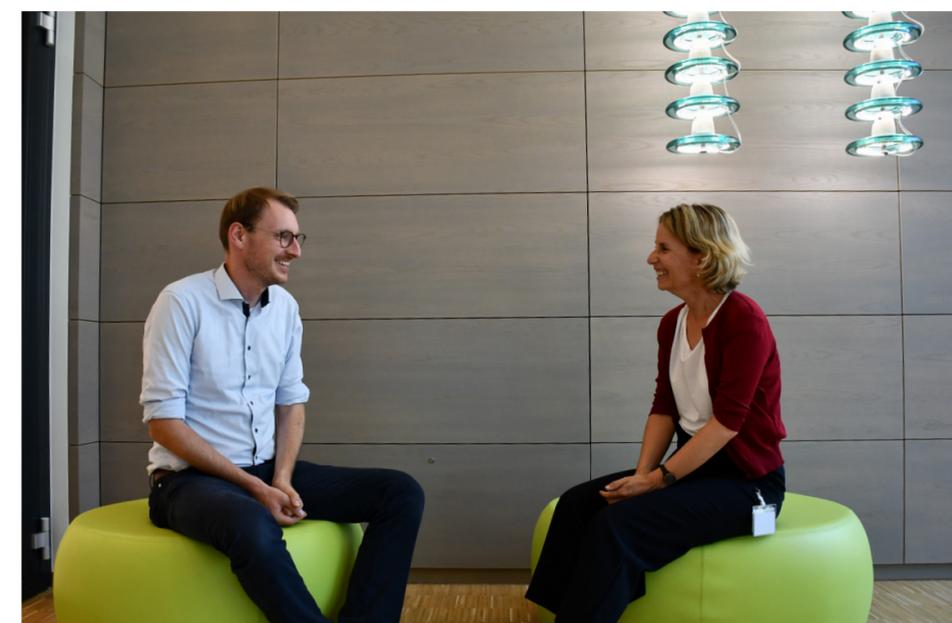
/ Angèle Dahl, Marina Schmid



Sie wollen mehr zum **Neubaukonzept** erfahren? Impulspapier **Neubau-Vorschuss** unter: www.transnetbw.de/uploads/2022-05-20-14-14-36-20-1.pdf



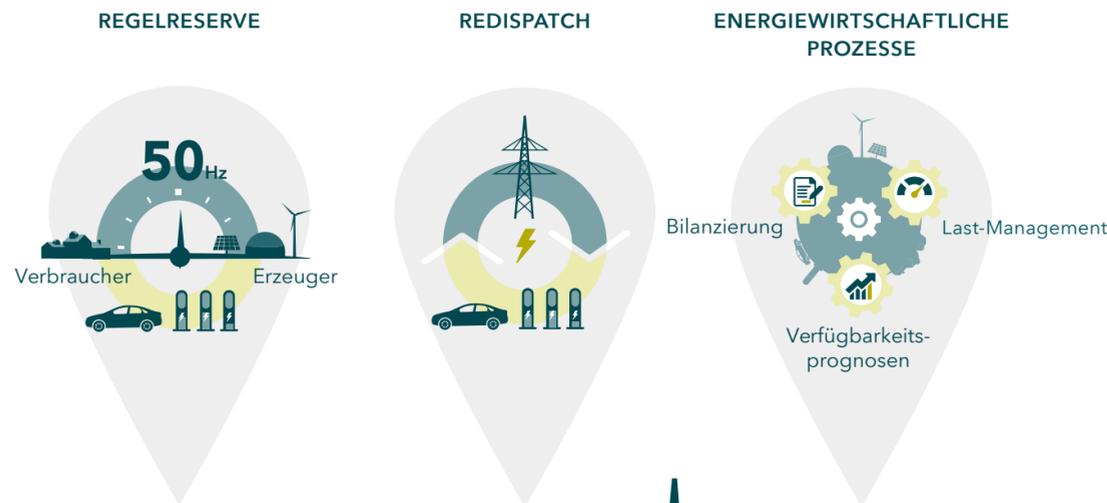
Sebastian Schleich und Marina Schmid beschäftigen sich bei TransnetBW unter anderem mit Lösungsansätzen für ein zukünftiges Strommarkt-Design. Bei Rückfragen rund um das Thema melden Sie sich gerne bei ihnen: S.Schleich@transnetbw.de, M.Schmid2@transnetbw.de



