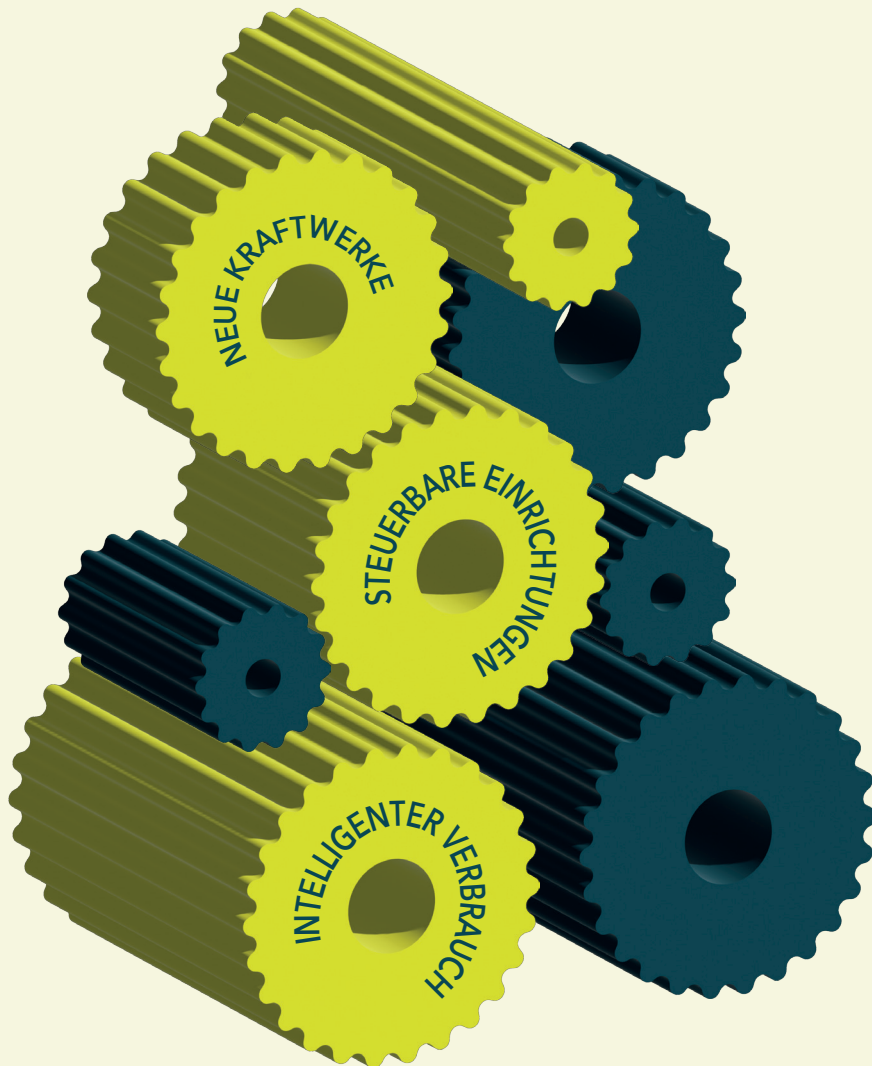


INSTRUMENTE FÜR



DEN STROMMARKT

DREHSCHIBE STROM

Stehen nationale und europäische Reformüberlegungen zum Strommarkt-Design im Einklang?

STIMMFREQUENZ

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem diskutiert die drängenden Probleme der kommenden Jahre.

AKTUELLES

TransnetBW beschreitet neue Wege für den Netzbetrieb von morgen und den Redispatch 3.0.

LANGE LEITUNG

Die theoretische Diskussion um eine kurzfristige Einführung eines Kapazitätsmarkts in Deutschland.

INHALT

/ EDITORIAL	GRUSSWORT	03
/ DREHSCHIEBE STROM	Der große Wurf? STROMMARKT-DESIGN-REFORMEN AUF NATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE	04
/ STIMMFREQUENZ	„Bühne“ für unsere Anliegen PLATTFORM KLIMANEUTRALES STROMSYSTEM	08
/ HÖCHSTSPANNEND	Neubau-Vorschuss DER MECHANISMUS FÜR DIE KRAFTWERKSSTRATEGIE	12
/ AKTUELLES	Regelenergieplattformen EUROPÄISCHE KOOPERATION – HOHE WOHLFAHRTSGEWINNE	14
	Redispatch 3.0 WIR KÖNNEN DEN WIND NICHT ÄNDERN, ABER DIE SEGEL ANDERS SETZEN!	16
/ LANGE LEITUNG	Instrumente der Versorgungssicherheit KAPAZITÄTSMARKT IN DEUTSCHLAND – QUO VADIS?	18
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	Gut zu wissen ZAHLEN AUS DER WELT VON TRANSNET BW	20

„Wir haben einige Maßnahmen erarbeitet, die schnell und zielgerichtet wirken, ohne mit der ganzheitlichen Therapie zu kollidieren.“

Dr. Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung



Liebe Leserinnen und Leser,

wir operieren am offenen Herzen – das waren die Worte von Bundesminister Robert Habeck, um die Reformdiskussion zum Strommarktdesign einzuläuten. Der Strommarkt als Herz-Kreislauf-System der Energiewirtschaft.

Die gewählte Metapher macht einerseits die Komplexität der Reform und die Risiken eines Eingriffs deutlich. Andererseits zeigt das Bild, dass eine solche Operation zwar wohl geplant sein muss und nicht immer wieder aufgeschoben werden kann. Doch einen solchen Aufschub von Reformen nehme ich wahr. Dabei können wir nicht länger warten.

Und leider braucht es vor der ganz großen Operation noch vorbereitende Eingriffe: Der Neubau von steuerbaren Kraftwerken kann nicht warten, bis das mittel- und langfristige Marktdesign steht. Wenn der Kohleausstieg bis 2030 gelingen soll, müssen die Investitionen jetzt beschlossen

werden – bis zur Inbetriebnahme dauert es erfahrungsgemäß fünf bis sieben Jahre. Diese Kraftwerke müssen zudem perspektivisch wasserstofffähig sein. Sie stabilisieren das Stromnetz und sichern die Versorgung, wenn die Erneuerbaren das allein nicht schaffen. Da der heutige Investitionsrahmen dafür nicht ausreicht, muss die Kraftwerksstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz diesen schaffen. Diese darf sich nicht noch weiter verzögern. Mein Appell geht hier nach Berlin und Brüssel, am Verhandlungstisch kluge und vor allem schnelle Lösungen zu finden.

Ebenso müssen wir schon jetzt daran arbeiten, Lastflexibilität zu erschließen. So wie Investoren Anreize für Investitionen in Kraftwerke benötigen, brauchen Verbraucher Anreize, um sich netz- und systemdienlich zu verhalten.

Zweifelloos ist es nicht einfach, für diese komplexen Probleme praktikable Lösungen zu finden. Das Wundermittel, das auf einen Schlag alle Krankheiten des jetzigen Marktsystems kuriert, haben auch wir nicht parat. Aber wir haben einige Maßnahmen erarbeitet, die schnell und zielgerichtet wirken, ohne mit der ganzheitlichen Therapie zu kollidieren. Einige dieser Maßnahmen stellen wir in dieser Ausgabe vor.

Mit freundlichen Grüßen
Ihr Dr. Werner Götz

Der große Wurf?

STROMMARKT- DESIGN-REFORMEN AUF NATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE

Das Ziel ist klar: der Aufbau eines integrierten, klimaneutralen und versorgungssicheren Stromsystems. Das ist der entscheidende Erfolgsfaktor für die Erreichung der Klimaziele auf nationaler und europäischer Ebene. Die Strommarkt-Design-Reformen auf beiden politischen Ebenen sollen den Weg weisen. Denn in Brüssel und Berlin wird parallel an der Energieversorgung der Zukunft gearbeitet.

