

006

# TRANSPARENT

Ein Newsletter der TransnetBW

## / DREHSCHIEBE STROM

Erzeugung und Vertrieb von Energie sind den Übertragungsnetzbetreiber strikt untersagt. Warum handeln die ÜNB dennoch mit Strom? **Seite 04**

## / HÖCHSTSPANNEND

Ein sicheres Stromnetz kann nur mit der Einbindung aller Marktpartner in einem System aus Bilanzkreisen funktionieren. **Seite 10**

## / AKTUELLES

Erfahren Sie, wie der Übertragungsnetzbetreiber unerwartete extreme Stromunterspeisungen meistert. **Seite 12**

## / LANGE LEITUNG

Andere Märkte, andere Sitten - ein Blick auf das nodale System der USA. **Seite 16**

## DAS HEFT



Politik.

Wirtschaft.

## DES HANDELNS

/ EDITORIAL	GRUSSWORT	03
/ DREHSCHIEBE STROM	Der ÜNB als Händler? EIN EXOT AM HANDELSPLATZ	04
/ STIMMFREQUENZ	Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Praxis EIN TEAM FÜR DIE UMSETZUNG DER ENERGIEWENDE	08
/ HÖCHSTSPANNEND	Marktzugang, Bilanzkreismanagement BIS DASS DER KREIS SICH SCHLIESST	10
/ AKTUELLES	Bilanzkreise und Versorgungssicherheit WER MIT STROM ZOCKT RISKIERT DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT	12
	Clean energy for all Europeans package RISIKEN UND NEBENWIRKUNGEN - EIN MINDESTWERT FÜR HANDELS- KAPAZITÄTEN IN EUROPA	14
/ DIE LANGE LEITUNG	Gedanken zum Strommarktdesign NOCH EIN KILOWATTSTÜNDCHEN SOLARSTROM ODER WÄR'S DAS?	16
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	Gut zu wissen ZAHLEN, DATEN, FAKTEN AUS DER WELT DER TRANSNET BW	18

## „Wie passen nun der regulierte Übertragungsnetzbetreiber, der wir sind, und der freie Handel, um den es in diesem Heft gehen soll, zusammen?“

Dr. Werner Götz,  
Vorsitzender der Geschäftsführung



### Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

Wissenschaftliche Gesetze, Theorien und Modelle sind Verallgemeinerungen, die es uns ermöglichen sollen, übergeordnete Zusammenhänge zu erkennen und zu verstehen. Sie sind daher per definitionem kein perfektes Abbild der Realität mit all ihren Schattierungen, Nuancen und Einzelfällen.

Die Wirtschaftswissenschaft hat beispielsweise den Grundsatz aufgestellt, dass die Wohlfahrtsgewinne dann besonders groß sind, wenn eine Vielzahl von Anbietern auf eine Vielzahl von Abnehmern trifft. Doch auch hier müssen Grundannahmen teilweise erweitert werden, um unserer Lebenswirklichkeit gerecht zu werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann es für alle Beteiligten vorteilhaft sein, wenn nur ein Anbieter ein bestimmtes Gut bereitstellt. So wäre es im Falle der Stromnetze

volkswirtschaftlich unsinnig, eine hohe Anzahl ebendieser zu betreiben. Dem Nachfrager genügt es völlig, wenn sein Eigenheim an eine einzige Stromleitung angeschlossen ist und nicht an fünf verschiedene.

Damit der alleinige Leitungsanbieter – in diesem Fall der Netzbetreiber – seine monopolistische Stellung nicht ausnutzt und effizient wirtschaftet, greift der Staat regulierend ein. Mehr zu unserem erfolgreichen Regulierungssystem konnten Sie in der vorherigen Ausgabe von Transparent lesen.

Wie passen nun der regulierte Übertragungsnetzbetreiber, der wir sind, und der freie Handel, um den es in diesem Heft gehen soll, zusammen?

Die Verwunderung löst sich schnell auf, wenn man erkennt, dass auch wir als ÜNB an Märkten aktiv sind, welche in

den nicht-regulierten Bereich fallen. So verkaufen die ÜNB den durch erneuerbare Energiequellen erzeugten Strom treuhänderisch an den Börsen, kaufen dort aber auch zum Erhalt der Netzstabilität unterschiedliche Produkte ein. Welche weiteren Aktivitäten wir im nicht-regulierten Umfeld ausüben, wie wir das tun und wieso wir das tun – das möchten wir Ihnen in dieser Auflage näherbringen.

Ihr Werner Götz

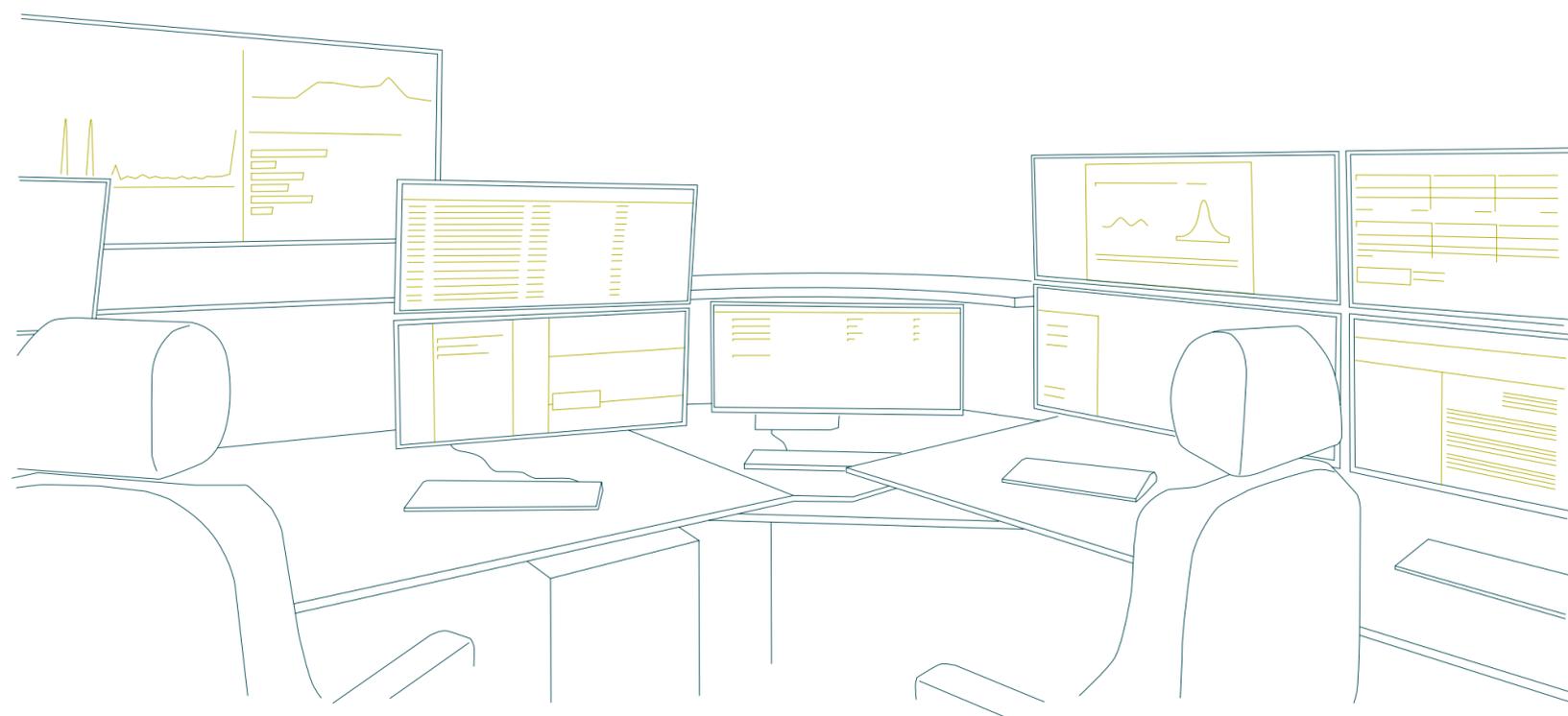
Der ÜNB als Händler?