Flexibilitätsansätze

MOBILITÄTS- UND ENERGIEWENDE GEMEINSAM DENKEN

Damit die Stabilität auch im Stromnetz der Zukunft sichergestellt bleibt, braucht es neue Lösungen. Elektrofahrzeuge haben das Potenzial, als Teil eines virtuellen Kraftwerks für ein flexibles, sicheres Stromnetz zu sorgen. Durch eine smarte Steuerung ihrer Ladeleistung bringen sie wahlweise Regelenergie in das Netz (Regelreserve) oder reduzieren Engpässe (Redispatch). Eine Voraussetzung hierfür: Die Elektromobilität muss sowohl technisch als auch wirtschaftlich in das Stromnetz integriert sein. Daran arbeitet TransnetBW zusammen mit anderen Unternehmen in verschiedenen Projekten (rechts oben). Neben der Elektromobilität erprobt TransnetBW aber auch noch weitere innovative Möglichkeiten, um das Netz zu stabilisieren (rechts unten).



M BILITY4GRID

PROJEKTE UND WEITERE FLEXIBILITÄTSANSÄTZE

BDL (Bidirektionales Laden)

- / Idee: E-Autos können nicht nur Strom laden, sondern diesen auch ins Netz zurückspeisen
- / E-Autos können so Systemdienstleistungen erbringen und das Netz stabilisieren
- / Umsetzung: Anwendungsfälle zur Erprobung der Technologie



www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/mobility4grid/bidirektionales-lademanagement

BANULA (Barrierefreie und nutzerfreundliche Lademöglichkeiten)

- / Vision: kundenorientiertes und netzverträgliches Laden an jeder Ladesäule
- / Dafür nötig: Echtzeit-Datenaustausch zwischen Netz und Markt sowie netzknotenscharfe Lastflussbestimmung
- / Ansatz: virtuelles Bilanzierungsgebiet mittels Blockchain-Technologie



www.banula.de

TAYCAN@RR

- / Erprobung der Regelgüte von „Porsche Taycan“-Fahrzeugen zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung
- / Steuerung der Ladeleistung der Taycans durch das eigens entwickelte Pooling-System IE2S
- / Teilnahme von privaten Fahrzeugen und solchen in Laborumgebung
- / Projekt ist bereits abgeschlossen



www.newsroom.porsche.com/de/2022/produkte/porsche-taycan-puffer-speicher-stromnetz-vehicle-to-grid-anwendungen-27527.html

EV-FLEET

- / Feststellung der Eignung von E-Autos, die zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen sind, zur Bereitstellung von Regelreserve für das Stromnetz
- / Testen einer Lade-Management-Lösung zum intelligenten Zusammenschluss von E-Autos



www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/mobility4grid/ev-fleet

PV-SHIFT

- / Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit aufgrund neuer Flexibilität durch Erzeugungs- und Speicheranlagen auf Verbraucherseite
- / Bereitstellung von Flexibilitätspotenzialen von PV-Heimspeichern, so genannten Powerwalls, durch Tesla
- / Pilotprojekt zur Vorbereitung von Redispatch 3.0



www.tesla.com/de_de/tesla-stromtarif/transnetbw-powerwall

DA/RE

- / Produkt: digitale Plattform für den Informations- und Datenaustausch zwischen Netzbetreibern über Spannungsebenen hinweg
- / Mehrwert: kosteneffiziente Koordination von Redispatch-Bedarfen und -Potenzialen



www.dare-plattform.de/erleben/

EQUIGY

- / Erschließung von Flexibilitätsquellen zur Beschleunigung der Energiewende und zur Stabilisierung des Stromnetzes
- / Schaffung eines Zugangs zu dezentralen Anlagen und Speichern in Millionen Haushalten und zu anderen Flexibilitätsquellen



www.equigy.com

IE2S

- / Unternehmen: Joint Venture von TransnetBW und der Porsche-Tochter MHP
- / Leistung: strategische und technische Beratung in den Segmenten Energiemanagement, Mobilität, Infrastruktur und Nachhaltigkeit
- / Ausrichtung: Kundinnen und Kunden aus den Branchen Energy, Automotive & Manufacturing



www.ie2s.com



Die Energiewende und der bevorstehende Winter ZWISCHEN WUNSCH UND WIRKLICHKEIT

Die energiepolitischen Zielsetzungen sind aktuell durch die geopolitischen Realitäten bedroht. Deutschland befindet sich mit Blick auf die Energieversorgung im Winter in einem Spannungsverhältnis zwischen Wunsch und Wirklichkeit.