Kein großer Wurf auf europäischer Ebene

Lange wurde auf den „großen Wurf“ für eine Neugestaltung des Strommarkts aus Europa gewartet. Mit der Energiekrise, bedingt durch die Abhängigkeit von russischem Gas, wurde kurzzeitig sogar die Funktionsfähigkeit des Markts komplett in Frage gestellt. Denn die Preise stiegen ins Unermessliche. Klar ist aber: Der Markt hat mit dem Preissignal auf die Energieknappheit reagiert. Der Energiemarkt funktioniert also. Schaut man auf die Vorschläge der EU-Kommission wird deutlich, dass diese stark von der Krise beeinflusst sind und dennoch keine weitreichenden Eingriffe in den Strommarkt vorsehen. Der Fokus liegt darauf, enorm hohe

Preise für die Bürgerinnen und Bürger und die europäischen Unternehmen zu vermeiden und Versorgungssicherheit durch den Ausbau erneuerbarer Energien und den Ausstieg aus dem Gas zu gewährleisten. Damit stehen vor allem Instrumente im Fokus, die Sicherheit durch langfristige Preisbindung bieten und sowohl den Stromverbrauch als auch die Stromerzeugung im Blick haben. Grundsätzlich wird am Grenzkostensystem weiter festgehalten, das vorsieht, dass „günstige“ Erzeugungsformen, wie beispielsweise erneuerbare Energien, zuerst zur Deckung der Verbrauchernachfrage herangezogen werden. Wunsch der EU-Kommission ist, noch im Laufe des Jahres die Gesetzgebungsverfahren abzuschließen. Denn



2024 sind Europawahlen. Inwiefern die Ratspräsidentschaft Spaniens Einfluss auf den weiteren Reformprozess hat, bleibt abzuwarten. Spanien präferiert hier vor allem eine Preisobergrenze für Energiepreise, die im Widerspruch zur Haltung der anderen Mitgliedsstaaten steht.

Instrumente der „kleinen“ europäischen Strommarkt-Design-Reform

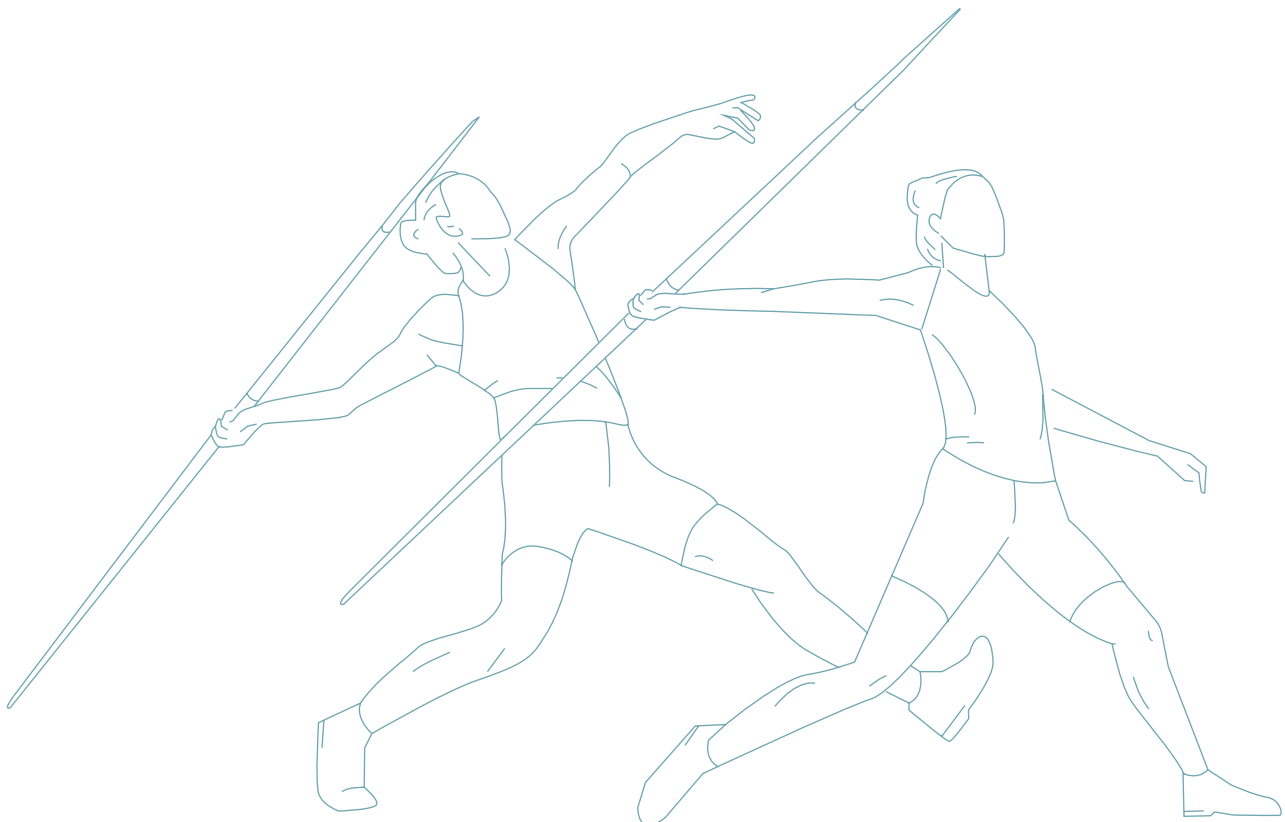
Auf EU-Ebene konzentrieren sich die Vorschläge unter anderem auf die Vermeidung von enormen Preisschwankungen für die Marktteilnehmer. Neu vorgeschlagen werden einige Werkzeuge zur Verbesserung des Energiemarktes, unter anderem werden bessere Rahmenbedingungen für Stromlieferverträge geschaffen. Power Purchase Agreements (PPAs) sind spezielle Stromlieferverträge, die die Lieferung von Strom zwischen Erzeugungsanlagen bzw. Independent Power Producers und größeren Abnehmern regeln. Der Gesetzesvorschlag der EU-Kommission bezieht sich bei PPAs auf erneuerbare Energien und Atomkraftwerke. Zweiseitige

Differenzkontrakte (Contracts for Difference) hingegen sind Stromlieferverträge, die zwischen einem Stromerzeuger und einer öffentlichen Stelle, in der Regel dem Staat, unterzeichnet werden. Bei Letzterem, wird ein Basispreis für die erzeugte Strommenge festgelegt, normalerweise im Rahmen einer Ausschreibung. Bei einem zweiseitigen Differenzkontrakt erhält der Stromerzeuger die Differenz, wenn der Marktpreis höher als der Basispreis ist. Liegt der Marktpreis über dem Basispreis, zahlt der Erzeuger die Differenz zurück. Differenzkontrakte sollen hiermit die Investitionen in Erzeugungsanlagen fördern. Die zweiseitige Differenzkontrakte sollen nach dem Vorschlag der EU-Kommission ebenfalls nur für Neubauten von erneuerbaren Energien und Atomkraftwerken gelten. Die konkrete Ausgestaltung folgt auf nationaler Ebene.

Beide Instrumente können je nach Ausgestaltung zu Verzerrungen auf den Kurzfrist- und Ausgleichsmärkten führen. Wichtig ist, dass sie die Systemkosten nicht erhöhen und systemdienlich und wettbewerbsorientiert gestaltet sind.

Der Vorschlag von regionalen virtuellen Hubs ist unter allen Marktteilnehmern ein sehr kontrovers diskutiertes Thema. Ein regionaler virtueller Hub soll alle Gebote und Angebote für Stromterminkontrakte in einer Region bündeln. Gleichzeitig soll er die Liquidität steigern und einen einzigen Referenzpreis für mehrere Länder schaffen. Regionale virtuelle Hubs sind ein Novum für den Strommarkt, dementsprechend auch noch nicht erforscht und somit mit vielen Unsicherheiten und Kosten für alle Marktteilnehmer verbunden. Deutschland hat einen sehr liquiden Markt und regionale virtuelle Hubs können diesen gefährden. Und damit das Ziel verfehlen, eine höhere Liquidität in Gebotszonen außerhalb von Deutschland zu schaffen.

Eine weitere Idee der EU-Kommission ist das Spitzenlastprodukt (Peak-Shaving Product). Hier reduziert der Verbraucher kurzfristig und schnell seinen Stromverbrauch, um keine Lastspitzen zu verursachen. Dieses Produkt soll die Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Quellen erhöhen, indem der Stromverbrauch auf Tages-



zeiten mit einer höheren Erzeugung aus erneuerbaren Energien verlagert wird. Der langfristige Einsatz eines Spitzenlastprodukts gibt Anlass zur Sorge. Denn dieses könnte das Ziel, nachfrageseitige Flexibilität in die Märkte zu integrieren, erheblich gefährden und je nach Produkt-Design zu entsprechenden Ineffizienzen führen. Kapazitätsmechanismen spielen im Kommissionsvorschlag der Reform nur eine nachgelagerte Rolle. Parallel läuft der Prozess zur Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration, der sich dann auf die nationalen Ebenen und Instrumente auswirken dürfte.