# EIN EXOT AM HANDELSPLATZ

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nehmen wichtige Aufgaben in der Energielandschaft wahr. Die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist oberstes Gebot, wofür die ÜNB notwendige Systemdienstleistungen erbringen. Dazu gehören die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung und die Beschaffung von Energie für den Ausgleich von Netzverlusten. Aber auch treuhänderische Aufgaben wie die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien an der Börse werden von den ÜNB abgewickelt. Die TransnetBW ist also nicht nur Betreiber eines Übertragungsnetzes, sondern auch professioneller Marktakteur an unterschiedlichen Energiemärkten.

Das Übertragungsnetz hat eine besondere Bedeutung für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Als „natürlicher Monopolist“ hat der ÜNB die Pflicht, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und auszubauen und zwar in einer diskriminierungsfreien Art und Weise. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist, dass die Übertragungsnetze allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen. Marktmissbrauch aufgrund der Monopolstellung soll durch die strikte Trennung von Netzen und wettbewerblichen Aktivitäten verhindert werden. Die weitgehende Entflechtung des Netzgeschäfts von Energievertrieb und -erzeugung wurde mit dem dritten Energiepaket der

EU im Jahr 2009 eingeführt und ist für alle ÜNB bindend. Eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzbetriebs ist nämlich Grundvoraussetzung, um Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette zu fördern und Vertrauen bei den Marktteilnehmern zu erzeugen. Der Handel von Energie – üblicherweise das Geschäft von Erzeugern, Händlern und Lieferanten – ist demnach für den ÜNB tabu. Aber Ausnahmen bestätigen die Regel: Der ÜNB hat sehr wohl mit Handelsaktivitäten zu tun und das ganz im Sinne des Gesetzgebers.



Handel  
Strombörse  
EEG-Strom

## GROß- HANDELSMARKT

Ähnlich wie für Rohöl, Getreide, Aktien und Käse gibt es auch für Strom eigene Handelsmarktplätze. Hier treffen sich Anbieter und Nachfrager, um sich auf einen Preis für das jeweilige Produkt zu einigen. Im Falle der elektrischen Energie sind das neben den klassischen Akteuren wie Energieversorger, Erzeuger und Händler auch die ÜNB. Sie treffen sich auf Strombörsen, um auf den folgenden Märkten zu handeln: Am Intraday-Markt kann kurzfristig Strom beschafft werden, welcher noch am selben Tag bereitgestellt wird. Hierfür nutzt die TransnetBW seit November 2019 einen vollautomatisierten Prozess und kann damit als erster ÜNB den großen Händlern am Markt auf Augenhöhe begegnen. Handelsgeschäfte für den darauffolgenden Tag werden am so genannten Day-Ahead-Markt getätigt. Produkte, deren Erfüllungszeitpunkt weiter in der Zukunft liegt, werden am Terminmarkt gehandelt.

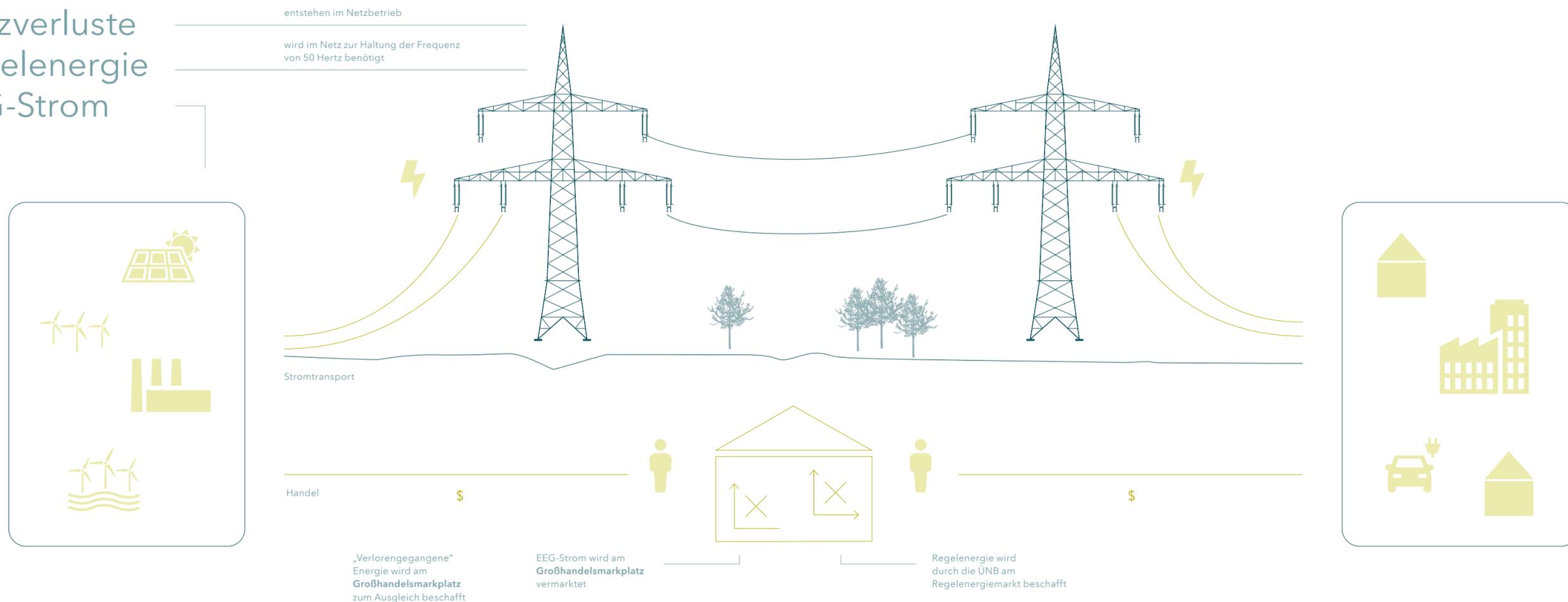
## STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN ANLAGEN

Das wohl prominenteste Beispiel, bei dem ein ÜNB im großen Stil Handelsgeschäfte an den genannten Energiegroßhandelsplätzen ausübt, ist die Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien. Dabei ist die TransnetBW wie ein professioneller Energiehändler organisiert und tätigt über 400.000 Geschäfte pro Jahr. Die Erfüllung dieser gesetzlich festgelegten Aufgaben findet unter strengen Auflagen statt. Zusammen mit den anderen ÜNB übernimmt sie seit 2010 gemäß den Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) treuhänderisch die Vermarktung von Strom aus EEG-Anlagen an der Börse. Die Handelsprozesse müssen an 365 Tagen rund um die Uhr funktionieren, da es nicht möglich ist, Aufgaben am nächsten Tag nachzuholen. Somit werden EEG-geförderte Anlagenbetreiber von dieser relativ aufwendigen Aufgabe befreit. Dies ist gerade für Anlagenbetreiber mit kleinen Erzeugungsanlagen, so zum Beispiel auf dem eigenen Hausdach, von großem Nutzen. Die ÜNB verkaufen den erzeugten EEG-Strom treuhänderisch über die Börse und reichen den Erlös an den Anlagenbetreiber weiter. Da dieser aber eine garantierte Einspeisevergütung für jede erzeugte Kilowattstunde erhält, füllt der

ÜNB sogleich die Differenz zwischen Börsenerlös und garantierter Einspeisevergütung aus dem Topf der EEG-Umlage auf.

Hierfür folgendes Beispiel: Eine Photovoltaikanlage auf dem Dach eines Einfamilienhauses erhält eine garantierte Einspeisevergütung von 10 Cent pro produzierter kWh. Der ÜNB vermarktet den Strom und erwirtschaftet an der Börse einen Erlös von 6 Cent pro kWh. Diese 6 Cent erhöht er nun um 4 Cent, welche aus der EEG-Umlage stammen. Am Monatsende erhält der Anlagenbetreiber dann für die kWh aus dieser Beispielrechnung 10 Cent. Über diesen Weg werden aktuell in Deutschland rund 5 % des Windstroms und rund 70 % des Solarstroms von den ÜNB vermarktet. Der Anteil der TransnetBW für die deutschlandweite Vermarktung erneuerbarer Energien liegt dabei bei 14,8 %. Die Mengen, die nicht von den ÜNB gehandelt werden, werden direkt vermarktet. Das bedeutet, dass der Anlagenbetreiber selbst oder ein von ihm beauftragter Direktvermarkter den erzeugten Strom handelt. Auch in Zukunft wird die Vermarktung des EEG-Stroms eine wichtige Aufgabe der ÜNB sein, weswegen beispielsweise die Prognose der Erzeugung permanent optimiert wird.

