

# TRANSPARENT

Ein Newsletter der TransnetBW

Politik.

Wirtschaft.

## DREHSCHEIBE STROM

Digitalisierung steigert Effizienz im Übertragungsnetz. **Seite 04**

### / GRUSSWORT

Innovationen kreativ und effizient umsetzen - in der zweiten Ausgabe von TRANSPARENT erfahren Sie mehr darüber, wie TransnetBW national und international innovative Projekte implementiert und umsetzt. **Seite 03**

### / HÖCHSTSPANNEND

Aktionsplan Stromnetz - Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier gibt Gas bei der Beschleunigung des Netzausbaus. **Seite 08**

### / STIMMFREQUENZ

Rainer Joswig über technische Innovationen im Spannungsfeld von Verantwortung und Effizienz. **Seite 10**

### / AKTUELLES

Erste gasisolierte 380-Kilovolt-Schaltanlage (GIS) mit Alternativgastechnik in der Höchstspannungsebene. **Seite 12**



/ EDITORIAL	Begrüßung	03
/ DREHSCHIBE STROM Das Schwerpunktthema.	Digitalisierung steigert Effizienz im Übertragungsnetz	04
/ HÖCHSTSPANNEND Die Heftmitte mit dem Aha-Effekt.	Chefsache Netzausbau - NABEG ante portas	08
/ STIMMFREQUENZ TransnetBW-Mitarbeiter im Gespräch.	Innovationen sind kein ungedeckter Scheck	10
/ AKTUELLES Nationale und internationale Themen im TransnetBW-Radar.	TransnetBW testet alternatives Isoliergas für Schaltanlagen	12
/ DIE LANGE LEITUNG Wie bitte? Stichwörter einfach erklärt.	Der Netzbooster	13
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN Gut zu wissen: Zahlen, Daten und Fakten aus der Welt der TransnetBW.		14

Liebe Leserinnen und Leser,

ein jederzeit reibungslos und zuverlässig funktionierendes Übertragungsnetz ist in Deutschland keine Wunschvorstellung, sondern die Realität. Unsere Ausfallzeiten sind europaweit Spitze, und das soll auch so bleiben. Warum das so ist? Ein wesentlicher Faktor ist sicherlich, dass die von uns verwendete Technik auf Niet und Nagel getestet und erst eingesetzt wird, nachdem sie für sehr gut befunden wurde. Keine Experimente!

Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren und dem damit steigenden Übertragungsbedarf kommen wir mit der bestehenden Infrastruktur an die Grenzen des Machbaren. Das ist für die Experten nichts Neues. Schon seit 2012 und dem ersten Netzentwicklungsplan ist klar: Das Netz muss ausgebaut werden. Und heute wissen wir, dass Synchronität zwischen Netzausbau und dem Ausbau der Erneuerbaren herausfordernd ist und Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz dem Netzausbau Grenzen setzen werden. Deshalb ist es nur logisch, dass Wege gesucht werden, die Bestandsnetze besser zu nutzen und Innovationen ins Netz zu integrieren.

Als TransnetBW sind wir offen für Herausforderungen. Wir haben in der Vergangenheit - „typisch schwäbisch“ - kreative und effiziente Lösungen entwickelt und implementiert. Wir sind auch jetzt an vielen Forschungsvorhaben beteiligt und initiieren eigene Projekte. Wie diese aussehen, was wir uns von ihnen erwarten und welche Erfolge wir bereits realisieren konnten - das ist der Schwerpunkt unserer aktuellen Ausgabe von TRANSPARENT.

Zur Transparenz gehört aber auch, dass wir nicht bereit sind, Innovationen als „ungedechte Schecks“ der Öffentlichkeit und der Politik

zu verkaufen. Mehr Erneuerbare im Norden, weniger Erzeugung im Süden - diese Gleichung wird sich trotz der Chancen, die neue Ideen wie zum Beispiel Netzbooster oder eine automatisierte Betriebsführung eröffnen, ohne zusätzlichen Netzausbau nicht lösen lassen. Hier darf das Prinzip Hoffnung nicht die Basis für politisch weitreichende Entscheidungen sein, die später nicht mehr zu revidieren sind.

Mehr Optimismus ist bei der Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes angebracht. Dort geht vieles in die richtige Richtung: Verlegung von Leerrohren beim Neubau von Kabelstrecken, Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, Verzicht auf unnötige Verfahrensschritte - das alles kann in Verbindung mit einem funktionierenden Monitoring Rückenwind für die Netzbetreiber bedeuten. Entscheidend wird aber auch hier die Umsetzung sein - wie gut und wie wirksam ein Gesetz ist, zeigt sich immer erst in der Anwendung.