Deutschland: Übergangsphasen und die Zeit nach 2030

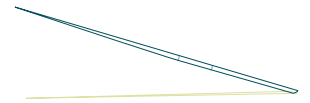
In Deutschland sind größere Reformen auch mit Relevanz für die Versorgungs- und Systemsicherheit angekündigt. Hier soll das Energiesystem in den Übergangsphasen und vom Zieljahr der Klimaneutralität 2045 her gedacht werden. Initialzündung gibt der Koalitionsvertrag, in dem die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) angekündigt wurde. Das Forum der PKNS soll Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des Strommarkt-Designs nach 2030 abgeben. Die zu bearbeitenden Themen reichen vom Ausbau und der Finanzierung erneuerbarer Energien, der Erschließung von Flexibilität, der Schaffung von Kapazitätsmechanismen einschließlich eines Kapazitätsmarkts bis hin zu Allokationssignalen zur Bestimmung der idealen Standorte für Erzeugungsanlagen, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Eingebunden sind Stakeholderinnen und Stakeholder der

Energiewirtschaft, Nichtregierungsorganisationen, Wissenschaft und Politik. TransnetBW bringt sich mit Beiträgen wie dem Neubau-Vorschuss und Redispatch 3.0 (marktbasierter Mechanismus ergänzend zu Redispatch 2.0) ein, um Werkzeuge für den stabilen Betrieb des Stromnetzes zu entwickeln. Die PKNS soll auch noch 2024 andauern und ist bislang nicht an konkrete Gesetzgebungsverfahren gekoppelt. Was das für die Implementierung der Ergebnisse bedeutet, wenn 2025 bereits Bundestagswahlen stattfinden, ist noch offen.

Die Kraftwerksstrategie als Schnellboot?

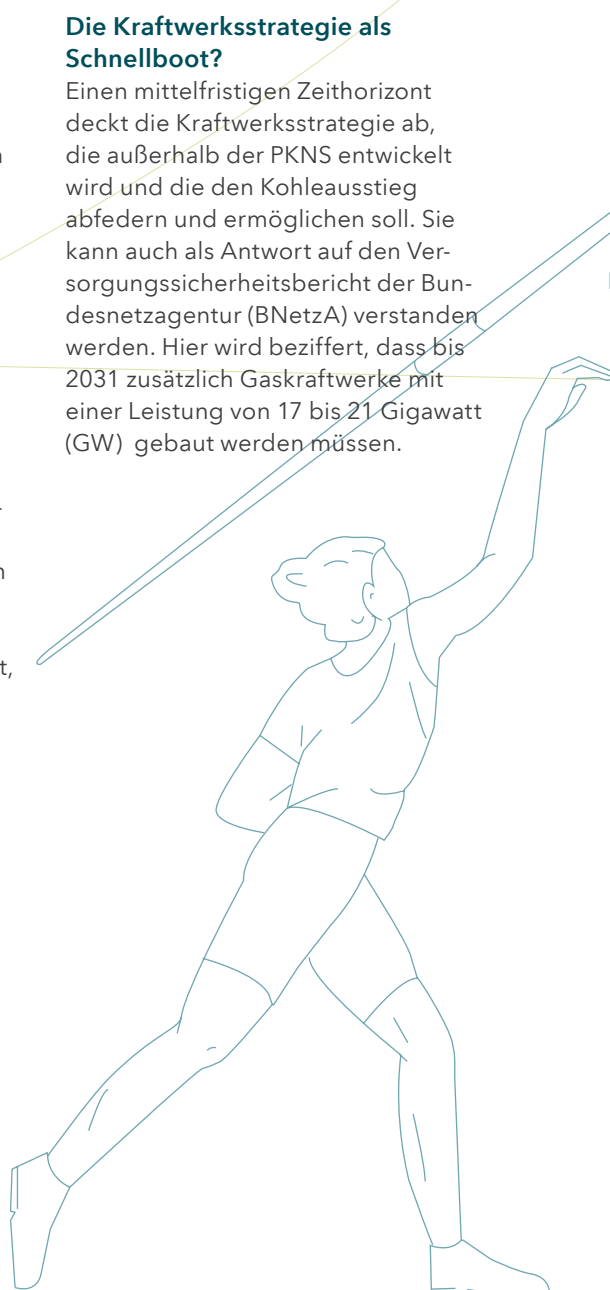
Einen mittelfristigen Zeithorizont deckt die Kraftwerksstrategie ab, die außerhalb der PKNS entwickelt wird und die den Kohleausstieg abfedern und ermöglichen soll. Sie kann auch als Antwort auf den Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) verstanden werden. Hier wird beziffert, dass bis 2031 zusätzlich Gaskraftwerke mit einer Leistung von 17 bis 21 Gigawatt (GW) gebaut werden müssen.

LIEFERANTENVERTRÄGE

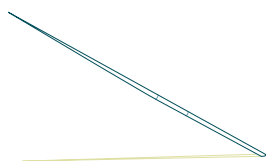


PEAK-SHAVING-PRODUCT

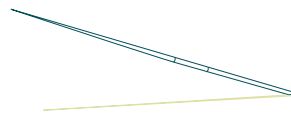
KRAFTWERKSSTRATEGIE



ANREIZE FÜR NEUE KRAFTWERKE



FLEXIBILITÄTEN



PKNS

Doch diese entstehen nicht.. Hintergrund ist, dass sich Investitionen in Kraftwerke immer weniger rechnen. Die Anlagen kommen am Markt nur dann zum Zuge, wenn zu wenig Strom aus Sonnen- und Windenergie produziert werden kann. Doch werden diese neuen Kraftwerke auch für die Netzstabilisierung benötigt. Das TransnetBW-Konzept, der Neubau-Vorschuss, setzt genau dort an und ist ein wichtiger Diskussionsbeitrag für die Kraftwerksstrategie, siehe hierzu [Rubrik Aktuelles, Seite 14](#).

Die Kraftwerksstrategie war zunächst für das erste Quartal diesen Jahres angekündigt und verzögert sich. Denn Berlin kann hier nur im Gleichschritt mit Brüssel unterwegs sein: Je nach Gestaltung der Instrumente, die einen Rahmen für Investitionen in Kraftwerke schaffen sollen, geht nichts ohne eine beihilfe-rechtliche Prüfung. Die Gespräche mit Brüssel dazu dauern noch an. Die geplanten Instrumente zielen auf kurz- bis mittelfristige Investitionen in Neubauten und Modernisierungen von 25 GW steuerbaren Kapazitäten ab.

Geplant ist, bestehende Regelungen im Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG) und die Verordnungsermächtigungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – hier für Sprinter- und Hybrid-Kraftwerke – anzupassen. Auch sollen die Umgestaltung des Kraftwerksparks und die Absicherung des Kohleausstiegs geregelt werden. Noch ist unklar, wie viel davon gesicherte Leistung sein wird.

Unterschiedliche Wurfweiten beim gleichen Ziel

Brüssel und Berlin arbeiten auf ein klimaneutrales, versorgungssicheres Stromsystem hin. Doch obwohl die EU-Ebene den nationalen Spielraum definiert, sind hier die Reformen kleiner und leisten nur einen kleinen Beitrag zum Gelingen der Gesamttransformation. Auf nationaler Ebene wird stärker eine Langfristperspektive eingenommen. Das zeigt sich an der Diskussion zur Schaffung von Flexibilität und gesicherter Leistung. Denn wenn zukünftig volatile erneuerbare Energien eine größere Rolle spielen, braucht es Werkzeuge, um die Ver-

sorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Deshalb stehen auf der nationalen Ebene die Instrumente stärker auf der Tagesordnung, die den Neubau von Gaskraftwerken und den dazugehörigen Fuel-Switch ermöglichen. Das ist elementar für den Kohleausstieg.

Wichtig ist, dass die Diskussionen nun in pragmatische, schnell umsetzbare Gesetze überführt werden. So wird die Planbarkeit sichergestellt und der Strommarkt kann auch zukünftig möglichst effizient funktionieren und so auch risikoreichere Zeiten abfangen.

/ Katharina Seiter
Marina Schmid

„Bühne“ für unsere Anliegen

PLATTFORM KLIMANEUTRALES STROMSYSTEM

„Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien werden wir ein neues Strommarkt-Design erarbeiten“. Das ist ein ambitioniertes energiepolitisches Ziel dieser Legislaturperiode im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien, das jetzt umgesetzt werden muss. Die kommenden Jahre werden entscheidend dafür sein, ob die Transformation hin zu einem klimaneutralen Stromsystem gelingt. Durch die damit einhergehende Volatilität gewinnt die Frage an Bedeutung, wo Anlagen künftig netzdienlich gebaut werden.

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem – PKNS

Für die Bewältigung dieser Herausforderungen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Februar dieses Jahres die PKNS ins Leben gerufen. Über 120 Akteurinnen und Akteure aus Wirtschaft, Politik, Zivilgesellschaft und Wissenschaft kommen hier zusammen, um das Strommarkt-Design der Zukunft zu gestalten. Um die komplexen Fragestellungen im Detail zu erörtern, wurden vier Arbeitsgruppen gegründet:



AG 1 Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien



AG 2 Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen



AG 3 Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung



AG 4 Lokale Signale

[BMWK – Plattform Klimaneutrales Stromsystem - im Dialog für ein neues Marktdesign](#)

Die PKNS aus Sicht von TransnetBW ...