# Netzverluste Regelenergie EEG-Strom



## NETZVERLUSTE

Bei der Stromübertragung entstehen zwangsläufig Netzverluste, welche sich aus der Differenz der eingespeisten und der entnommenen elektrischen Energie errechnen. Gründe dafür sind beispielsweise elektrische Entladungen und Wärmeverluste in den Leiterseilen und in Transformatoren.

Im Netz der vier deutschen ÜNB sind im Jahr 2018 ca. 9,4 TWh Netzverluste entstanden. Im Vergleich: Der Stromverbrauch in Deutschland lag im gleichen Jahr bei ca. 538 TWh. Die ÜNB haben für den Ausgleich der Netzverluste ca. 400 Millionen Euro aufgewendet. Energie, die von den Erzeugern bereits am Markt verkauft wurde, muss in gleicher Leistung beim Einkäufer geliefert werden. Der ÜNB hat die Aufgabe, die einhergehenden Netzverluste zu ersetzen. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Netzzugangsverordnung Strom verpflichten die Netzbetreiber zur Beschaffung von Strom für den Ausgleich der Netzverluste und das in einem marktorientierten, transparenten und diskrimi-

nierungsfreien Verfahren. Dadurch wird gewährleistet, dass alle anderen Akteure nichts von diesen Verlusten im Netz bemerken und sich getrost auf eine zuverlässige Belieferung verlassen können. Die TransnetBW hat sich unter Beachtung der Vorgaben der Bundesnetzagentur entschieden, einen Teil der fehlenden Energie langfristig zu beschaffen. Die so genannte Langfristkomponente wird einerseits mittels Ausschreibungen beschafft, andererseits aber auch über die Nutzung des EEX Terminmarktes. Die verbleibenden Energiemengen für den Ausgleich der Netzverluste werden kurzfristig je nach Bedarf über die Spot-Märkte (Day-Ahead und Intraday) beschafft.

## MARKT FÜR REGELENERGIE

Betrachten wir nun einen weiteren Marktplatz, auf welchem die TransnetBW aktiv ist: Die ÜNB haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht, und damit die Netzfrequenz auf 50 Hertz, zu halten. Zur Wahrnehmung dieser Aufgabe benötigen sie Regelleistung in verschiedenen Qualitäten, welche sich hinsichtlich der Art und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden.

Diese Regelleistung wird seit dem Jahr 2001 auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt entsprechend der Vorgaben der Bundesnetzagentur über die Plattform [regelleistung.net](http://regelleistung.net) von den deutschen ÜNB beschafft. Die Art und Weise der Beschaffung von Regelleistung unterliegt seitdem einem kontinuierlichen Veränderungsprozess mit dem Ziel, die Anzahl der Marktteilnehmer zu erhöhen und

damit einen Preiswettbewerb zu ermöglichen. Als nächster großer Meilenstein ist die Einführung eines gesamteuropäischen Regelenergiemarktsystems im Jahr 2022 geplant. Hierfür werden aktuell Plattformen wie PICASSO (Plattform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) und MARI (Manually Activated Reserves Initiative) entwickelt, welche eine grenzüberschreitende Aktivierung von Regelleistung ermöglichen. Durch diesen europäischen Regelenergiemarkt wird die Versorgungssicherheit erhöht, die Kosten der Aktivierung der Regelleistung gesenkt und mit der Einführung von standardisierten Viertelstunden-Produkten für Regelarbeit die Teilnahme für Erneuerbare-Energien-Anlagen erleichtert.

Um einen unkoordinierten Einsatz von Regelleistung der ÜNB zu vermeiden und gegenläufige Maßnahmen zu verhindern, wurde im Jahr 2010 in Deutschland der Netzregelverbund eingeführt. Dieser wurde durch den Beitritt der benachbarten ÜNB erweitert und unter dem Namen

IGCC (International Grid Control Cooperation) von der TransnetBW geführt. Im Jahr 2020 wird der IGCC um neun Länder erweitert und umfasst dann insgesamt 19 europäische Länder. Entwickelt wurde dieser Netzregelverbund von der TransnetBW und hat sich im nationalen wie internationalen Kontext bewährt.

Wie man sieht, ist der Markt für Regelleistung seit 10 Jahren in ständigem Wandel und wird auch in Zukunft weiter optimiert. So soll unter anderem ab Mitte dieses Jahres für Sekundär- und Minutenreserve die Beschaffung von Regelleistung und -arbeit getrennt werden. Dadurch werden die europäischen Richtlinien für eine wettbewerbliche Beschaffung von Regelarbeit erfüllt.

/ Konrad Hausch, Kilian Seitz

## Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Praxis

# EIN TEAM FÜR DIE UMSETZUNG DER ENERGIEWENDE

Mit der Jahrtausendwende kam auch die Energiewende voll in Fahrt. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollte der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch wachsen. Dies ist gelungen! Gewachsen sind gleichzeitig jedoch auch die Komplexität und der Aufwand für die Übertragungsnetzbetreiber. Ein Interview mit Dr. Ansgar Geiger, Leiter des Teams EEG & Umlagen bei TransnetBW, über die Rolle als Umsetzer des EEG und über Verbesserungspotenzial beim gesetzlichen Rahmen.

**Dr. Geiger, am 1. April ist eine neue Ausschreibungsrunde für Windkraft- und Solaranlagen gestartet. Jährlich steigt die Anzahl der Anlagen in der Direktvermarktung. Zusätzlich kommen erste Offshore-Projekte ganz ohne Förderung aus. Ist TransnetBW die Rolle als EEG-Vermarkter künftig los?**

Tatsächlich steigt der Anteil der Anlagen in der Direktvermarktung. Das liegt auch daran, dass bereits seit dem EEG 2014 die Direktvermarktung für größere neuere Anlagen vorgeschrieben wird. Die Übertragungsnetzbetreiber bleiben trotzdem weiterhin verantwortlich für die Vermarktung des Stroms aus den Anlagen in der sogenannten Festvergütung an der Strombörse (siehe Rubrik „Drehscheibe Strom“, Seite 5). Insbesondere kleinere Photovoltaikanlagen werden nach wie vor zum allergrößten Teil von uns vermarktet. Bei uns in Baden-Württemberg sind das immerhin knapp 350.000 EEG-Anlagen. Nur rund 3.500 Anlagen befinden sich derzeit in der Direktvermarktung. Und selbst für diese werden wir gebraucht, nämlich als Rückfalloption. Falls der Direktvermarkter einmal ausfallen sollte, können diese Anlagen in die sogenannte Ausfallvermarktung wechseln, die wir übernehmen.

**War das Förderregime des EEG also früher besser?**

Früher war nicht alles besser, vieles aber sicherlich einfacher. Kam das EEG im Jahr 2000 noch mit zwölf Paragraphen und weniger als 2.400 Wörtern aus, sind es heute über 100 Paragraphen und

**„Praxisbezogene Ansatzpunkte wie die Einführung einer Bagatellgrenze für Kleinanlagen sowie gezielte und präzise Formulierungen in der Gesetzgebung wären sicher hilfreich.“**

rund 70.000 Wörter. Nicht zu vergessen, dass in vielen Fällen alte Versionen des EEG fortgelten, die Komplexität also nochmals deutlich höher ist. Die Anzahl der Vergütungskategorien stieg in der gleichen Zeit von einer sehr niedrigen zweistelligen Anzahl auf heute weit über 5.000. Das fordert uns natürlich sehr. Trotzdem kann man sagen, dass sich die Umsetzung der EEG-Förderung in den letzten Jahren ganz gut eingeschungen hat und die Prozesse im Großen und Ganzen effizient und reibungslos funktionieren.

**Das hört sich ja fast so an, als ob das EEG für Sie keine Herausforderung mehr darstellt?**

Naja, auf der EEG-Umlageseite, die der Refinanzierung der EEG-Förderung dient, gibt es durchaus noch offene Baustellen. Hier ist es in den letzten Jahren viel komplexer und aufwendiger geworden. Im EEG wurden bestehende Privilegien bei der EEG-Umlagepflicht, also Umlagereduzierungen für die Eigenversorgung mehr und mehr eingeschränkt,



Das Team EEG & Umlagen von Dr. Ansgar Geiger zählt insgesamt 15 Personen und verantwortet die Umsetzung gesetzlicher Aufgaben aus dem EEG, KWKG, § 19 Abs. 2 StromNEV, § 17f EnWG (Offshore-Haftungsumlage) sowie der Abschaltbare Lasten Verordnung (AbLaV).