In unserer Ausgabe befindet sich ein Interview mit meinem Kollegen Rainer Joswig. Er wird das Unternehmen im März nach mehr als 20 Jahren verlassen. Ich möchte ihm an dieser Stelle gerne meinen herzlichen Dank aussprechen und ihm alles Gute wünschen!



**Dr. Werner Götz,**  
Vorsitzender der  
Geschäftsführung

# DIGITALISIERUNG STEIGERT EFFIZIENZ IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Die Stromnetze in Zeiten der Energiewende stets sicher betreiben und gleichzeitig sowohl wirtschaftlich als auch technisch effizienter werden – keine leichte Aufgabe für die Ingenieure und Ökonomen der Stromnetzbetreiber. Doch Sparsamkeit und Tüftlergeist sind nicht umsonst Eigenschaften der Schwaben: Drei innovative Plattformkonzepte unter Beteiligung der TransnetBW sind wegweisend für eine digitale Systemführung und Betriebsplanung der Zukunft.

## / DER NETZREGELVERBUND - KOSTENSPAREND IM GLEICHGEWICHT

Plattform-Konzept

1

Für ein stabiles Stromnetz muss die Stromnetzfrequenz zu jeder Zeit bei etwa 50Hz

liegen und Erzeugung und Verbrauch müssen stets die Waage halten. Verantwortlich dafür sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Doch weil immer wieder unvorhergesehene Schwankungen im Stromnetz auftreten, benötigt der ÜNB die Regelleistung, damit das sensible Gleichgewicht aufrecht erhalten werden kann. Um die Kosten für die Vorkhaltung und den Einsatz von Regelleistung so gering wie

möglich zu halten, wurde durch TransnetBW bereits 2008 das Konzept des Netzregelverbunds (NRV) entwickelt. Hier werden alle Regelenergiebedarfe der beteiligten ÜNB konsolidiert und anschließend ein Saldo errechnet.

Der NRV besteht aus vier Modulen:

**Modul 1: Ziel ist das „Gegeneinanderregeln“ der vier deutschen Regelzonen zu vermeiden.** Das heißt: Herrscht in einer Regelzone ein Leistungsüberschuss und in der anderen ein Leistungsdefizit, soll vermieden werden, dass die ÜNB unabhängig voneinander Regelleistung einsetzen und jeweils auch bezahlen müssen. Die Leistungsungleichgewichte werden stattdessen saldiert, sodass die Regelenergiemenge und Regelenergiekosten für ganz Deutschland sinken.

**Modul 2: Gemeinsame Regelleistungsdimensionierung.** Ziel ist die gemeinsame, deutschlandweite Berechnung der benötigten und damit vorzuhaltenden Sekundär- und Minutenreserveleistung. Der NRV erlaubt es den teilnehmenden Regelzonen, auf die gemeinschaftlich vorgehaltenen Reserven zuzugreifen, wodurch diese insgesamt optimiert und verringert werden können.

**Modul 3: Gemeinsame Sekundärregelleistungsbeschaffung.** Ziel ist die Bildung eines einheitlichen gemeinsamen

Regelleistungsmarktes über die Regelzongrenzen hinweg. Höhere Liquidität und verbesserter Wettbewerb zwischen Regelleistungsanbietern senken die Kosten.