Unser Wunsch nach einer nachhaltigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien durchlief in der Vergangenheit unterschiedliche Phasen. Die Ambitionen zur Realisierung dieses Wunsches waren zeitweise – von Gesellschaft, Politik und Industrie – unterschiedlich stark ausgeprägt. Dennoch kam die Energiebranche dem Ziel Schritt für Schritt näher. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch liegt mittlerweile bei rund 43 Prozent und die Ertüchtigung des Stromnetzes ist in vollem Gange. Zudem werden Kohle- und Atomkraftwerke sukzessive vom Netz genommen. In den kommenden Monaten wird eine neue Wirklichkeit allerdings sehr präsent werden: Der Winter wird von Energieknappheit geprägt sein. Angesichts fehlender oder schwer zugänglicher Ersatzquellen und des kurzen Zeithorizonts bis zum Winter, der für Gegenmaßnahmen zur Verfügung steht, wird sich das Problem nicht durch bestehende Marktmechanismen lösen lassen. Die Politik versucht derzeit durch verschiedene Eingriffe gegenzusteuern:

/ Alte Kohlekraftwerke kommen aus der Reserve und mit staatlicher finanzieller Unterstützung wieder in den Markt. Hierfür wurde eigens ein Gesetz geschrieben – das Ersatzkraftwerkbereithaltungsgesetz.

/ Ein Streckbetrieb zumindest zweier verbliebener Atomkraftwerke bis in das Frühjahr soll helfen, Lastunterdeckungen und kritische Netzsituationen zu vermeiden.

/ Hinzu kommen Pönalen für den Gas-einsatz zur Stromerzeugung, um die Gasverstromung zu reduzieren, sowie Kompensations- und Abschöpfungsmaßnahmen, um die hohen Strompreise zu bremsen.