Zu diesen Aufgaben gehört auch die Bestimmung der Umlagen in Zusammenarbeit mit den anderen ÜNB.

Auch der energetische und finanzielle Belastungsausgleich mit den anderen ÜNB, sowie der Förder- und Wälzungsmechanismus mit allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber, die in der Regelzone der TransnetBW tätig sind, werden im Team EEG & Umlagen abgewickelt.

um die Refinanzierung der Förderung erneuerbarer Energien auf eine breitere Basis zu stellen. Das ist an sich sinnvoll, stellt uns aber im Einzelfall vor große Herausforderungen bei der Umsetzung.

**Was heißt das genau?**

Erstmal haben wir viele Abgrenzungsfragen zu klären. Handelt es sich tatsächlich um eine Eigenversorgung? Oder doch um eine „normale“ Stromlieferung? Hier ist oftmals strittig, wer als Anlagenbetreiber anzusehen ist, vor allem wenn es sich um Pachtmodelle handelt.

Außerdem ist die Anzahl umlagepflichtiger Unternehmen und Anlagenbetreiber deutlich gestiegen. Die Mehrheit der abzuwickelnden Fälle sind heute Privatpersonen oder Wohnungseigentumsgemeinschaften, die sich in der Regel im EEG nicht allzu gut auskennen. Dabei geht es beispielsweise um einen Eigenheimbesitzer mit eigener Photovoltaikanlage, der einen kleinen Teil des produzierten Stroms an Mieter in seiner Einliegerwohnung liefert (so genannte Drittbeflieferung). Dieser kleinere Teil des Stroms ist melde- und umlagepflichtig gegenüber uns ÜNB. Es gibt für solche Fälle keinerlei Bagatellgrenzen. Resultat: Die Verwaltungskosten zur Erhebung der Umlage sind oft höher als die Umlageerlöse selbst. Und letztendlich ist es in der Praxis eine große Herausforderung, Sachverhalte so zu erklären, dass der Laie sie versteht. Gleichzeitig müssen wir aber auch Sonderkonstellationen zum Beispiel bei stromkostenintensiven Unternehmen richtig abbilden können.

**Sie erfüllen als ÜNB auch die Rolle als „Geldentreiber“, um die Finanzierung der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Eine undankbare Rolle?**

In der Tat. Gerade, weil häufig Wissen und Verständnis dafür fehlt, weshalb die EEG-Umlage bezahlt werden muss. Ich habe vorhin bereits die Drittbeflieferung angesprochen. Für diese musste schon immer, und seit 2014 im Regelfall auch für Eigenversorgungen, die EEG-Umlage bezahlt werden. Das ist vielen Anlagenbetreibern komplett unbekannt und hat zur Folge, dass nicht kalkulierte Ausgaben auf die Anlagenbesitzer zukommen. Dies sorgt in einigen Fällen für Frust, den dann oftmals meine Kolleginnen und Kollegen am Telefon abbekommen.

**Sehen Sie da einen gesetzlichen Anpassungsbedarf?**

Sinnvoll wäre es, auch für Drittbeflieferungen Bagatellgrenzen einzuführen, unterhalb derer keine EEG-Umlage anfällt. Als Gesetzesanwender halten wir es außerdem für wichtig, das Gesetz möglichst präzise zu formulieren und die Verwendung unbestimmter Rechtsbegriffe zu vermeiden. Dadurch könnte viel Unsicherheit über die Auslegung des Gesetzes vermieden werden. Wirkliche Rechtssicherheit wird oftmals erst durch Gerichtsurteile in konkreten Streitfällen erreicht, wobei die Prozesse durch die Instanzen so lange dauern, dass das EEG bis dahin bereits mehrfach novelliert wurde. Es gibt zwar behördliche Leitfäden, die aber rechtlich unverbindlich sind und nur bedingte Abhilfe schaffen.

**Hieraus lassen sich sicher einige Botschaften an die Politik formulieren ...**

Neben den genannten gesetzlichen Anpassungen wäre eine Vereinfachung des EEG-Mechanismus für alle Seiten wünschenswert und wird ja aktuell auch wieder diskutiert. Wir sehen jedoch seit Jahren eher das Gegenteil. Die aktuellen Überlegungen zur Verwendung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind ein gutes Beispiel. Varianten werden diskutiert, um das Risiko zu minimieren, dass das EEG als Beihilfe im Sinne des EU-Rechts eingestuft wird. Ob diese den EEG-Mechanismus deutlich komplexer und in der operativen Umsetzung schwieriger machen würden, scheint dabei keine Rolle zu spielen.

**Das schreit nach einer grundsätzlichen Überarbeitung des EEG, oder?**

Das wird in letzter Zeit oftmals gefordert, ja. Sicherlich ist es so, dass man mit den Erfahrungen von heute viele Dinge bei der Schaffung des EEG komplett anders hätte regeln können. Anpassungen im laufenden System müssen jedoch sorgfältig geplant sein und mit ausreichend Vorlauf für alle Marktpartner beschlossen werden. Praxisbezogene Ansatzpunkte wie die Einführung einer Bagatellgrenze für Kleinanlagen sowie gezielte und präzise Formulierungen in der Gesetzgebung wären aber sicher hilfreich.

# Marktzugang, Bilanzkreismanagement BIS DASS DER KREIS SICH SCHLIESST

/ Felix Donnert, Julian Haeusler

Eine ausgeglichene Leistungsbilanz wird grundsätzlich über den Markt geregelt. Das so genannte **Bilanzkreismanagement** hat hierbei die Aufgabe, die tatsächlich erzeugten und verbrauchten Energiemengen nachzuhalten und die Kosten für den Ausgleich möglicher Abweichungen der Leistungsbilanz verursachergerecht zuzuordnen.

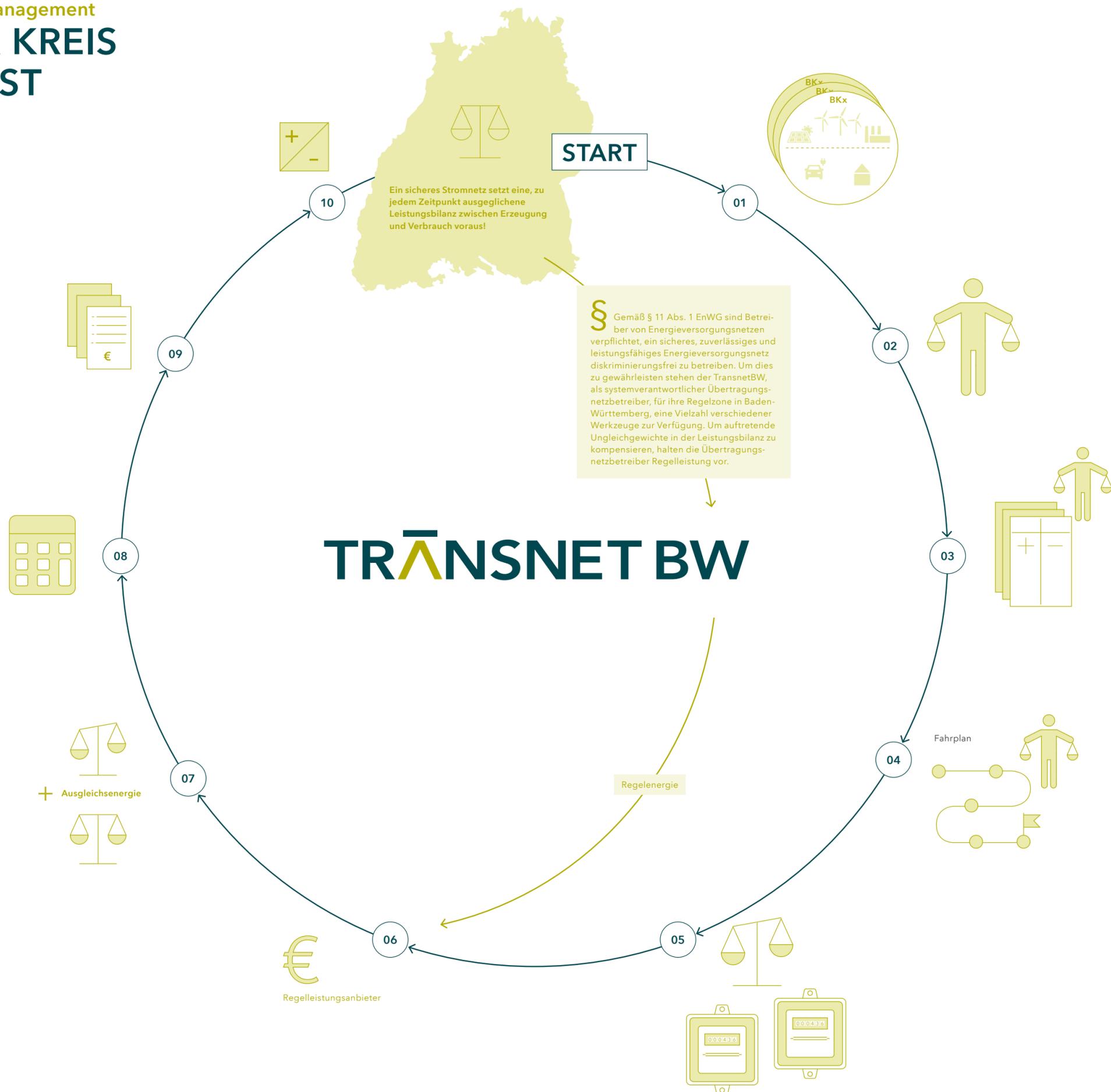
**06**  
Die **Regelleistungsanbieter** erhalten für jede geleistete kWh an Regelennergie einen entsprechenden Arbeitspreis von den Übertragungsnetzbetreibern vergütet.