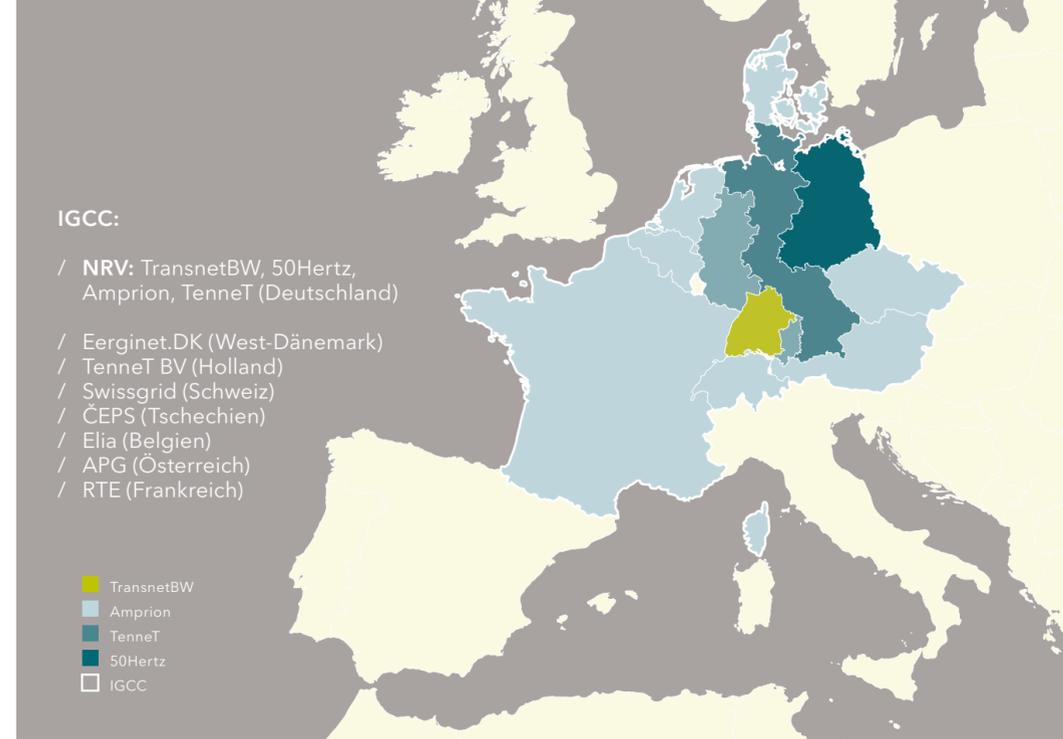
**Modul 4: Kostenoptimale Regelleistungs-Aktivierung.** Ziel ist der kostenoptimale Regelleistungseinsatz für Deutschland. Das geschieht mittels Merit-Order-Listen für Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Die Konsequenz: Das günstigste Kraftwerk kommt zuerst zum Zug.

**/ VON MARSEILLE BIS KOPENHAGEN - EINE SCHWÄBISCHE IDEE ÜBERZEUGT EUROPA**  
Seit 2011 wird der NRV kontinuierlich auf weitere europäische Nachbarstaaten ausgeweitet. Im Fokus dieser europäischen Kooperation, der sogenannten „International Grid Control Cooperation“ (IGCC), steht dabei vorerst das Modul 1. Hierdurch wird der Einsatz von Regelenergie weiter reduziert und die Systemicherheit erhöht, ohne in die nationalen Rahmenbedingungen der anderen Länder eingreifen zu müssen. Geplant ist, dass alle ÜNB in Kontinentaleuropa bis Ende 2019 dem IGCC beigetreten sind.

Gemeinsam tragen Netzregelverbund und IGCC zu Kosteneinsparungen von über 300 Millionen Euro jährlich bei.

Optimierungspotenzial besteht nicht nur beim Einsatz von Regelenergie, sondern

auch bei einer ganz anderen Situation im Stromnetz, der Behebung sogenannter Netzengpässe mittels Redispatch. Die Anforderung eines Redispatch ist für den ÜNB nicht kostenfrei. Da der Kraftwerksbetreiber durch den Abruf von Redispatch nicht die geplante Menge an Energie ins Stromnetz einspeisen kann, wird er durch den ÜNB entschädigt. Die Ausgaben dafür sind durch die Energiewende gestiegen – deswegen sind kreative Lösungen gefragt, um die Kosten zu minimieren. Hier setzt das zweite Plattformkonzept an. Es wird aktuell von den vier deutschen ÜNB aufgebaut und hat zum Ziel, alle Redispatchmaßnahmen künftig deutschlandweit gemeinsam zu planen, zu koordinieren, abzuwickeln und zu überwachen.