Als Übertragungsnetzbetreiberin und Mitgestalterin der Strominfrastruktur ist TransnetBW mit vier Mitarbeitenden in den entsprechenden Arbeitsgruppen aktiv in die Plattform eingebunden. Wir fragen sie ...

/ Angèle Dahl
Dr. Michael Heihsel
Marina Schmid

Was ist das Hauptanliegen von TransnetBW bzw. von den Übertragungsnetzbetreibern?

Was sind Ihre Erwartungen an die PKNS?



AG 1 SICHERUNG DER FINANZIERUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

HAUPTANLIEGEN: Die Transformation zu einer CO₂-neutralen und somit hauptsächlich auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung führt zu großen Herausforderungen, insbesondere für die Netzbetreiber. Bei der Ausgestaltung des Fördersystems für erneuerbare Energien sollte auch das systemdienliche Verhalten gefördert werden, um die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien möglichst optimal zu nutzen. So sollten beispielsweise Anreize für eine effiziente Teilnahme der EE-Anlagen an Kurzfristmärkten bestehen bleiben. Die besten Marktanreize entstehen dann, wenn die Förderungszahlung von der tatsächlichen Erzeugung entkoppelt wird, wie zum Beispiel bei produktionsunabhängigen Contracts for Differences (CfDs). Aufgrund der zentralen Rolle der Netzbetreiber bei der Abwicklung der

Förderung erneuerbarer Energien ist für uns die operative Umsetzbarkeit wesentlich.

ERWARTUNGEN: Die PKNS ist die Ausgangsbasis für Diskussionen zur Ausgestaltung des zukünftigen Fördersystems erneuerbarer Energien. Zum einen erwarte ich spannende Diskussionen mit den unterschiedlichen Stakeholderinnen und Stakeholdern. Zum anderen erhoffe ich mir aber auch Ergebnisse: Es muss ein Fördersystem entstehen, mit dem die ambitionierten Ausbauziele kosteneffizient erreicht und Anreize für systemdienliches Verhalten implementiert werden. Und natürlich sollte die Förderung praktikabel umsetzbar sein.

Dr. Ansgar Geiger,
Teamleiter Erneuerbare Energien und Umlagen



**AG 2****AUSBAU UND EINBINDUNG
VON FLEXIBILITÄTSMOGLICHKEITEN**

HAUPTANLIEGEN: Mit dem geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 ist eines klar: Die regelbare Leistung konventioneller Kraftwerke und die bisherigen Instrumente für die System- und Versorgungssicherheit fallen weg. Schaut man allein auf Süddeutschland, müssen 8 GW für die Regionen Bayern und Baden-Württemberg ersetzt werden. Bundesminister Habeck sprach in seiner Eröffnungsrede von 25 GW neuer „Molekülkraftwerke“, die Deutschland brauche. Der Neubau von klimafreundlichen Kraftwerken innerhalb von sieben Jahren ist jedoch unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kaum realisierbar.

Parallel nimmt der Anschluss von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern rasch zu. Die BNetzA rechnet in ihrem Versorgungssicherheits-Monitoringbericht mit Flexibilitätspotenzialen von 50 GW bis 2031, davon allein 18 GW durch Wärmepumpen, knapp 14 GW durch Elektromobilität und ebenso viel durch Power2Heat, um nur drei Beispiele herauszugreifen.

Dieser Hochlauf von E-Mobilität, Wärmepumpen und Heimspeichern bedeutet ein großes Flexibilitätspotenzial, das freiwillig gerade bei kürzeren Bedarfen zur Netzstabilisierung sehr flexibel eingesetzt werden kann. Für ein klimaneutrales Stromsystem müssen wir die Übergangsphase in den Blick nehmen. Lastseitige und dezentrale Flexibilitäten können schon in kritischen Momenten helfen, wenn wir jetzt gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern und der Branche die Voraussetzungen schaffen.

Mit Redispatch 3.0 schlagen wir eine Ergänzung des gesetzlich vorgegebenen kostenbasierten Redispatch 2.0 vor. Über einen markt-basierten, freiwilligen Mechanismus sollen „Kleinstflexibilitäten“ für das Engpassmanagement erschlossen werden.

Auch zur Sicherstellung einer jederzeit ausgeglichenen Leistungsbilanz über Regelleistung werden die lastseitigen und dezentralen Flexibilitäten eine große Rolle spielen, die im Rahmen der AG 2 diskutiert wird.

ERWARTUNGEN: Ich freue mich, im Rahmen der PKNS den Dialog mit den Verteilnetzbetreibern und der Branche zur Einbindung der lastseitigen und dezentralen Flexibilitäten weiterzuführen. Wir brauchen jeden Baustein, um die Versorgungs- und Systemsicherheit auch zukünftig zu gewährleisten. Wir haben erste Erfahrung mit Pilotprojekten gemacht, die wir nun skalieren möchten. Dafür brauchen wir die Flankierung der Politik und eine Kostenanerkennung. Die Energiewende braucht Flexibilität. Nur so bleiben auch zukünftig die Stromnetze stabil, damit die sichere klimaneutrale Versorgung gelingt. Deutschland wäre daher gut beraten, jetzt die entsprechenden politischen und marktlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, damit wir diese Chancen für das Netz nutzen und zukünftig Kosten senken können.

Dr. Tobias Weißbach,
Leiter Produkte und Nichtstandardisierte Märkte





AG 3

FINANZIERUNG VON STEUERBAREN KAPAZITÄTEN
ZUR RESIDUALLASTDECKUNG

HAUPTANLIEGEN: TransnetBW ist verantwortlich dafür, auch zukünftig eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Damit dies ab 2030 auch ohne Kohlekraftwerke gelingen kann, braucht es Investitionen in den Neubau von klimaverträglicher steuerbarer Kraftwerksleistung. Gerade in Süddeutschland werden die Kraftwerke zusätzlich zur Deckung der Stromnachfrage auch zur Stabilisierung der Netze benötigt, vor allem für das Engpassmanagement. Allerdings ist der Neubau, zum Beispiel von wasserstofffähigen Gaskraftwerken, im aktuellen Strommarkt-Design nicht wirtschaftlich. Ohne neue Anreizmechanismen wird der erforderliche Zubau nicht erfolgen.

ERWARTUNGEN: Uns ist es wichtig, dass die Politik Investitionsanreize für den Bau steuerbarer Kapazitäten so

ausgestaltet, dass der Neubau regional dort entsteht, wo die Kraftwerke den größten Nutzen für das Stromsystem bringen. Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme schlagen wir mit dem „Neubau-Vorschuss“ ein Konzept vor, bei dem Investoren an systemdienlichen Standorten ein Teil der erwarteten zukünftigen Redispatch-Vergütung bereits zum Investitionszeitpunkt garantiert wird. Dies reduziert Investitionsunsicherheiten und schafft zügig und kosteneffizient die dringend benötigten Neubauanreize. Mittelfristig kann der Neubau-Vorschuss in ein weiterentwickeltes Strommarkt-Design (zum Beispiel einen Kapazitätsmarkt mit einer lokalen Komponente) integriert werden.

Sebastian Schleich,
Fachexperte Strommarkt-Design und Kapazitätsmechanismen, Konzept Neubau-Vorschuss



AG 4

LOKALE SIGNALE

HAUPTANLIEGEN: TransnetBW will in der PKNS eine aufschlussreiche Diskussion erreichen, wie das Marktdesign ausgestaltet werden muss, damit Standortentscheidungen und Anlageneinsatz den größten Nutzen fürs Energiesystem haben. Außerdem brauchen wir Signale, um Transportknappheiten im Netz aufzuzeigen. Wir müssen die technischen Notwendigkeiten schaffen, um das „Ehda-Potenzial“ der Flexibilität auf Lastseite mit einzubeziehen. Netz und flexible Verbraucherinnen und Verbraucher müssen „miteinander“ reden können. Dieses Anliegen stand unter dem Motto „Nutzen statt Abregeln“ im Mittelpunkt der Sitzung der Arbeitsgruppe „Lokale Signale“ Ende Juni. In diesem Zusammenhang haben wir gemeinsam mit TenneT das Pilotprojekt ViFlex zu Redispatch 3.0

vorgestellt. In diesem Pilotprojekt arbeiten TransnetBW, TenneT und 50Hertz gemeinsam mit der Firma Viessmann an dem flexiblen Einsatz von Wärmepumpen auf der Lastseite. Konkret geht es darum, Wärmepumpenanlagen so zu betreiben, dass durch gesteuerte Lastverschiebungen Netzengpässe im Übertragungs- sowie Verteilnetz reduziert werden können. Erste Ergebnisse aus dem Pilotprojekt konnten wir der PKNS präsentieren: Die flexible Steuerung der Wärmepumpen zur Bereitstellung von Redispatch ist erfolgreich umsetzbar, und dies mit sehr geringer oder sogar ohne Beeinträchtigung des Heizkomforts bei den Testverbraucherinnen und -verbrauchern.