**07**  
Der Bilanzkoordinator ermittelt durch die Datenmeldungen aus den MaBiS-Prozessen für jeden Bilanzkreis den sogenannten Bilanzkreisabweichungssaldo und gleicht diesen durch **Ausgleichsenergie** aus.

**08**  
Aus den Arbeitspreisen für die geleistete Regelennergie sowie der Menge der in der abgerufenen Regelennergie, kann für jede Viertelstunde ein **Ausgleichsenergiepreis** ermittelt werden.

**09**  
Für die in Anspruch genommene oder ggf. auch gelieferte Ausgleichsenergie erhält jeder Bilanzkreisverantwortliche **monatlich eine Rechnung oder Gutschrift**. Die Summe der Rechnungsbeträge entspricht der Summe der Auszahlungen an die Regelleistungsanbieter.

**10**  
Eine **ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz** in allen Bilanzkreisen ist eine wesentliche Voraussetzung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Eine hohe Prognosegüte seitens der Bilanzkreisverantwortlichen ist aus diesem Grund ausschlaggebend. Der Übertragungsnetzbetreiber gleicht die auftretenden Ungleichgewichte durch Abruf von Regelleistung aus und legt die dafür anfallenden Kosten mit der Bilanzkreisabrechnung verursachergerecht um.



590 Marktpartner (Bilanzkreisverantwortlichen), somit die Verwaltung von 590 Bilanzkreisverträgen für fast 1.800 Bilanzkreise

**01**  
Voraussetzung für ein funktionierendes **Bilanzkreissystem** ist, dass jede Marktlokation, also jeder Erzeuger bzw. Verbraucher, einem Bilanzkreis (BK) zugeordnet ist.

**02**  
Jeder dieser Bilanzkreise wird von einem **Bilanzkreisverantwortlichen** geführt, der dafür Sorge trägt, dass sich zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch die Waage halten.

**03**  
Jeder Bilanzkreis ist sozusagen ein **Energiemengenkonto**, welches vom Bilanzkreisverantwortlichen bewirtschaftet wird. Dieses beinhaltet für jede Viertelstunde die voraussichtlichen Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen sowie Handelsgeschäfte, um dieses Konto ausgeglichen zu halten.

**04**  
Bis spätestens 15 Minuten vor Erfüllungszeitpunkt muss der Bilanzkreisverantwortliche dem Übertragungsnetzbetreiber, in seiner Rolle als Bilanzkoordinator, eine ausgeglichene **Fahrplanbilanz** vorweisen, die die prognostizierten Ein- und Auspeisungen sowie die daraus resultierenden Handelsgeschäfte beinhaltet.

**05**  
Die zum Erfüllungszeitpunkt tatsächlich auftretenden physikalischen **Abweichungen** zwischen **Erzeugung und Verbrauch** werden durch den Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe der vorgehaltenen Regelleistung kompensiert!

Die **tatsächlichen Erzeugungs- und Verbrauchsmengen** im Erfüllungszeitraum werden im Nachgang im Rahmen der MaBiS\*-Prozesse ermittelt und dem Übertragungsnetzbetreiber, in seiner Rolle als Bilanzkoordinator, bereitgestellt.

\*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom

## Bilanzkreise und Versorgungssicherheit

# WER MIT STROM ZOCKT RISIKIERT DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT

An mehreren Tagen im Juni 2019 stand die Systemführung der TransnetBW vor Herausforderungen, die es in vergleichbarer Form so noch nie gegeben hatte. Strom einspeisung und Entnahme in Deutschland klafften so erheblich auseinander, dass die Übertragungsnetzbetreiber mit einer Stromunterdeckung von 10-15 % der deutschen Gesamtlast konfrontiert waren. Nur mit Hilfe des benachbarten Auslands konnte eine landesweite Störung verhindert werden. Grund war vermutlich das unsaubere Wirtschaften einiger Bilanzkreisverantwortlicher (BKV).

Um das Stromnetz stabil zu halten, müssen Erzeugung und Verbrauch immer im Gleichgewicht sein (siehe Transparent Ausgabe 01). Geringere Abweichungen über einen sehr kurzen Zeitraum kommen hin und wieder vor, doch die Situation in diesen Tagen war ungewöhnlich. Das Ungleichgewicht stieg stetig an. Bei einem Leistungsbedarf von circa 60 Gigawatt (GW) in Deutschland, wurde an besagten Tagen bis zu ca. 10 GW zu wenig eingespeist.

### Zum Vergleich

Die Größenordnung der Abweichungen, die üblicherweise von den vier ÜNB ausgeglichen werden müssen, liegt unter 3 GW. Dafür halten die ÜNB Reserven in Form von Regelleistung vor. Zusätzlich stehen noch 1 GW abschaltbare Lasten (siehe Transparent Ausgabe 01) zur Verfügung. Mit 4 GW ist es in Summe jedoch noch sehr weit unter den ca. 10 GW, die auszugleichen waren.

Um die Situation zu meistern, mussten alle Hebel in Bewegung gesetzt werden. Neben zusätzlicher Leistung, der Anforderung von Minutenreserve, abschaltbaren Lasten und dem Einkauf von Strom an der Börse, musste die letzte Eskalations-

stufe gestartet werden: Die ÜNB haben das benachbarte Ausland gebeten, weitere Energiemengen zur Verfügung zu stellen. Damit konnte das Gleichgewicht annähernd wiederhergestellt werden. Aber die Lage war ernst und das Risiko erheblicher Versorgungsunterbrechungen akut. Das europäische Verbundsystem der Übertragungsnetzbetreiber hält insgesamt 3 GW der schnellsten Regelleistung vor. An den drei Tagen im Juni wurde bereits 50 % davon verbraucht.

### Ursache

Technische Ursachen und Unsicherheiten in der Prognose für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien allein reichen als Ursache nicht aus. Bisherige Analysen deuten darauf hin, dass die Abweichung auf die unsaubere Bewirtschaftung einiger weniger, aber großer Bilanzkreise, also der virtuellen Energiemengenkonten, zurückgeht. Grundsätzlich sind Bilanzkreisverantwortliche (BKV) verpflichtet, für ihre Bilanzkreise mit allen zugeordneten Einspeise- und Entnahmestellen eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz vorzuweisen (siehe Rubrik „Höchstspannend“,

Seite 10). Wenn dennoch einmal Differenzen durch übliche Prognoseabweichungen innerhalb eines Bilanzkreises auftreten, gleichen die ÜNB in der jeweiligen Regelzone das Ungleichgewicht mit Regelleistung aus. Die Kosten für die eingesetzte Regelleistung werden im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung mit dem sogenannten Ausgleichsenergiepreis gegenüber den verursachenden BKV abgerechnet (siehe Rubrik „Höchstspannend“, Seite 10).