Übersicht: Beteiligte ÜNB im IGCC

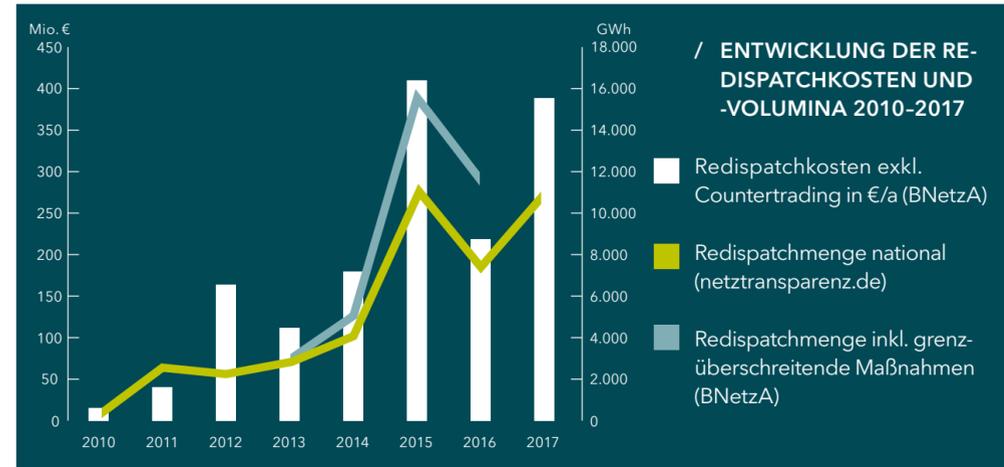
## „RESRAS“ – REDISPATC H GEMEINSAM DENKEN



### / DISPATCH-REDISPATC H

Der sogenannte „dispatch“ bildet den geplanten Einsatz der Kraftwerke ab.

Jeder Kraftwerksbetreiber meldet täglich an die ÜNB, wie viel Leistung ihr Kraftwerk am Folgetag ins Netz einspeisen wird. Die ÜNB ermitteln dann, ob die gemeldete Einspeiseleistung durch das Netz aufgenommen werden kann oder es möglicherweise zu einem Engpass oder einer Leistungsüberlastung kommt. Wenn das der Fall ist, können die ÜNB bei den Kraftwerksbetreibern einen Redispatch fordern, das heißt eine Änderung der Kraftwerkeinsatzpläne.



Entwicklung der Redispatchkosten und -volumina 2010-2017.