ERWARTUNGEN: Im Rahmen der PKNS wollen wir geeignete Instrumente auf-

zeigen, die die Diskrepanz zwischen steigendem Transportbedarf und begrenzter Übertragungskapazität bei zunehmender Erzeugungsvolatilität für die Netz- und Systemführung beherrschbar machen.

Mit dem Pilotprojekt können wir vielversprechende Potenziale verdeutlichen. Diese können wir aber nur heben, wenn Marktakteure branchenübergreifend eng zusammenarbeiten und nach pragmatischen Lösungen für die noch offenen Fragestellungen suchen. Wir brauchen Anreize, damit Verbrauchende freiwillig ihre Flexibilität für die Stabilisierung des Netzes bereitstellen. Die geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen müssen jetzt geschaffen werden.

Kay Wiedemann,
Teamleiter Marktentwicklung

Neubau-Vorschuss

DER MECHANISMUS FÜR DIE KRAFTWERKS-STRATEGIE

„Mit dem Neubau-Vorschuss schlagen wir ein Konzept vor, das den regionalen Neubau von Marktkraftwerken noch vor 2030 möglich macht, da die Idee nur kleinerer Anpassungen im Strommarkt-Design bedarf. Gleichzeitig erhöhen sich die Systemkosten nicht. Das Konzept ist damit eine kurzfristige, sehr kosteneffiziente Option für eine zukünftig sichere und stabile Energieversorgung.“

Dr. Werner Götz,
Vorsitzender der Geschäftsführung
von TransnetBW

Damit der Kohleausstieg gelingt, müssen bis 2030 dutzende neue wasserstofffähige Gaskraftwerke entstehen. Sie werden als Back-up-Kapazitäten benötigt, wenn Wind und Sonne keinen Strom liefern, und sind ein wichtiges Werkzeug für die Netzstabilisierung. Doch Investitionen lohnen sich nicht, wie eine aktuelle Studie von Enervis belegt. Deshalb wird kaum gebaut. Daneben regelt der Markt bislang nicht, dass systemdienlich gebaut wird. Also regional dort, wo die Kraftwerke neben dem Markteinsatz auch dafür eingesetzt werden können, um Engpässe im Netz zu verhindern. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) will mit der Kraftwerksstrategie einen Rahmen für bis zu 25 GW Neubau von steuerbaren Kapazitäten schaffen. Die Zeit drängt: Denn bei Bauzeiten von mehr als sechs Jahren bleibt keine Zeit. Mit dem Neubau-Vorschuss legt TransnetBW einen konkreten Vorschlag vor, der von der Branche unterstützt

wird. Die Idee des Neubau-Vorschusses sieht vor, dass Investoren bereits zum Zeitpunkt der Investition einen Teil der zukünftigen Engpassmanagement-Vergütung garantiert bekommen. Das würde die Investition planbar machen. Und Erlöse aus dem Engpassmanagement würden mit weniger Risikoabschlägen in die Investitionsrechnung eingehen, was dann zur Wirtschaftlichkeit führt. Das Konzept hat eine Steuerungswirkung: Der Investitionsanreiz ist an den Standorten besonders hoch, wo die Anlagen fürs Engpassmanagement benötigt werden und die Investition somit besonders systemdienlich ist.

Investitionsrechnung belegt Anreizwirkung des Neubau-Vorschuss-Konzepts

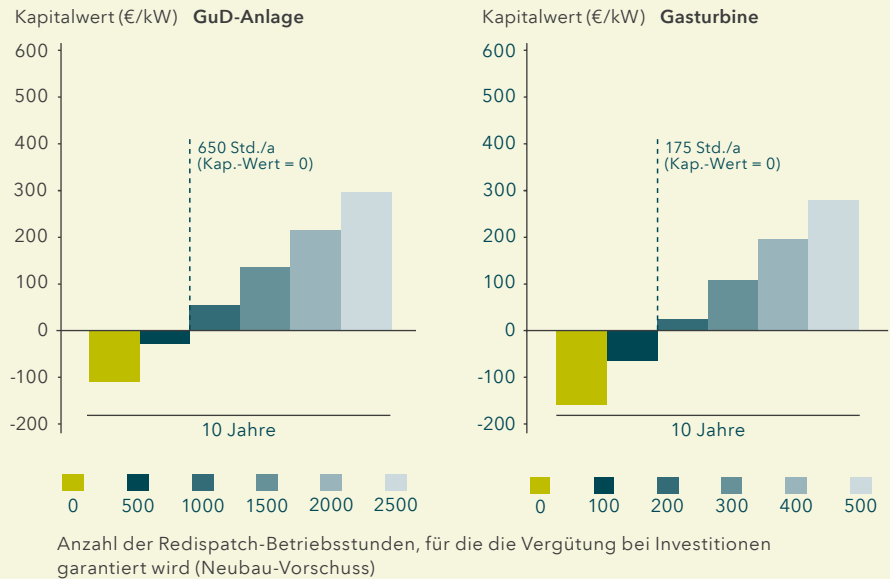
Die Berechnungen vom auf energiewirtschaftliche Fragestellungen spezialisierten Beratungsunternehmen Enervis zeigen die Wirksamkeit des Ansatzes auf:

„Der Neubau-Vorschuss in Form einer gesicherten jährlichen Zahlung kann den Zubau solcher Kraftwerke anreizen“, so **Dr. Tim Höfer**, Consultant bei Enervis Energy Advisors GmbH.

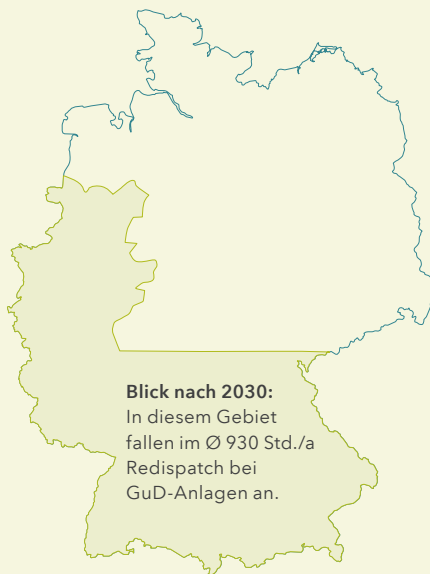
Das sei der Fall, wenn die Garantie der Redispatch-Vergütung für die ersten zehn Jahre ab Inbetriebnahme für jährlich 650 Redispatch-Betriebsstunden gewährt wird (siehe [Abbildung Seite 17](#)). Auch für eine wasserstofffähige Gasturbine kann der Neubau-Vorschuss der entscheidende Faktor für die Wirtschaftlichkeit sein.

Der Vergleich mit tatsächlichen Redispatch-Abrufen im Jahr 2022 und die Ergebnisse einer TransnetBW-Netzanalyse für 2030, die sich an der Langfristanalyse der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) orientiert, verdeutlicht, dass eine garantierte jährliche Redispatch-Vergütung in diesem Umfang realistisch ist. So ergeben sich für die im Süden und Westen gelegenen Neubaukraftwerke im Jahr 2030 durchschnittlich je Anlage circa 930 Redispatch-Betriebsstunden zusätzlich zu den marktgetriebenen Betriebsstunden.

Wirtschaftlichkeitsschwelle einer H₂-ready Gas- und Dampfturbine (GuD)-Anlage und einer H₂-ready Gasturbine bei Berücksichtigung des Neubau-Vorschusses (Enervis-Studie, Referenzszenario 2)



Besonders systemdienliche Lokalisierung von Kraftwerken



Die Branche unterstützt den Vorstoß von TransnetBW:

„Es braucht Investitionssicherheit und für Kraftwerksbetreiber ein Marktmodell, das nicht nur Stromerzeugung, sondern auch bereitgestellte Kapazität vergütet, damit die dringend benötigte grundlast- und perspektivisch auch wasserstofffähige Kraftwerksleistung zeitnah zugebaut werden kann. Andernfalls ist die Versorgungssicherheit gefährdet“, so **Dr. Andreas Reichel**, Vorsitzender der Geschäftsführungen von STEAG GmbH und Iqony GmbH.