An den drei Tagen im Juni waren die Preise im Intraday-Handel an der Börse hoch, die Ausgleichsenergiepreise jedoch vergleichsweise moderat. Die betreffenden BKV hätten zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise den teureren Börsenstrom kaufen müssen. Die Vermutung liegt nahe, dass sie dies aufgrund der Preise nicht getan haben. Es war

eventuell wirtschaftlich attraktiver, den Ausgleich nicht über den Handel an der Börse zu realisieren, sondern über die Ausgleichsenergie, welche von den ÜNB eingesetzt wird. Möglicherweise wurden sogar zusätzliche Energiemengen durch einige Marktteilnehmer für hohe Summen verkauft, ohne diese auch physikalisch bereitzustellen, was das Problem noch verschärfte.

### Konsequenzen

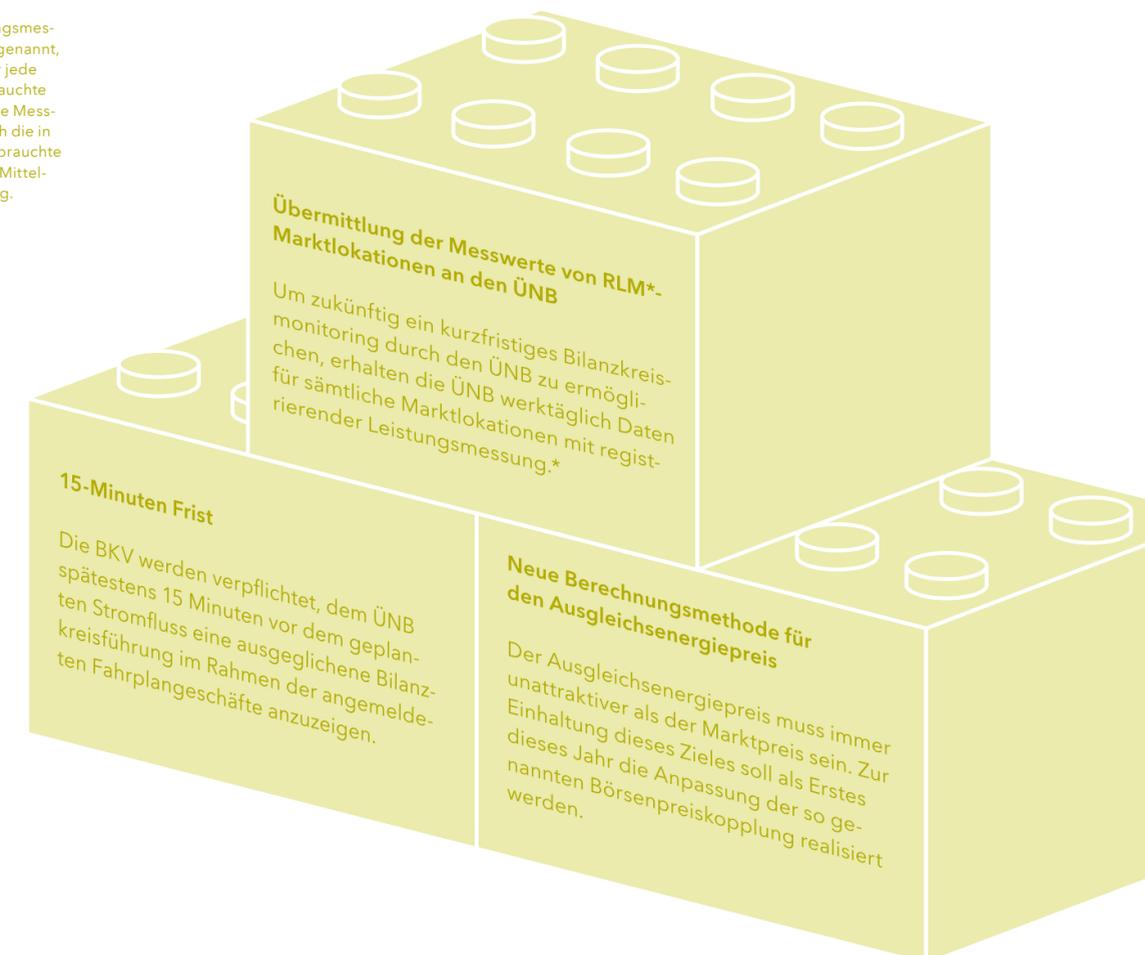
Die ÜNB haben mit jedem BKV einen Vertrag, der vorschreibt, dass sie Ein- und Ausspeisung ihrer Bilanzkreise bestmöglich prognostizieren und durch entsprechenden Zu- und Verkauf von Energie bewirtschaften müssen (siehe Rubrik „Höchstspannend“, Seiten 10-11). Analysen lassen vermuten, dass genau das nicht geschehen ist. Daraufhin haben

die ÜNB die Bundesnetzagentur (BNetzA) eingeschaltet. Aktuell prüft die BNetzA, ob Prognosepflichtverletzungen vorliegen, und hat ein entsprechendes Verfahren gegen die betroffenen BKV eröffnet. Die Behörde hat grundsätzlich die Möglichkeit, Aufsichtsmaßnahmen gegenüber Unternehmen zu ergreifen, wenn diese gegen bestimmte energiewirtschaftsrechtliche Vorschriften verstoßen.

Zusätzlich hat die BNetzA bereits ein aus drei Bausteinen bestehendes Maßnahmenpaket entwickelt, um die Bilanzkreistreue künftig zu stärken (siehe untere Darstellung).

/ Astrid Dolak, Franziska Zink

## MASSNAHMENPAKET DER BNETZA



Clean energy for all Europeans package

# RISIKEN UND NEBENWIRKUNGEN - EIN MINDESTWERT FÜR HANDELSKAPAZITÄTEN IN EUROPA



Die Vorgaben zum Thema gebotszonenübergreifende Handelskapazitäten sind wohl die derzeit am heißesten diskutierten Neuerungen, die sich aus dem Clean Energy Package\* ergeben. Mehr zu den Hintergründen und zur aktuellen Situation erfahren Sie in diesem Artikel.

## Neue Regelungen zum Gebotszonen- übergreifenden Handel

Die Vorgaben der neuen EU-Gesetzgebung verfolgen das Ziel, den europäischen Stromhandel deutlich zu intensivieren und effizienter zu machen. Die Übertragungsnetze spielen in diesem Zusammenhang eine entscheidende Rolle, denn der in Europa gehandelte Strom muss auch über das Netz transportiert werden können. Da in der EU zunehmend über nationale Grenzen hinweg gehandelt wird, wächst also auch der Transportbedarf im Stromnetz. TransnetBW ist als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von diesen Entwicklungen unmittelbar betroffen, da die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit auch bei zunehmender Netzauslastung sichergestellt werden muss.

## Gesetzlicher Hintergrund

Die novellierte europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU-Verordnung 2019/943)\* verändert die Vorgaben zu grenzüberschreitenden Handelskapazitäten grundlegend. Gemäß neuer Regelungen ist ab 01.01.2020 ein Mindestwert von 70 % der technisch verfügbaren Übertragungskapazität an den Grenzen für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel vorzuhalten. Gleichzeitig regelt das Gesetz, dass der Mindestwert an Kapazität unter bestimmten Voraussetzungen übergangsweise unterschritten werden darf, sofern dies zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlich ist. Voraussetzung für die Gewährung einer Übergangsfrist ist, dass Mitgliedstaaten einen sogenannten Aktionsplan im Sinne von Artikel 15 der EU-Verordnung 2019/943 vorlegen.

## Der Aktionsplan von Deutschland - Gebotszone

Die Bundesrepublik Deutschland hat Ende 2019 fristgerecht einen nationalen Aktionsplan bei der EU-Kommission

eingereicht und macht damit von dieser gesetzlichen Übergangsfrist Gebrauch. Somit muss Deutschland den Zielwert von 70 % erst zum 31.12.2025 erreichen. Bis dahin erfolgt eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten schrittweise auf Basis eines linear ansteigenden Pfads.