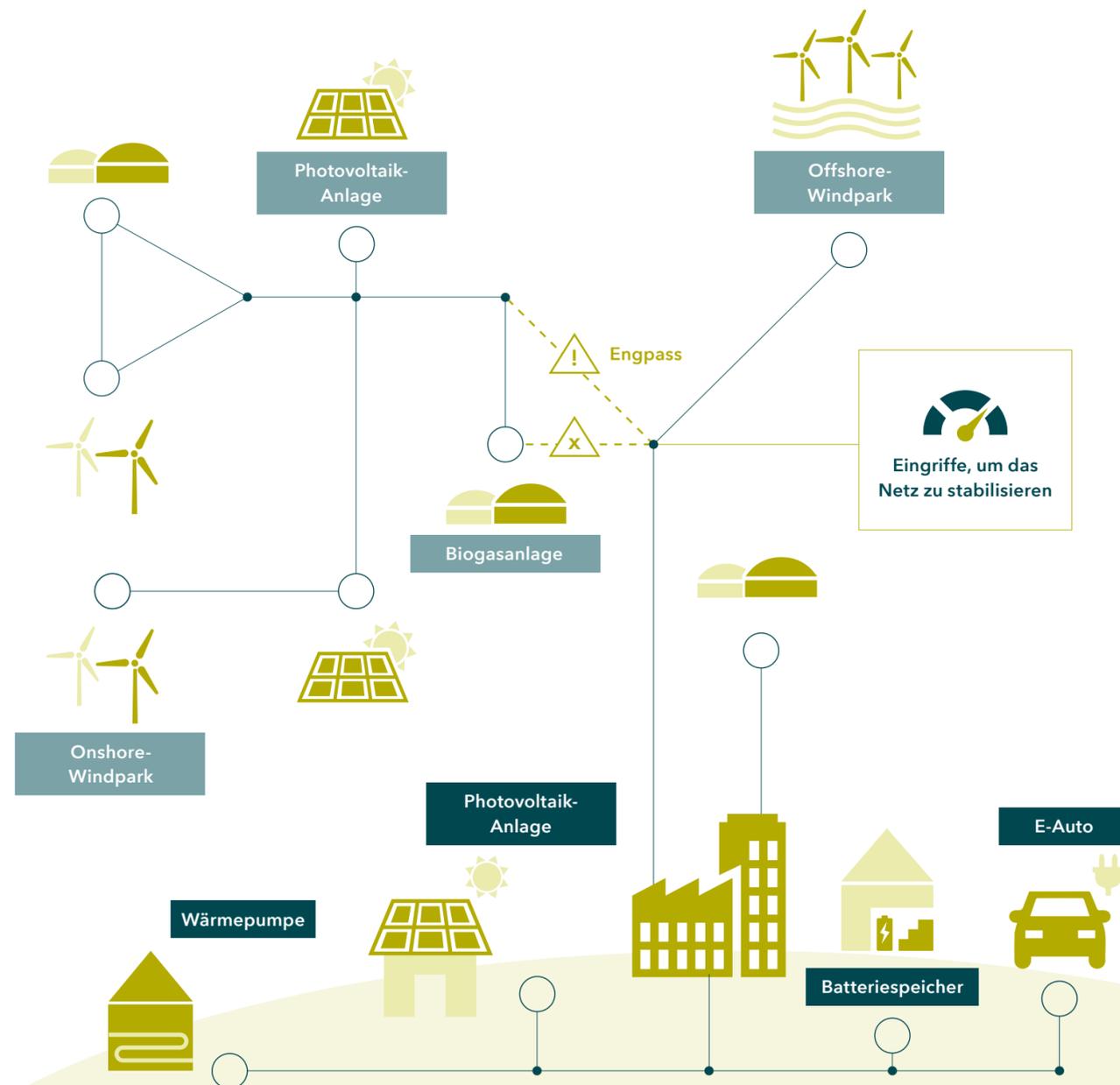
Trotz dieser Maßnahmen sind Situationen möglich, in denen die Energie für Haushalte und Industrie nicht ohne Unterbrechung verfügbar sein wird. Selbstverständlich stehen Politik, Gesellschaft und Wirtschaft vor einer Extremsituation. Diese wird nach dem kommenden Winter nicht beendet sein, sondern dürfte noch mehrere Winter anhalten. Und da muss die Frage erlaubt sein, ob ein robuster Markt mit größerem zeitlichem Vorlauf nicht auch derartigen Extremsituationen gewachsen sein muss. Und ob das Strommarkt-Design so gestaltet werden kann, dass ausreichende Anreize vorhanden sind, um auch externen Einflüssen entgegenzuwirken. Neben dem Hauptverantwortungsbereich, nämlich dem Netzbetrieb und -ausbau, forciert das Team von TransnetBW daher Ansätze zur Optimierung des Markt-Designs. Das in dieser Ausgabe beschriebene Neubaukonzept, Redispatch 3.0, Kapazitätsmechanismen und Flexibilitätsansätze sind aus Sicht von TransnetBW wirksame Lösungsansätze zur Stabilisierung des aktuell instabilen Energiesystems.

/ Florian Reuter, Konrad Hausch

Flexibler Verbrauch als Potenzial für die Netzstabilisierung

REDISPATCH 3.0

Die Elektromobilität boomt. Bis 2037 werden 19 bis 25 Millionen E-Autos mit einem geschätzten Flexibilitätspotenzial von 7,3 bis 9,6 Gigawatt erwartet. Das entspricht der installierten Leistung von circa 18 bis 24 Gaskraftwerken oder neun bis zwölf Steinkohlekraftwerken und macht deutlich: Der Hochlauf der Elektromobilität und anderer neuer dezentraler Flexibilitäten wie Wärmepumpen und Batteriespeicher hat große Effekte auf das Stromnetz.



Doch was muss getan werden, damit der Effekt positiv ist und die Flexibilität einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten kann?