Plattform-Konzept

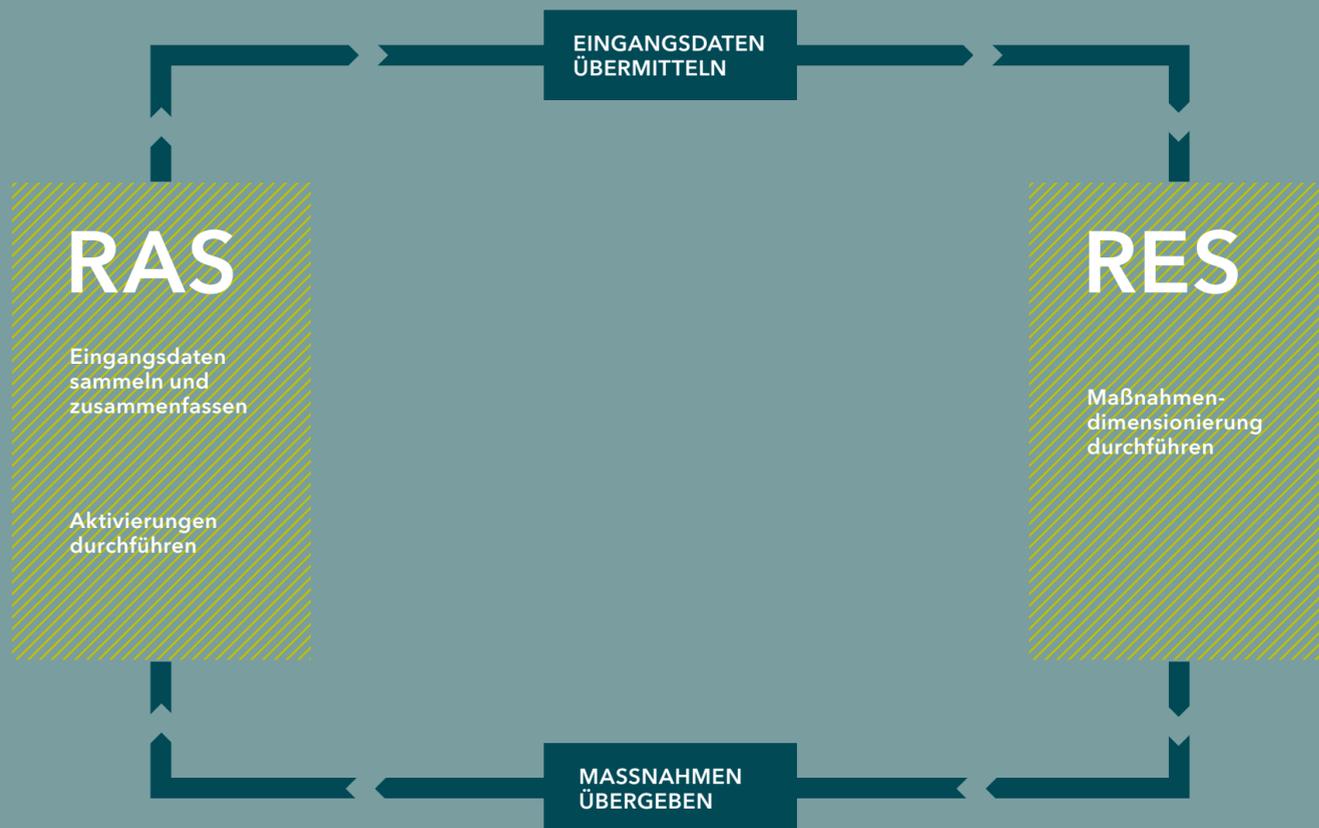
2

Der Name RESRAS leitet sich aus den beiden Teilbereichen der Redispatch Plattform ab. Der Redispatch-Ermittlungs-Server (RES) und der Redispatch-Abwicklungs-Server (RAS) sollen ab 2020 einsatzbereit sein.

Der RAS prognostiziert und analysiert die Netzsituation in allen deutschen Regelzonen und erkennt drohende Engpässe. Anschließend ermittelt er die wirksamsten und kosteneffizientesten Maßnahmen um die Engpässe aufzulösen.

Der RES aktiviert und überwacht die durchzuführenden Maßnahmen (zum Beispiel die Drosslung von Kraftwerksleistung). Dafür muss er mit allen Marktpartnern, die in den Prozess eingebunden sind,

kommunizieren. Zudem unterstützt er bei der Kostenabrechnung und den gesetzlichen Transparenzvorgaben.



Ablauf RESRAS

Mit dem RESRAS werden Redispatchmaßnahmen zwischen den ÜNB optimiert. Die erforderliche Redispatchleistung wird bisher meist durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, die ans Übertragungsnetz angeschlossen sind. Da mit diesen Kraftwerken (Kohle

und Kernenergie) langfristig nicht gerechnet werden kann, müssen Alternativen her. Mit der Energiewende werden vor allem kleinere Anlagen gebaut (vorwiegend Photovoltaik und Wind), die an das Verteilnetz angeschlossen sind. Doch um die Flexibilität aus

dem Verteilnetz für Redispatchmaßnahmen nutzen zu können, braucht es eine enge Abstimmung zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Hier kommt mit der Netzsicherheitsinitiative DA/RE die dritte Plattform ins Spiel.

# DA/RE - NETZSTABILISIERUNG DURCH ÜNB UND VNB

Plattform-Konzept

3

Die digitale Plattform DA/RE wird momentan von TransnetBW und

NetzeBW, dem größten baden-württembergischen Verteilnetzbetreiber, entwickelt und ab 2019 im Rahmen einer Pilotphase erprobt. DA/RE steht für „Datenaustausch/Redispatch“ und verfolgt im Wesentlichen zwei Ziele: allen Netzbetreibern den Einsatz von Anlagen im

Verteilnetz zur Netzstabilisierung nutzbar zu machen und gleichzeitig europäische Anforderungen an den Datenaustausch zu erfüllen. Entsprechend ist die Plattform offen für Dritte und wird von einem Projektbeirat begleitet. Aktuell werden die nötigen IT-Systeme für die Plattform

aufgebaut. In der Pilotphase konzentriert sich das Projekt zunächst auf Baden-Württemberg und der Erprobung des Anwendungsfalls „Redispatch“ mit noch wenigen Anlagen. Perspektivisch können auch weitere Anwendungsfälle über die Plattform abgewickelt werden.

## / WISSEN FÜR DETAILVERLIEBTE: WAS PASSIERT AUF DER DA/RE PLATTFORM?

### 1) Meldung verfügbares Redispatch-Potential

Der sogenannten Einsatzverantwortliche, beispielsweise der Kraftwerksbetreiber, meldet den Einsatzfahrplan inklusive zugehörigem Redispatch-Potential seiner Anlage an die Plattform. Die Netzbetreiber nutzen diese Informationen gleichermaßen für ihre Netzsicherheitsberechnungen und kennen die vorhandenen Redispatch-Potentiale. Sie bewerten, ob das gemeldete Redispatch-Potential vom Netz aufgenommen werden kann oder beispielsweise aufgrund einer dann drohenden Leitungsüberlastung verringert werden

muss und melden gegebenenfalls ein eingeschränktes Redispatch-Potential an die Plattform zurück. So wird verhindert, dass der Abruf von Redispatch-Leistung durch den ÜNB zu einer Gefährdung im Verteilnetz führt.