Deutschland benötigt diese Übergangsphase, um sich auf den ansteigenden Strom-Transportbedarf vorbereiten zu können. In der Übergangsphase können beispielsweise notwendige Netzausbau- und Netzoptimierungs-Maßnahmen getroffen bzw. fertiggestellt werden, um die **Netzengpässe\***, die bei unmittelbarer Anwendung der Mindestkapazität von 70 % eintreten würden, zu reduzieren. Bis Ende 2025 sollen sich das Stromnetz und die Netzbetriebsführung an die neuen Erfordernisse angepasst haben, sodass die Anforderungen erfüllt werden können, ohne dass hohe Risiken für die Betriebssicherheit entstehen. Gleichzeitig hält Deutschland so an der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone fest.

## Wie wirkt die 70 %-Vorgabe auf das Netz?

Seit 01.01.2020 stellen nur wenige Staaten Europas die geforderten 70 % der vorhandenen Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung. Grund dafür ist, dass zahlreiche Staaten die in der EU-Strommarktverordnung angelegten Ausnahmeregelungen bzw. Übergangsfristen nutzen. Was genau passieren wird und wie die Netzauslastung aussieht, wenn alle Europäischen Staaten die Handelskapazitäten auf 70 % erhöhen, wissen wir zum jetzigen Zeitpunkt nicht. Für Deutschland wird es nach bisherigen Erkenntnissen einen spürbaren Anstieg der Lastflüsse ab 2021 geben. Die Herausforderung wird dann sein, die Systemsicherheit auch mit erhöhter Netzauslastung uneingeschränkt sicherzustellen.

Die flächendeckende Umsetzung der Mindestkapazität von 70 % ist eine ambitionierte und herausfordernde Aufgabe für die ÜNB und lässt sich zum Teil nur mit erheblichen, risikobehafteten und kostenintensiven Systemeingriffen – wie zum Beispiel **Redispatch\*** – realisieren. Es gilt zu hinterfragen, ob die im Gesetz verankerte Pauschalvorgabe von 70 % effizient ist und ob sie der zukünftigen Ausrichtung der EU-Kommission hin zur Klimaneutralität entgegensteht.

/ Johanna Klinger

\***Clean Energy Package:** Die europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 trat am 04.07.2019 in Kraft und ist Teil des EU-Legislativpakets Clean Energy Package.

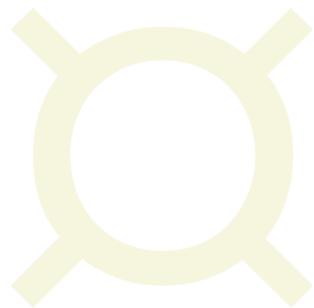
\***Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943:** EU-Verordnung, auch genannt Strommarktverordnung.

\***Netzengpässe:** strukturelle Engpässe im Sinne von Artikel 14 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943.

\***Redispatch:** präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den ÜNB, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

## Gedanken zum Strommarktdesign

# NOCH EIN KILOWATTSTÜNDCHEN SOLARSTROM ODER WÄR'S DAS?



Bei Adam Smith liest sich alles ganz einfach: Kunden haben Hunger, Bäcker wollen Geld verdienen und die unsichtbare Hand des Marktes sorgt dafür, dass am Ende der Kunde satt ist und der Bäcker Geld verdient. Leider lässt sich dieses klassische Beispiel nur begrenzt auf Strom übertragen, der sich nun mal nicht tütenweise über die Ladentheke verkaufen lässt. Stromverbraucher und Stromproduzent ordnen sich in ein komplexes System mit mehreren Wertschöpfungsstufen ein.

Diese Wertschöpfungsstufen sind in vielen Ländern ähnlich organisiert. Andere Aspekte des Marktdesigns unterscheiden sich in verschiedenen Ländern hingegen deutlich. Beispielsweise dahingehend, ob der Großhandelsmarkt für Strom nodal oder zonal organisiert ist.



## Nodal versus Zonal

Der deutsche Großhandelsmarkt ist zonal gestaltet. Dies bedeutet, dass es innerhalb einer Zone (in unserem Fall Deutschland und Luxemburg) keine Restriktionen für den Stromhandel gibt – jeder kann mit jedem so viel Strom handeln, wie er möchte. Folglich gibt es einen einheitlichen Großhandelspreis für Strom. Wenn der Handel zu einem Ergebnis führt, welches das Stromnetz überfordert, ergreifen die Netzbetreiber Maßnahmen, um die vereinbarten Handelsgeschäfte zu ermöglichen. Beispielsweise können sie Kraftwerksbetreiber gegen Entschädigung anweisen, ihre Erzeugung anzupassen (so genannter Redispatch).

In Ländern mit einem nodalen Preissystem können sich an unterschiedlichen Ein- bzw. Ausspeisepunkten (Netzknoten) des Stromnetzes dagegen unterschiedliche Preise entwickeln. Beispiele hierfür sind die USA, Russland oder Singapur. Stromanbieter bzw. -nachfrager definieren in diesem System stets, an welchem Netzknoten sie Strom entnehmen bzw. einspeisen. Daraus können sich lokal unterschiedliche Preise ergeben, die widerspiegeln, ob an einer bestimmten Stelle Strom knapp oder im Überfluss vorhanden ist. Die Idee dahinter ist, dass potentielle Kraftwerksbetreiber auf diese Weise beobachten, an welchen Stellen die Stromerzeugung profitabel ist. Langfristig können sie an ebendiesen Stellen Kraftwerke errichten. Großabnehmer von Strom könnten sich dagegen dort nieder-

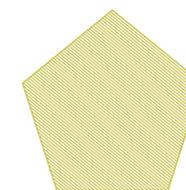
lassen, wo der Strom im Überfluss vorhanden, also günstig zu haben ist. Idealerweise würden regionale Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch dadurch langfristig ausgeglichen. Hinter dem nodalen System steckt eine rechenintensive Optimierung, die die Gegebenheiten des Stromnetzes bereits mitberücksichtigt. Somit muss der Netzbetreiber im nodalen System das Marktergebnis nicht mehr im selben Maße durch Redispatch im Nachhinein korrigieren.

Allerdings ist das nodale System auch mit gewissen Risiken verbunden: Eine Verkleinerung des Marktgebietes geht tendenziell mit einer Erhöhung von Marktmacht einher, was zu höheren Preisen für Verbraucher führen kann. Außerdem ist zu hinterfragen, ob den Endverbrauchern regional stark schwankende Strompreise zugemutet werden können. Andernfalls müssten diese durch einen Ausgleichsmechanismus für Endverbraucher verhindert werden. Dieser verringert jedoch den Effekt der lokalen Preissignale und damit die Vorteile des nodalen Systems. Zusätzlich wäre eine Erhöhung der EEG-Umlage zu erwarten, da die Strompreise an Netzknoten mit starker Einspeisung von erneuerbarem Strom voraussichtlich sinken würden.

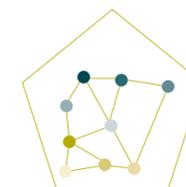
/ Isabel Eith, Cora Herwartz

## STROMPREIS: ZONAL VS. NODAL

Strompreis in einem zonal organisierten Marktgebiet



Strompreise in einem nodal organisierten Marktgebiet



**Farbskala**  
Ein Punkt – ein Netzknoten; die Farben spiegeln die unterschiedliche Preise wider. Auf einer Skala von grün nach blau bedeutet grün: niedriger Preis – blau: hoher Preis.



## EIN BLICK IN DIE USA

Unsere Geschäftsführung machte sich im Jahr 2018 ein eigenes Bild davon, wie der Strommarkt in den USA organisiert ist, und besuchte PJM, einen Netzbetreiber, der in 13 Staaten der USA aktiv ist. Ihr Eindruck?

Dort geht es um etwas andere Dimensionen als bei uns im Ländle. Zu Spitzenzeiten wird im Netzgebiet von PJM mehr als zehnmal so viel Strom verbraucht wie im Netz der TransnetBW. Laut einem Bericht des BMWi gibt es allein in Texas, dessen Größe in etwa der Deutschlands entspricht, über **12.000 Netzknoten**, an denen sich unterschiedliche Preise entwickeln können. Das Computersystem von PJM berechnet diese lokalen Preise alle fünf Minuten und veröffentlicht sie auf der Homepage.