„Der schnell zu realisierende ‚Neubau-Vorschuss‘ kann das Zünglein an der Waage sein, um bei nach wie vor unsicheren energiewirtschaftlichen

Rahmenbedingungen in eine neue Anlage zu investieren“, so **Holger Becker**, Kaufmännischer Vorstand der Großkraftwerk Mannheim AG.

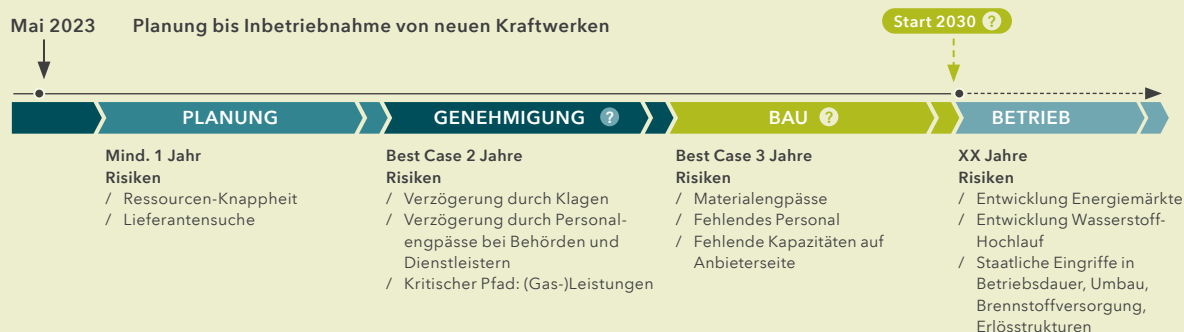
Mehr zum Neubau-Vorschuss und den notwendigen regulatorischen Änderungen:

Neubau-Vorschuss – Konzepte – Politik und Regulierung – Unternehmen – TransnetBW

/ Sebastian Schleich
Marina Schmid

„Die Zeit drängt: Die Kraftwerksstrategie muss dringend den Rahmen für den Neubau von Kraftwerken setzen.“

Quelle: Steag/Iqony 2023



Regelenergieplattformen

EUROPÄISCHE KOOPERATION – HOHE WOHLFAHRTSGEWINNE

Ein Jahr ist es her, dass die PICASSO-Plattform (Plattform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) in Betrieb gegangen ist. Ein guter Grund für einen Rückblick auf das, was PICASSO und ihre Vorgängerin IGCC (International Grid Control Cooperation) im Sinne eines stabilen Stromnetzbetriebs im gesamten europäischen Stromversorgungssystem erreicht haben.

TransnetBW betreibt aus der eigenen Hauptschaltleitung zwei Plattformen: die IGCC seit 2011 und PICASSO seit 2022. Diese ermöglichen den kostenoptimalen Abruf von Sekundärregelleistung* auf dem europäischen Kontinent – vom Atlantik zum Schwarzen Meer und vom Skagerrak zur Ägäis – einzusetzen.

Der Beitrag zum Wohlfahrtsgewinn:

Die Optimierungssysteme hinter den zwei Plattformen IGCC und PICASSO ermitteln einen optimalen Regelleistungseinsatz bzw. vermeiden den gegenläufigen Einsatz von Regelreserven in den teilnehmenden Regelzonen (über das sogenannte „Imbalance Netting“). Neben einer Stützung der Systemsicherheit erwirtschaften die Plattformen hiermit zwar keinen echten Gewinn im Sinne eines Geldflusses; sie erzeugen dennoch durch den kostenoptimalen Abruf von Regelreserven gesamtwirtschaftliche Kosteneinsparungen, die als „Wohlfahrtsgewinn“ oder auf Englisch „Social Welfare“ bezeichnet werden.

**WIE WIRD DER
„WOHLFAHRTSGEWINN“
ERRECHNET?**

Für den IGCC ist der Wohlfahrtsgewinn einfach ersichtlich: Durch das „Netting“ wird in einer Regelzone die Aktivierung von positiver Regelleistung verhindert, in einer anderen Regelzone wird die Aktivierung von negativer Regelleistung verhindert. Beide haben einen bestimmten Preis. Dieser wird (vorzeichenrichtig) addiert und so der Wohlfahrtsgewinn berechnet.

Für die Wohlfahrtsberechnung bei PICASSO werden etwa 650.000 Simulationsrechnungen pro Monat durchgeführt, in denen der Regelenergiepreis bei einem simulierten Regelleistungseinsatz ohne länderübergreifend optimierten Abruf ermittelt wird. Der „Social Welfare“ für die operativ angeschlossenen Länder ergibt sich aus den so ermittelbaren Kosteneinsparungen auf Produzenten- sowie Verbraucherseite sowie den sogenannten Engpasserlösen.

* Mehr hierzu unter:

[TransnetBW Regelenergie-Bedarf](#)

Social Welfare: beachtenswerte Zahlen

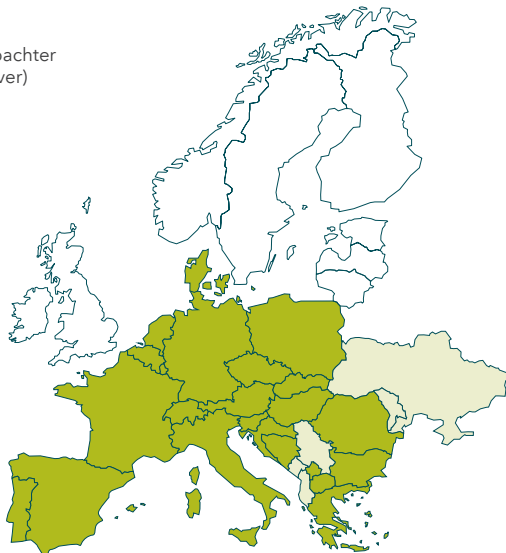
Im IGCC wurden im gesamten Jahr **2022 11,240 Terawattstunden (TWh)** an Regelarbeit durch das „Imbalance Netting“ vermieden, was zum Vergleich ungefähr dem jährlichen Stromverbrauch von Litauen entspricht. Hierdurch wurden allein 2022 etwa **790 Mio. €** eingespart. Im ersten Quartal 2023 wurden weitere Einsparungen in Höhe von 133 Mio. € erzielt, außerdem erreichte die vermiedene Regelarbeit im März 2023 mit 1.151 Gigawattstunden einen neuen Höchstwert.

Zur Einordnung: Seit dem Start der Aufzeichnungen im Jahr 2011, mit fast jährlich neuen Partnern, wurde ein kumulierter Social Welfare von insgesamt 1,89 Mrd. € erzielt. Das Jahr 2022 hat also mit 45 Prozent überproportional beigetragen. Dies liegt am nun (fast) vollständig erschlossenen europäischen Marktgebiet und wird zusätzlich mit den hohen Energiepreisen begründet. Langfristig, d. h. mit der zunehmenden Anzahl an Teilnehmenden in PICASSO, wird der Social Welfare vom IGCC zu PICASSO wandern.

Das PICASSO-System ist seit Ende Juni 2022 im operativen Betrieb, daher tragen nur das dritte und vierte Quartal zum Social Welfare bei. Je nach Berechnungsmethode bzw. je nach monetärer Bewertung des durch PICASSO zusätzlich gedeckten Regelleistungsbedarfs mit dem minimalen bzw. maximalen Preis konnte im Jahr 2022 ein Social Welfare von etwa 102 Mio. € bzw. 378 Mio. € erzielt werden. Von Januar bis einschließlich April 2023 wurden 46 Mio. € bzw. 192 Mio. € errechnet.

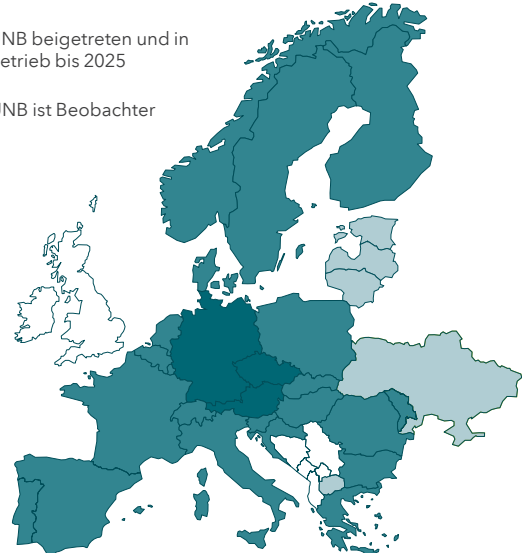
IGCC-MITGLIEDSCHAFTEN

- ÜNB in Betrieb oder erst beigetreten
- ÜNB als Beobachter (IGCC Observer)



PICASSO-MITGLIEDSCHAFTEN

- ÜNB in Betrieb
- ÜNB beigetreten und in Betrieb bis 2025
- ÜNB ist Beobachter



Wie geht es weiter?