Die Übertragungsnetzbetreiber vermeiden heute die Netzüberlastung durch das Hoch- und Herunterfahren von Großkraftwerken. Mit fortschreitender Energiewende werden auch kleinere dezentrale Anlagen ab 100 Kilowatt (kW) verpflichtend einen Beitrag zum Engpassmanagement leisten (Redispatch 2.0). Der Vorteil: Je näher eine Anlage am Netzengpass ist, desto weniger Leistung wird benötigt, um diesen aufzulösen. Bei Anforderung werden in der Regel die entgangenen Einnahmen und zusätzlichen Aufwendungen entschädigt. Die Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen werden neu über alle Netzebenen koordiniert.

Noch nicht für das Engpassmanagement herangezogen werden kleinere lastseitige Flexibilitäten mit einer Leistung von deutlich unter 100 kW, die aggregiert jedoch große Potenziale bieten (Redispatch 3.0). Und das insbesondere für die Hochfahrseite, zum Beispiel durch bidirektionales Laden oder durch die temporäre Verschiebung und Reduktion von Lastspitzen (siehe Rubrik Höchstspannung, Seite 10).

Wie dies gelingt, zeigt das Team von TransnetBW in einer Studie mit TenneT TSO und E-Bridge und macht Vorschläge für einen marktbasierten Redispatch 3.0, der das bestehende kostenbasierte Redispatch-Regime effektiv ergänzt.

Warum marktbasierend? Das rührt daher, dass die durch die Verschiebung eines Ladevorgangs entstehenden Opportunitätskosten nicht zu beziffern sind. Außerdem braucht es Anreize, damit das Ladekabel möglichst häufig eingesteckt wird, auch wenn gerade kein Bedarf für unmittelbares Laden besteht. Flexibilitätsanbieter sollten freiwillig teilnehmen und (Preis-)Angebote abgeben können.

Warum ist die Einführung von Redispatch 3.0 kurzfristig notwendig?

Erstens sind enorme gesamtwirtschaftliche Einsparungen möglich, wenn weniger Kraftwerke für das Engpassmanagement hoch- oder heruntergefahren werden müssen: Die Potenziale liegen – konservativ gerechnet – bei 230 Mio. € im Zeitraum zwischen den Jahren 2022 und 2028 allein in Baden-Württemberg. Auch auf die Verteilnetzebene wird sich die Erschließung positiv auswirken, da die Flexibilitäten koordiniert allen Netzbetreibern zur Verfügung stehen.

Zweitens kann Redispatch 3.0 für begrenzte Zeiträume einen Teil der dringend benötigten Hochfahrleistung für den Süden liefern. Denn ein erheblicher Anteil der E-Autos, Batteriespeicher und Wärmepumpen wird in den bevölkerungsreichen Bundesländern lokalisiert sein.

Drittens ist die marktbasierende Einbeziehung dezentraler Flexibilität ins Engpassmanagement im europäischen Rechtsrahmen klar angelegt (Elektrizitätsbinnenmarktlinie). Das nationale Recht muss hier nachziehen.

/ Marina Schmid



Die Studie zu Redispatch 3.0 können Sie ab dem 12. Oktober unter diesem Link abrufen: www.transnetbw.de/studie-redispatch30

Ökonomisches Potenzial von dezentraler Flexibilität für den Redispatch in Baden-Württemberg 2022 – 2028

- 228 Mio. €**
- 75 Mio. €**

Querschnittstechnologien
- 24 Mio. €**

Stationäre Batteriespeicher
- 62 Mio. €**

Wärmepumpen
- 67 Mio. €**

E-Autos



Kurzstudie: Mit E-Autos und Wärmepumpen die Energiewende voranbringen: www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/mit-e-autos-und-waermepumpen-die-energie-wende-voranbringen