### 2) Meldung Redispatch-Bedarf

VNB und ÜNB können jeweils ihren spezifischen Redispatch-Bedarf an die Plattform melden. Zudem melden sie, welche konkreten Anlagen eingesetzt werden könnten, um den Engpass zu lösen. Die Auswahl wird dann wiederholt optimiert, so dass ein möglichst effizienter Abruf im Hinblick auf Kosten und physikalische Wirksamkeit erfolgt.

### 3) Abgleich Verfügbarkeit und Bedarf

Alle gemeldeten Potentiale werden auf der Plattform gesammelt, mit den Bedarfen der Netzbetreiber abgeglichen und nach Möglichkeit zusammengeführt. Den bevorzugten Zugriff haben die Netzbetreiber, an deren Netz die Anlage angeschlossen ist, die ÜNB nutzen die restliche Flexibilität.

### 4) Abruf Redispatch-Leistung

Ein Redispatch-Abwicklungsmodul verschickt Aktivierungsdokumente an die jeweiligen Einsatzverantwortlichen der Kraftwerke, die die Abrufe ausführen. Durch die transparente Kommunikation über die Plattform wissen alle beteiligten Netzbetreiber

zu jeder Zeit über die bevorstehenden Redispatch-Abrufe Bescheid. Sollte sich doch noch ein Notfall in ihrem Netz ereignen und sie benötigen die Redispatch-Leistung selbst, können sie in letzter Minute Einspruch gegen den Abruf einlegen.

Autorin: Franziska Zink

## „Wir bereiten uns heute auf die Welt von morgen und übermorgen vor“

Stimmen von Dr. Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung von TransnetBW, und Ministerialdirektor Helmfried Meinel vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg zum Pilotprojekt Datenaustausch/Redispatch, kurz DA/RE:

### Stellt DA/RE einen Paradigmenwechsel, etwas grundlegend Neues dar?

**Götz:** „Das Projekt ist insofern etwas Neues, als dass wir uns auf die Welt von morgen und übermorgen vorbereiten müssen. Die Energiewende schafft komplett neue Rahmenbedingungen: Vor einigen Jahren haben etwa 500 Großkraftwerke Deutschland versorgt. Heute haben wir bereits 2 Millionen dezentrale Erzeugungsanlagen, die nicht auf der Höchstspannungsebene einspeisen, und diese Zahl wird weiter steigen.“

**Meinel:** „Die Energiewende macht es notwendig, dass die Kommunikation in beide Richtungen stattfindet. Und das Gute an DA/RE ist, dass diese Kommunikation in einer sehr zukunftsfähigen Weise erfolgt, die Rollen noch einmal definiert und daraus die Kommunikations- und Aktionsregeln erarbeitet werden.“

### Wie gestaltet sich die Arbeit und Zusammenarbeit im Projekt „DA/RE“ konkret?

**Meinel:** „Die ersten operativen Aufgaben müssen zunächst einmal im Modellprojekt von TransnetBW und Netze BW gemeinsam gelöst werden. Später sollen dann weitere Verteilnetzbetreiber hinzugenommen werden. Diese Erprobung der Zusammenarbeit und Kommunikation findet nicht hinter verschlossenen Türen

statt. Damit die anderen Verteilnetzbetreiber und die Verbände von Anfang an in „DA/RE“ eingebunden sind, wurde ein Beirat eingerichtet. Dort werden nicht nur alle Fragen beantwortet. Der Beirat ist auch ein Forum, in dem noch nicht operativ beteiligte Teilnehmer ihr Know-how einbringen.“



Helmfried Meinel (links) und Dr. Werner Götz (rechts)

Effizienz und Optimierung

# CHEFSACHE NETZAUSBAU - NABEG ANTE PORTAS



Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier gibt nach der Sommerpause Gas bei der Beschleunigung des Netzausbaus und legt den Aktionsplan Stromnetz vor.

Bei seiner Ernennung zum Bundesminister für Wirtschaft und Energie im Frühjahr 2018 hatte Altmaier im Bundestag versprochen, „wenn ich ein halbes Jahr im Amt bin, werde ich jede problematische Leitung persönlich kennen und besucht haben“. Der Netzausbau ist nunmehr ganz klar zur „Chefsache“ geworden. Im August stellte der

Minister dann den Aktionsplan Stromnetz vor, der einer Doppelstrategie folgt: zum einen die Beschleunigung des Netzausbaus durch besseres Controlling und Vereinfachung von Planungsverfahren, zum anderen eine Optimierung der Bestandsnetze und höhere Auslastung durch neue Technologien und Betriebskonzepte.