Mit dem Beitritt weiterer potenzieller Ländern, wie zuletzt Serbien, werden weitere Einsparpotenziale durch die Vermeidung von gegenläufigen Regelenergieabrufen gehoben. Durch den kürzlich erfolgten Beitritt des italienischen ÜNB TERNA zum gemeinsamen Regelenergiemarkt in PICASSO wird der erzeugte Social Welfare weiter steigen.

Da PICASSO erst in drei Ländern optimiert wird, lässt sich erahnen, wie groß das Einsparpotenzial Ende 2024 beim Vollausbau der Plattform werden kann. Mit jedem weiteren Beitritt steigt der Wohlfahrtsgewinn für alle Teilnehmenden. Das kann zum

Musterbeispiel für den Binnenmarkt werden.

Im Auftrag aller europäischer ÜNB betreibt TransnetBW im Endausbau eines der größten Energieoptimierungssysteme weltweit. Zu guter Letzt wird durch die Optimierung der Ausgleichsprozesse im Stromnetz die effiziente Integration von immer mehr volatilen erneuerbaren Energien einfacher gelingen.

Im Rahmen eines entstandenen europäischen Binnenmarkts für Regelenergie schafft PICASSO die Voraussetzungen dafür, die Dekarbonisierung des Regelenergiemarkts anzureizen.

/ Peter Scheerer

Redispatch 3.0

WIR KÖNNEN DEN WIND NICHT ÄNDERN, ABER DIE SEGEL ANDERS SETZEN!

Energiewende braucht Flexibilität. Deshalb macht sich TransnetBW auf den Weg und erforscht neue Möglichkeiten des Netzbetriebs. Eine wichtige Rolle spielen künftig dezentrale Verbraucher und Speicher. So können etwa Wärmepumpen, batterieelektrische Fahrzeuge oder auch Photovoltaik (PV)-Heimspeicher aktiv zum sicheren Netzbetrieb beitragen. Wie das gelingen kann, wird in diesem Beitrag beleuchtet.

Gemeinsam mit Partnern aus Wissenschaft und Industrie haben wir uns auf den Weg gemacht, Chancen und Möglichkeiten von Flexibilisierungspotenzialen des Netzbetriebs zu erforschen und aufzuzeigen. Zum einen ist dies entscheidend, da es immer häufiger vorkommt, dass durch viel Wind und Sonne im System die temporär hohe Stromproduktion nicht vom Verbrauchenden aufgenommen werden kann. Die Konsequenz ist, dass Anlagen abgeregelt werden müssen. Ziel muss es aber sein, die vorhandene Energie in erster Linie direkt zu nutzen, um damit die Gesamtkosten zu senken und die Nachhaltigkeit zu erhöhen.

Zum anderen kommt es immer häufiger vor, dass durch ein hohes Stromangebot im Norden und eine gleichzeitig hohe Nachfrage im Süden die Kapazität des Übertragungsnetzes temporär nicht ausreicht, um den

Strom zu transportieren. In diesen Fällen werden Anlagen im Norden außerplanmäßig abgeschaltet und steuerbare Kraftwerke im Süden hochgefahren, der sogenannte Redispatch.

Große Chancen für eine Flexibilisierung des Stromnetzes bieten kleine, dezentrale Anlagen wie etwa Wärmepumpen, PV-Heimspeicher und Elektrofahrzeuge. Diese Technologien werden mit enormen Wachstumsraten in den kommenden Jahren an das Netz angeschlossen. Es ist ein „Eh-da-Potenzial“, das mit einem kleinen Update des Marktdesigns gehoben werden kann.

Ein Marktdesign für die Hebung von Flexibilisierungspotenzialen

Gemeinsam mit TenneT und E-Bridge hat TransnetBW im Rahmen der Studie „Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign“ Vorschläge für ein zukünftiges Markt- und Produktdesign erarbeitet, damit kleinteilige dezentrale Flexibilitäten anreizbasiert einen freiwilligen Beitrag für das Engpassmanagement leisten können. Der bestehende kostenbasierte Redispatch für Erzeugungsanlagen (Redispatch 1.0 und 2.0) sollte um einen marktbasierten Redispatch für dezentrale und lastseitige Flexibilität erweitert werden (Redispatch 3.0, hybrider Ansatz, siehe untere Abbildung). Über Netzbetreiberkoordination soll dabei sichergestellt werden, dass auch Verteilnetzbetreiber auf diese Flexibilität zugreifen können und nicht „gegeneinander geregelt“ wird. Dieser Mechanismus ist heute noch nicht vom Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gedeckt, eine Kostenanerkennung für Redispatch-Abrufe der

verbraucherseitigen Flexibilität ist für die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht möglich.

Redispatch 3.0 im Praxistest

Im PV-Shift-Pilotprojekt hat TransnetBW gemeinsam mit Tesla von Mai bis Oktober 2022 erstmalig 100 PV-Heimspeicher mit einer Leistung von insgesamt über 500 Kilowatt (kW) zur Netzstabilisierung genutzt. Dabei wurden die Powerwalls genannten Batteriespeicher zur Netzstabilisierung in die TransnetBW-Regelzone eingebunden. Im Fall von Netzengpässen erfolgte ein Signal an Tesla, um die Betriebsweise der Powerwalls in der TransnetBW-Regelzone netzdienlich anzupassen.

Auch zur Integration von Wärmepumpen werden bereits wertvolle Erfahrungen gesammelt. In einem Pilotprojekt mit Viessmann, TenneT und 50Hertz können Nutzerinnen und Nutzer mit einer Viessmann-Wärmepumpe direkt zur Netzstabilisierung beitragen und gleichzeitig Geld spa-

ren. Dabei wird der Betrieb der Wärmepumpen gezielt in jene Stunden mit einem Stromüberschuss an Wind und Photovoltaik verschoben, der andernfalls abgeregelt werden müsste („Nutzen statt Abregeln“). Darüber hinaus wurde der Betrieb der Anlagen dahingehend optimiert, dass eine gezielte Lastverschiebung im Süden Deutschlands den Bedarf an Redispatch-Leistung reduziert. Bei allen Maßnahmen wird der Heizkomfort nur gering oder gar nicht beeinflusst. Eine wichtige Prämisse für die Umsetzung!

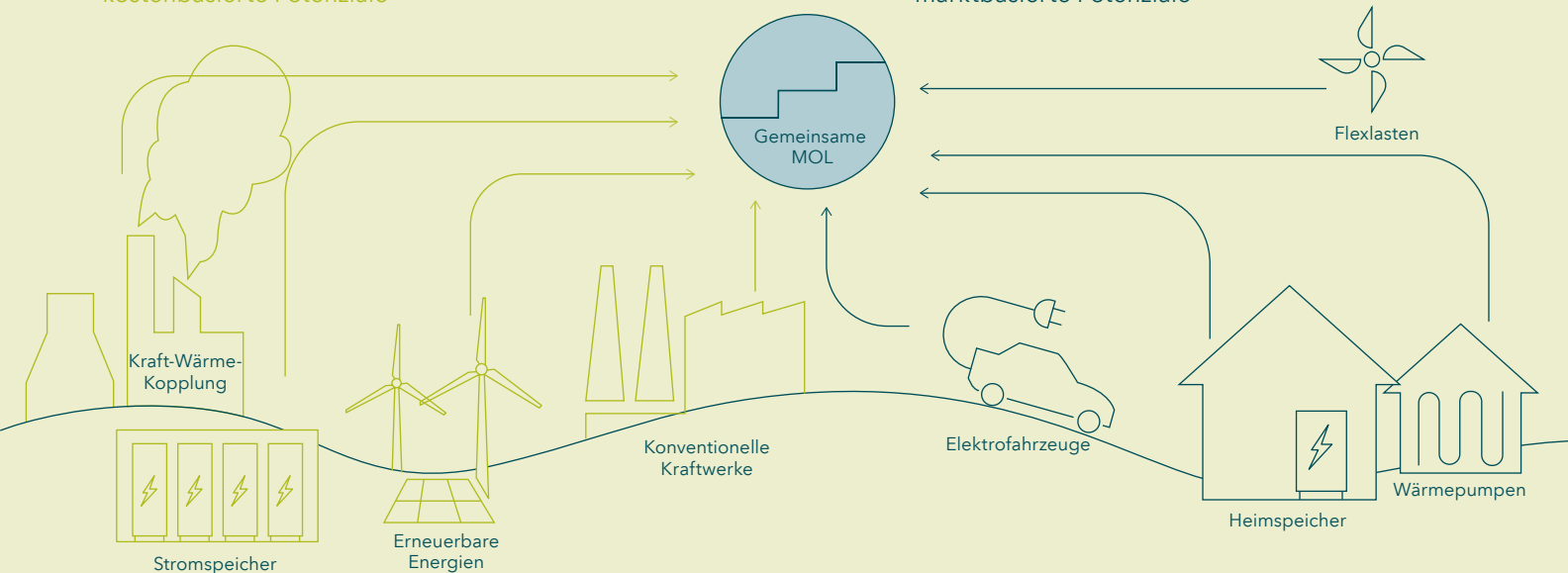
/ Dr. Michael Heihsel
Marina Schmid

HYBRIDES REDISPATCH-ZIELMODELL

Ressourcenauswahl über gemeinsame Merit-Order-Liste (MOL)