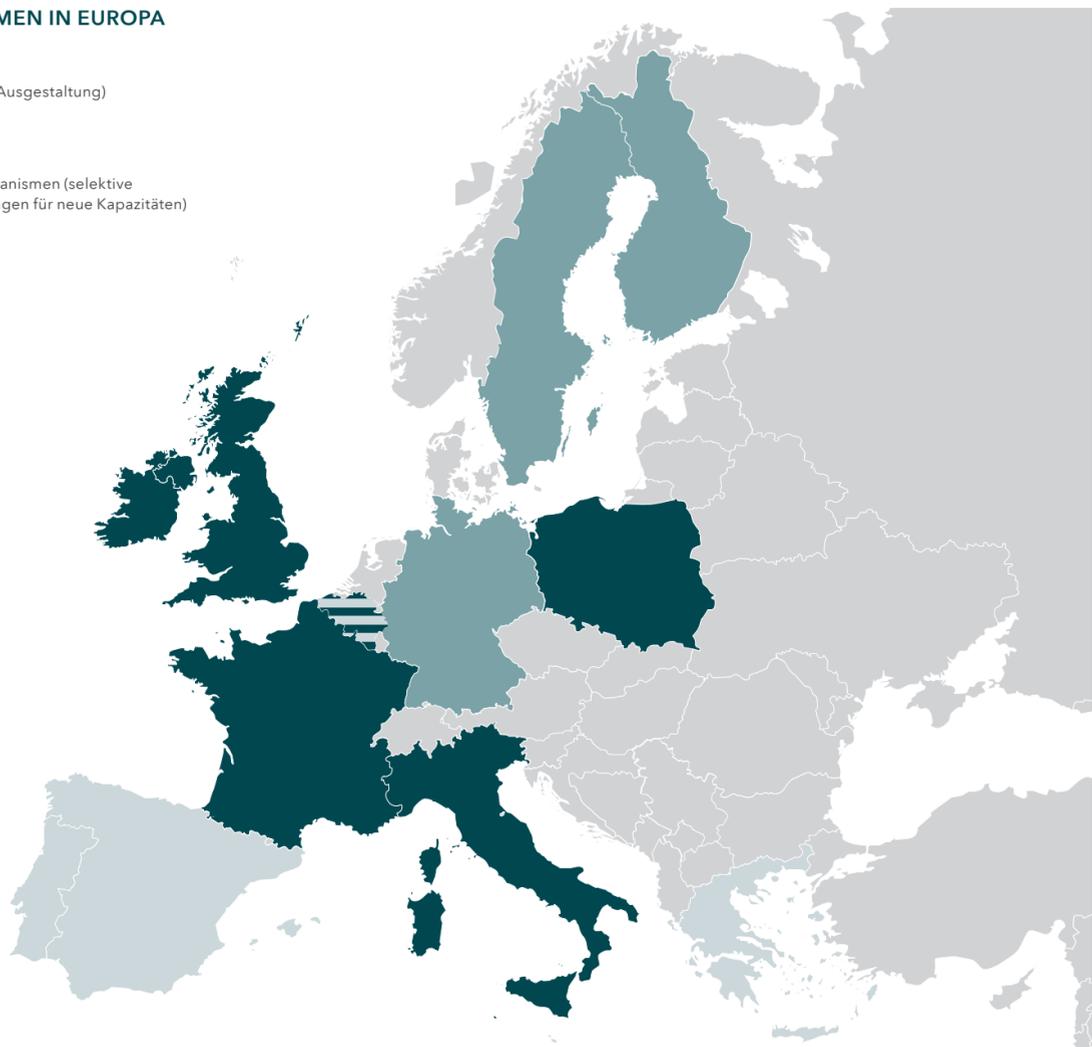
Kapazitätsmechanismen

INSTRUMENTE DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Vermehrt stellen sich Politik und Wirtschaft die Frage: Wie können Investitionen in gesicherte Leistung angeregt werden, um in Knappheitssituationen eine kostengünstige und umweltverträgliche Stromversorgung gewährleisten zu können? Darauf gibt es europaweit verschiedene Antworten. Davon basieren viele auf dem Konzept eines Kapazitätsmechanismus, der Energieerzeugern bereits die reine Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten vergütet.

KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN EUROPA

- Kapazitätsmärkte (zentrale und dezentrale Ausgestaltung)
- Strategische Reserven
- Sonstige Kapazitätsmechanismen (selektive Zahlungen, Ausschreibungen für neue Kapazitäten)



Mit der Veröffentlichung eines Weißbuchs zum Strommarkt 2.0* bekannte sich die Bundesregierung 2015 zum so genannten Energy-Only-Market (EOM) als grundsätzlichem Markt-Design. In diesem wird nur die tatsächlich erzeugte und gelieferte Energie vergütet. Der Einspeisevorrang der Erneuerbaren, steigende Beschaffungskosten für Kohle und Gas und die Bepreisung von CO₂ haben den Anreiz für Investitionen in (neue) gesicherte Kapazitäten über die Jahre jedoch stark reduziert. Folglich rechnen sich (neue) (Spitzenlast-)Kraftwerke, zum Beispiel Gaskraftwerke, bei wenigen Volllaststunden im Jahr einfach nicht. Weniger gesicherte Leistung vor allem in Süddeutschland erschwert den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zudem den sicheren Systembetrieb, da diese für systemstabilisierende Maßnahmen fehlt: Die Instrumente für den Betrieb umfassen bereits heute verschiedene Kapazitätsmechanismen und weitere Reservemechanismen, bei denen Leistung außerhalb des Marktes vorgehalten wird (siehe Tabelle). Aus den genannten Gründen wird zunehmend die Frage nach einem neuen Markt-Design gestellt.

Europaweit gibt es verschiedene Kapazitätsmechanismen (siehe Karte). In Ländern wie Großbritannien oder Polen gibt es nationale Kapazitätsmärkte, also marktweite Mechanismen, bei denen Betreiber von Erzeugungsanlagen, regelbaren Lasten oder

Speichern zusätzlich zur Teilnahme am Markt eine Vergütung für die Vorhaltung ihrer Leistung erhalten. Neben der Sicherung existierender Leistung soll auch ein Anreiz zum Neubau, teils mit lokalen Lösungen für Netzengpässe, geschaffen werden. Daran knüpft das „Neubau-Vorschuss“-Konzept an (siehe Rubrik Stimmfrequenz, Seite 8).

Mechanismen müssen dabei zuvor durch die europäische Kommission genehmigt werden. Diese stellt mit Blick auf Beihilferecht und den Binnenmarkt hohe Hürden an die Einführung. So müssen sich Kapazitätsmärkte zum Beispiel für Nachbarländer öffnen, das heißt konkret, deutsche Anlagenbetreiber erhalten Zugang zum belgischen, polnischen und französischen Kapazitätsmarkt. Die ÜNB stimmen hierfür die Regeln zwischen den Ländern ab, unterstützen beim Zugang zum ausländischen Markt und stellen sicher, dass die inländische Versorgung nicht beeinträchtigt wird.

Aufgrund der Volatilität einspeisender Erneuerbarer gewinnt gesicherte und steuerbare Leistung an Wert. Die Herausforderung beim Strommarkt-Design besteht darin, die Balance zwischen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu finden und Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

/ Thomas Hohnholz, Vanessa Bausch

KAPAZITÄTS- UND RESERVEMECHANISMEN IN DEUTSCHLAND

MECHANISMUS	MASSNAHME UND EINSATZWECK
Netzreserve (§ 13 d EnWG i. V. m. NetzResV)	/ Einsatz: Vermeidung / Behebung von Netzengpässen sowie Spannungshaltung mittels Redispatch. / Mittel: Vorhaltung zur Stilllegung angezeigter Kraftwerke außerhalb des Markts.
Kapazitätsreserve (§ 1317 e EnWG i. V. m. KapResV)	/ Einsatz: Sicherstellung ausreichender Erzeugung. / Mittel: Vorhaltung von Anlagen außerhalb des Markts zur Absicherung des Strommarkts.
Sicherheitsbereitschaft (§ 13 g EnWG)	/ Einsatz: Sicherstellung ausreichender Erzeugung. / Mittel: Stillzulegende Braunkohlekraftwerke werden für vier Jahre betriebsbereit gehalten.
Besondere netztechnische Betriebsmittel (§ 11 Abs. 3 EnWG)	/ Einsatz: Vermeidung von Netzengpässen, Herstellung von Systemstabilität bei tatsächlichem Ausfall von Betriebsmitteln. / Mittel: Neubau von Anlagen als so genannte besondere netztechnische Betriebsmittel.

* Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)

ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

Gut zu wissen:
Zahlen, Daten, Fakten aus
der Welt von TransnetBW.