Kurzfristigen Erfolg, also etwa bis zum Jahr 2020, verspricht auf den ersten Blick die Optimierung und damit bessere Auslastung der Bestandsnetze.

**/ WELCHE MASSNAHMEN DER BESTANDSNETZ-OPTIMIERUNG IM GESPRÄCH SIND UND WAS DAHINTERSTECKT**

## Das Freileitungs-Monitoring

Das Freileitungs-Monitoring (auch witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb genannt) wird schon von allen ÜNB angewandt, allerdings in unterschiedlicher Form im Hinblick auf das zu hebende Potential. Grundsätzlich steckt dahinter die Möglichkeit, über Leitungen, je nach Temperatur und Wetter,

zusätzlichen Strom zu transportieren. Limitierender Faktor ist dabei unter anderem der Seildurchhang: Erwärmt sich das im Kern aus Metallen (meist Aluminium und Stahl) bestehende Seil durch den erhöhten Stromtransport, dehnt es sich aus und nähert sich dem Boden an. Wird die Leitung nun zum Beispiel im Winter durch niedrige Außentemperaturen gekühlt, ist der Durchhang weniger stark und es kann zusätzlicher Strom transportiert werden.

Allerdings unterscheidet sich die potentielle,

transportierbare Strommenge sogar innerhalb einer Stromleitung. Nehmen wir an, eine Leitung steht auf freier Strecke, beispielsweise auf Wiesen und Feldern, kann der Wind eine erhebliche Kühlwirkung entfalten. Setzt sie aber ihren Weg im windgeschützten Wald fort, fällt die Kühlung weg. Die Konsequenz: Eine zusätzliche Belastung ist nicht möglich.

## Hochtemperaturleiterseile

Eine weitere Option ist die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS). HTLS haben den Vorteil, dass sie trotz hoher Temperaturen aufgrund spezieller Legierungen nicht oder nur wenig durchhängen. Sie sind jedoch deutlich teurer, haben wesentlich höhere Übertragungsverluste und erfordern auch einen Austausch der bestehenden Seile. Im ungünstigsten Fall werden durch die zusätzliche Energiemengenübertragung neue Genehmigungen notwendig, wenn zum Beispiel ein größerer Abstand wegen stärkeren elektromagnetischen Feldern einzuhalten wäre. Daher gilt es, situationsgerechte Analysen zu erstellen und sinnvolle Maßnahmen abzuleiten.

## Lastflusssteuerung durch Phasenschieber-Transformatoren

Eine Möglichkeit, überlastete Leitungen zu entlasten, liegt in der Lastflusssteuerung. Mit sogenannten Phasenschieber-Transformatoren können die Stromflüsse besser gesteuert und gleichmäßiger verteilt werden. Vereinzelt existieren diese Anlagen bereits im Netz. Allerdings wird noch untersucht, wie sich der Einbau mehrerer Phasenschiebertransformatoren, die sich möglicherweise gegenseitig beeinflussen, auf das gesamte Übertragungsnetzsystem auswirkt.

## Welche neuen Technologien langfristig eingesetzt werden könnten

Langfristig, also nach dem Jahr 2025 und weit darüber hinaus, versprechen neue

Technologien Abhilfe. Dazu gehören sogenannte Netzbooster (siehe Seite 13), Mitnahmeschaltungen, internationale Kooperationen beim Redispatch und möglicherweise auch eine automatisierte Systemführung. Diese und weitere Lösungsmöglichkeiten untersuchen die ÜNB bereits in unterschiedlichen Forschungsvorhaben (zum Beispiel InnoSys).