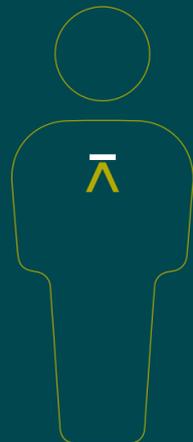
„Der größte Vorteil des nodalen Systems – die lokalen Anreize zur Investition in Erzeugungsanlagen – scheinen in den USA nicht die gewünschte Wirkung zu entfalten. Seit Einführung des nodalen Systems wurde dort überwiegend in modulare Gasturbinen investiert, also eine mobile Art der Stromerzeugung, die in kurzer Zeit an einem Ort ab- und an einem anderen Ort wiederaufgebaut werden kann. Die lokal schwankenden Preise geben den Marktteilnehmern wohl keine ausreichende Sicherheit, um langfristige Investitionsentscheidungen zu treffen. Insofern stellt sich die Frage, ob die Preissignale, die das nodale System sendet, wirklich nachhaltig sind. Die Nachteile des „nodal pricing“, wie das Risiko von höheren Preisen durch kleinere Marktgebiete mit weniger Wettbewerb, bleiben hingegen virulent.“, resümiert Dr. Werner Götz.

# ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

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

## EEG-KONTO

Ich verantworte  
**35.000**  
Datensätze\*



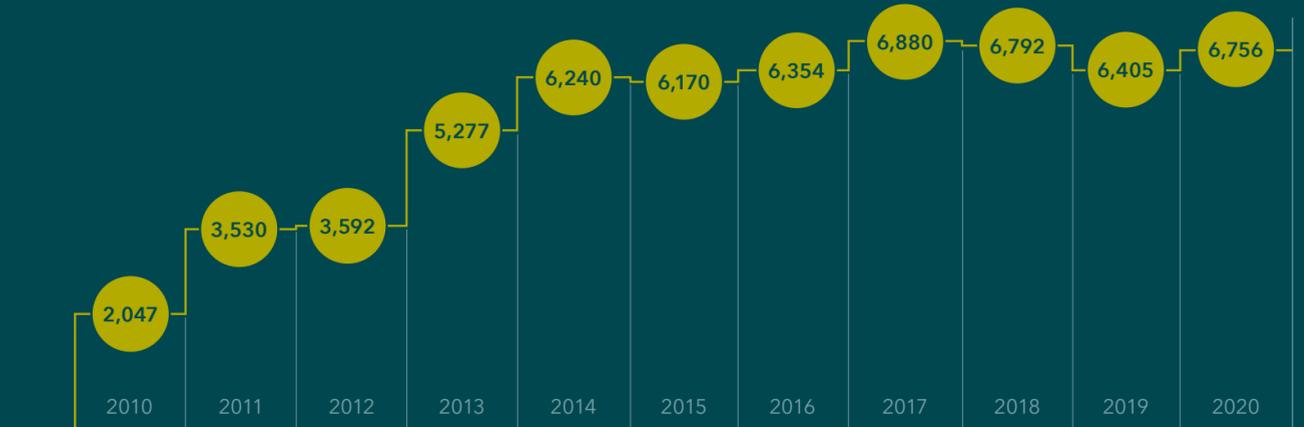
\* Ein Mitarbeiter bei der TransnetBW verantwortet die buchhalterische Durchführung des EEG-Kontos. Unter seinen Aufgaben zählt die jährliche Meldung aller Einzelposten des EEG-Kontos an die BNetzA. 2018 sind somit rd. 35.000 Datensätze gemeldet worden.

EEG-Fördervolumen 2018

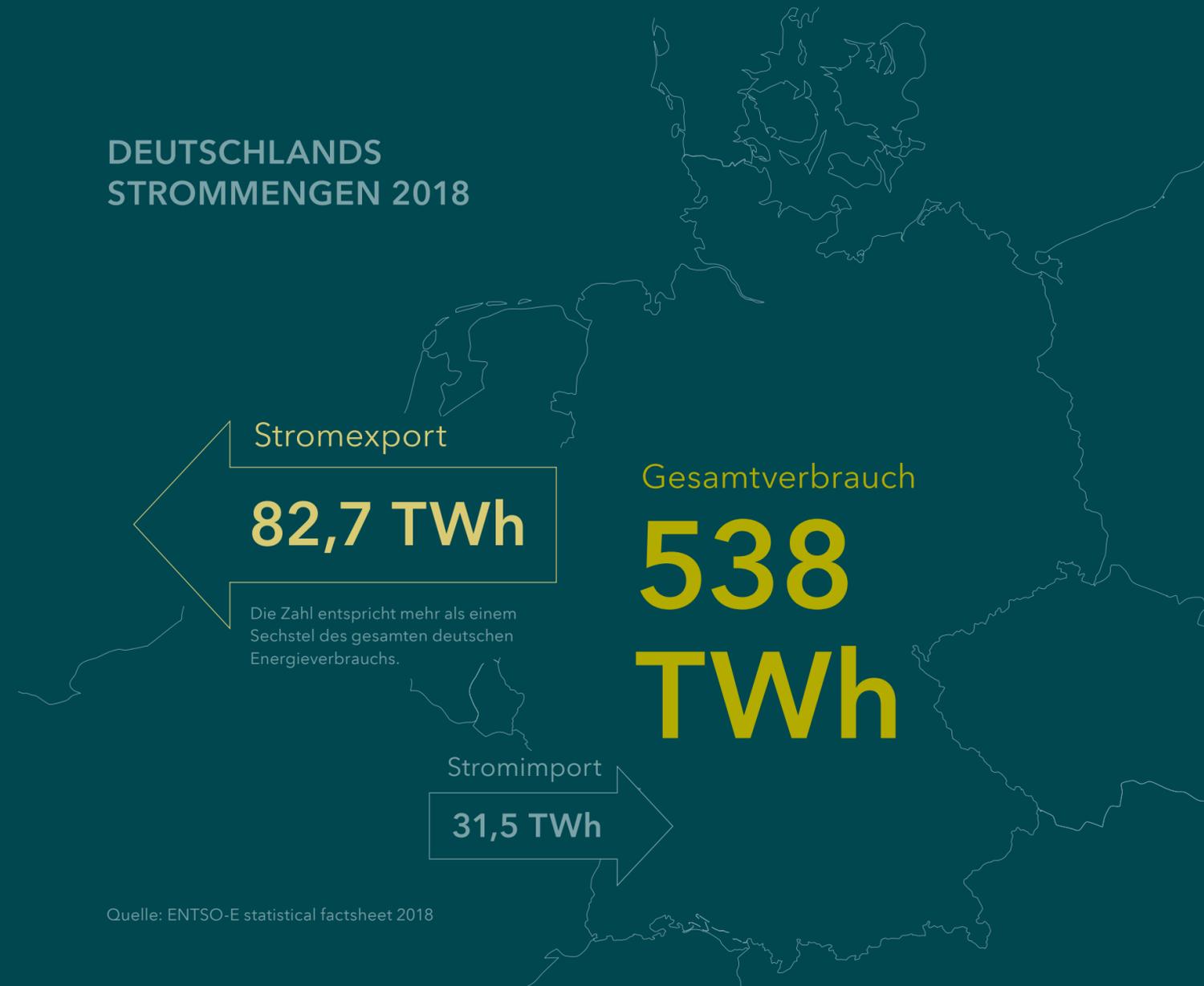
**5,56 Mrd. €**

\*\* Zahl aufgerundet. Gesamte Auszahlungen zu EEG Festvergütungen und Marktprämienauszahlungen von der TransnetBW GmbH.

## ENTWICKLUNG EEG-UMLAGE



## DEUTSCHLANDS STROMMENGEN 2018



Quelle: ENTSO-E statistical factsheet 2018

/ STROM

/ NETZ

/ SICHERHEIT

## IMPRESSUM

### Selbstverlag

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart  
Telefon +49 711 21858-0  
politik@transnetbw.de  
transnetbw.de

### Herausgeber

Dr. Werner Götz, Vorsitzender  
der Geschäftsführung  
TransnetBW GmbH

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart

### Verantwortlicher Redakteur

Stefan Zeltner

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart

### Gestaltung und Illustration

dreisatz – büro für gestaltung

### Druck

GRESS-DRUCK

### Papier Druckfein

FSC®-zertifiziert