Pflichtteilnahme **Redispatch 2.0:**
kostenbasierte Potenziale

Freiwillige Teilnahme **Redispatch 3.0:**
marktbasierte Potenziale



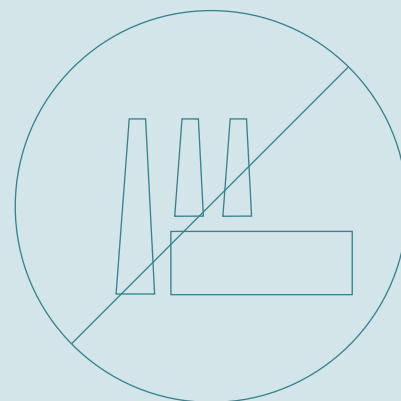
Instrumente der Versorgungssicherheit

KAPAZITÄTSMARKT IN DEUTSCHLAND – QUO VADIS?

In Deutschland ist die Diskussion um einen Kapazitätsmarkt zur Vorhaltung von Kraftwerksleistung in vollem Gange. Sie bewegt sich so lange im theoretischen Raum, wie die in Artikel 21 (5) der EU-Strommarkt-Verordnung festgelegten Voraussetzungen zur Einführung von Kapazitätsmechanismen fehlen. Dazu muss das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) von ENTSO-E oder der Bericht zu Versorgungssicherheit Strom von der Bundesnetzagentur den Bedarf aufzeigen. Der ERAA-Bericht liegt mittlerweile vor, es fehlt aber eine formale Bestätigung des Berichts durch die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Die Bundesnetzagentur weist zwar in ihrem Bericht einen Bedarf an Neubau aus, ist aber zuversichtlich, dass die benötigte Leistung bereitgestellt wird. Damit ist die Einführung eines Kapazitätsmarkts vorerst Theorie. Es braucht deshalb alternative Förderinstrumente, die nicht als Kapazitätsmechanismus eingeordnet werden, wie den Neubau-Vorschuss, um den Kohleausstieg zu ermöglichen.



2030



Der ERAA-Bericht von ENTSO-E betrachtet seit 2021 die europäische Versorgungssicherheit und bewertet, wie sich das Stromsystem unter Berücksichtigung der Marktregeln entwickeln kann. Es wird untersucht, wo und in welchen Situationen in den nächsten drei bis zehn Jahren die Stromnachfrage durch marktliche Kraftwerke nicht gedeckt werden kann (so genannte Lastunterdeckung). Simuliert wird auch das Investorenverhalten. Wenn es sich rentiert, neue Kraftwerke zu bauen, wird dies berücksichtigt. Wiederum werden nicht-rentable Kraftwerke in den Modellen automatisch stillgelegt. Die Auswirkungen dieses Zu- bzw. Abbaus fließen ebenfalls in die ERAA-Versorgungssicherheitsanalyse ein.

Die Ergebnisse im ERAA 2022 konstatieren durch Zuwachs an Erneuerbaren und Flexibilitäten sowie steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten einen frühzeitigen Marktaustritt konventioneller Anlagen in Höhe von bis zu 47 Gigawatt in Europa für 2030*. Das hätte eine Unterdimen-

sionierung des Erzeugungsparks und hohe Lastabwürfe zur Folge. Mit steigender Häufigkeit an marktlichen Lastunterdeckungen für Deutschland (2025=10,5 Stunden/Jahr; 2027=13,7 Stunden/Jahr; 2030= 20,4 Stunden/Jahr) würde der deutsche Versorgungssicherheit-Standard von 2,77 Stunden/Jahr um ein Vielfaches verfehlt. Die Bundesnetzagentur ordnet in ihrem Bericht auf die Ergebnisse im ERAA und das Verfehlen des deutschen Versorgungssicherheitsstandards nicht ein. Im Kontrast dazu sieht die Bundesnetzagentur die Stromversorgung bis 2031 auch mit einem Kohleausstieg 2030 als gesichert. Voraussetzung dafür sind ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien, ein Kraftwerkszubau in Höhe von bis 17-21 Gigawatt und die Erschließung von Lastflexibilitäten von rund 60 Gigawatt.

Trotz unterschiedlicher Methoden und Ergebnisse: Der Bedarf an zusätzlichen flexiblen Kraftwerken in Deutschland ist attestiert. Aber der

Weg zu einem Kapazitätsmarkt oder ähnlichen Mechanismen ist blockiert. Laut Bundesnetzagentur könnten sich Investitionen in Kraftwerke lohnen, wenn Preisspitzen zugelassen werden und das Vertrauen der Investoren in das Markt-Design entsprechend hoch ist.

Die Realität sieht anders aus. Und das obwohl bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerks schnell sechs Jahre vergehen und die Zeit in Deutschland durch den vorgezogenen Kohleausstieg besonders drängt. Der Neubau-Vorschuss, der laut der Kanzlei White & Case keinen klassischen Kapazitätsmechanismus darstellt, könnte als Netzengpassmaßnahme schnell und ohne die oben beschriebenen umfangreichen Voraussetzungen umgesetzt werden.

/ Marina Schmid,
Vanessa Bausch

* Wirtschaftliche Stilllegung bezieht sich auf die Differenz zu den gemeldeten Daten der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber FÜR 2030 (National Estimates). Der Deutsche Kohleausstieg bis 2030 ist in der Datenmeldung für das Eingangsszenario schon mitberücksichtigt.

ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

aus der Welt
von TransnetBW



Neue Anlage in Philippsburg

KONVERTER IN PHILIPPSBURG IST FAST FERTIG: STATT KERNKRAFTWERK STEHT EINE NEUE KONVERTERANLAGE.



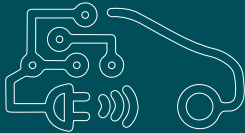
Quelle: prognose – Kommunikation & Medien GmbH, Juni 2023

Nachhaltigkeits-Update

„ENERGIEWENDEMACHEN 2022“

ZIEL 1: KLIMAWIRKUNG REDUZIEREN

Fuhrpark mit alternativem Antrieb



2021
11 PROZENT

2022
↑ **21 PROZENT**

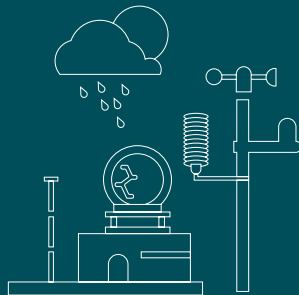
klimaneutraler Fuhrpark 2022
(durch Kompensation der Restemissionen)

ZIEL 2: NATÜRLICHE RESSOURCEN SCHONEN



Seit 2020 betrieblicher Umweltschutz nach
ISO 14001

ZIEL 3: ENERGIESYSTEM NACHHALTIG TRANSFORMIEREN



2021
163 WETTERSTATIONEN

2022
↑ **260 WETTERSTATIONEN**
um die Belastbarkeit von Leitungen
um bis zu 50 Prozent zu steigern.

ZIEL 4: MENSCHEN IN DEN MITTELPUNKT STELLEN



Frauenanteil im Unternehmen

2021
31 PROZENT

2022
→ **31 PROZENT**

ZIEL 5: ZUKUNFTS- KOMPETENZEN STÄRKEN



Durchschnittliche Weiterbildungsstunden von Mitarbeitenden

2021
24 STUNDEN

2022
↑ **30 STUNDEN**

Mehr dazu:
[Nachhaltigkeitsbericht 2022](#)

/ 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 Politik,
Regulierung und Nachhaltigkeit,
Pariser Platz, Osloer Str. 15-17,
70173 Stuttgart

/ **KONTAKT**

Redaktion

Vanessa Bausch, Angèle Dahl,
Dr. Michael Heihsel, Florian Reuter,
Peter Scheerer, Sebastian Schleich,
Marina Schmid, Katharina Seiter

Kontakt

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

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

Gestaltung und Illustration

dreisatz – büro für gestaltung,
Bahnhofstraße 33,
71332 Waiblingen



Hinweis

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