KOSTEN FÜR DIE VERMEIDUNG VON ENGPÄSSEN IM NETZ



Quelle: Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Bundesnetzagentur

ENTWICKLUNG DER REDISPATCH-ARBEIT (POSITIVER REDISPATCH)



Quelle: eigene Hochrechnung - Netztransparenz.de

STEIGENDE IMPORTABHÄNGIGKEIT UND NOTWENDIGKEIT ZUM ZUBAU VON KAPAZITÄTEN/LEISTUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG



-7,63 GW

/ In Baden-Württemberg geht mit dem Kohle- und Atomausstieg bis zum Jahr 2030 viel gesicherte Kraftwerksleistung vom Netz (**5,5 GW**)

/ Kohlekraftwerke in der Reserve machen zusätzlich **2,13 GW** aus

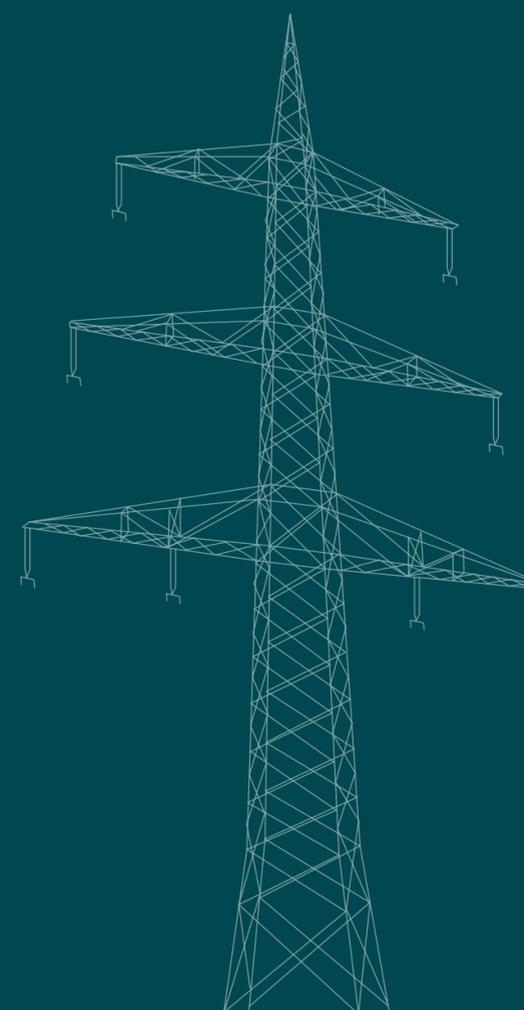
Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 31.5.2022), eigene Berechnungen unter der Annahme, dass Kohle- und Atomausstieg bis 2030 umgesetzt sind



+4 GW

/ Für weitere Kapazität sorgt die Inbetriebnahme im Jahr 2028 von SuedLink (**2 GW**)

/ Ultranet steuert ab dem Jahr 2026 weitere **2 GW** bei



/ STROM

/ NETZ

/ SICHERHEIT

/ IMPRESSUM

Herausgeber

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

Selbstverlag

TransnetBW GmbH, Pariser Platz,
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

Verantwortlicher Redakteur

Stefan Zeltner, Leiter Regulierungs-
management und Energiepolitik,
Pariser Platz, Osloer Str. 15-17,
70173 Stuttgart

Druck

GRESS-DRUCK GmbH,
Max-Planck-Str. 40,
70736 Fellbach

/ KONTAKT

Redaktion

Vanessa Bausch, Angèle Dahl,
Konrad Hausch, Thomas Hohnholz,
Raphael Peresson, Florian Reuter,
Marina Schmid

Kontakt

Telefon +49 711 21858-0,
E-Mail info@transnetbw.de

transnetbw.de
[linkedin.com/company/
transnetbw-gmbh](https://www.linkedin.com/company/transnetbw-gmbh)

Gestaltung und Illustration

dreisatz – büro für gestaltung,
Auberlenstr. 13,
70736 Fellbach

Bildnachweis Cover

[stock.adobe.com 467991470](https://stock.adobe.com/467991470)

Hinweis

Ausschließlich zum Zweck der besseren
Lesbarkeit wird in diesem Newsletter
stellenweise auf die geschlechtsspezifische
Schreibweise verzichtet. Alle personen-
bezogenen Bezeichnungen sind somit
geschlechtsneutral zu verstehen.