## „NABEG 2.0“ - Netzausbaubeschleunigung per Gesetzesnovelle

Auf Länderebene war man sich schnell einig: Konkret soll zunächst das Netzausbaubeschleunigungsgesetz novelliert werden (sogenanntes NABEG 2.0). Im ersten vorliegenden Entwurf (Fassung zum TRANSPARENT-Redaktionsschluss) hat das Bundeswirtschaftsministerium an vielen richtigen Stellen angesetzt:

- / Auf eine Bundesfachplanung kann verzichtet werden, wenn Bau oder Änderung von Leitungen in oder unmittelbar neben Bestandstrassen sowie unmittelbar neben anderen linienförmigen Infrastrukturen wie etwa Autobahnen erfolgen soll - allein dies kann einen Zeitgewinn von ein bis zwei Jahren bringen!
- / Der vorzeitige Baubeginn einer Höchstspannungsleitung auch vor Planfeststellungsbeschluss ist möglich, wenn diese energiewirtschaftlich notwendig ist und ohnehin mit einer positiven Genehmigungsentscheidung zugunsten des Vorhabenträgers gerechnet werden kann.
- / Im räumlichen und zeitlichen Zusammenhang mit Erdkabel-Baumaßnahmen kann die Planfeststellungsbehörde Leerrohre zulassen, wenn diese in einem bestimmten Zeitraum zur Durchführung einer Stromleitung genutzt werden.
- / Wenn die Bundesnetzagentur im nächsten Netzentwicklungsplan

2030 (2019) zur Erreichung des Ziels „65 Prozent erneuerbare Energien am Stromverbrauch“, den Bedarf weiterer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Verbindungen bestätigt, können die ÜNB diesen als Erweiterung geplanter Projekte mit Verzicht auf erneute Bundesfachplanung („vorausschauende Planung“), realisieren.

Insgesamt kann das Gesetz damit tatsächlich den Netzausbau beschleunigen - allerdings gilt dies im Wesentlichen nur für zukünftige Projekte, für die bisher noch keine Genehmigung beantragt ist.

Offen bleibt auch, ob und wie Grundstückseigentümer für ihre Betroffenheit von Netzausbauprojekten entschädigt werden sollen. Auch dazu war im Koalitionsvertrag ein Prüfungsauftrag ergangen.

Nicht durchsetzen konnte sich bisher die Idee einer Verkürzung der Länder-einspruchsrechte im Verfahren - dies wurde in eine Bund-Länder-Arbeitsgruppe verlagert. Schwierig bleiben nach wie vor die umweltrechtlichen Vorgaben, die aber teils aus Brüssel kommen und daher vom deutschen Gesetzgeber durch das NABEG nicht verändert werden können. Aus Sicht von TransnetBW wurden viele richtige und wichtige Maßnahmen in die Wege geleitet und können einen Beitrag dazu leisten, den Vorsprung der Erneuerbaren auf den Netzausbau wieder zu reduzieren.

Autoren: Stefan Zeltner, Reinhold Buttgerit

Interview mit Dipl.-Ing. Rainer Joswig

# INNOVATIONEN SIND KEIN UNGEDECKTER SCHECK

Rainer Joswig, COO für den Bereich System- & Anlagenbetrieb der TransnetBW, über technische Innovationen im Spannungsfeld von Verantwortung und Effizienz.

**Herr Joswig, Sie sind seit gut 20 Jahren in leitender Funktion bei der TransnetBW GmbH beziehungsweise deren Vorgängergesellschaft tätig. Was waren die großen Herausforderungen der ersten Jahre?**

Eines der zentralen Themen damals war die Grundsatfrage, wie wir das Übertragungs- und Verteilnetz fit machen für die künftigen Herausforderungen: Entscheiden wir uns für ein stark ausgebautes 380-kV-Netz und in dem Zusammenhang für ein

schwächeres 110-kV-Netz – oder drehen wir die Logik um. Wir haben damals gemeinsam mit Hilfe von universitärer Begleitung den effizientesten Weg gewählt: Wir haben uns entschieden, weniger Transportnetz zu bauen und uns auf ein starkes, unterlagertes 110-kV-Netz abzustützen. Heute sind wir leider nicht immer mit der gleichen Sicht auf das gemeinsame Optimum unterwegs.

**Ist nicht auch das Transportnetz damals recht großzügig geplant worden?**

Durch die damalige Entscheidung, das „alte“ 220-kV-Netz auf ein leistungsfähigeres 380-kV-Netz umzustellen, stand uns ein leistungsfähiges Übertragungsnetz mit nutzba-

ren Reserven zur Verfügung. Damit waren wir mit Beginn der Energiewende in der Lage, die stetig steigenden

Anforderungen erfolgreich zu bewältigen. Wir sehen aber heute an dem seit einigen Jahren aufkommenen Thema Redispatch: Diese Reserven sind nun aufgezehrt – Netzkapazität ist nicht mehr in ausreichendem Maße vorhanden und kann auch nicht in der gewünschten Geschwindigkeit durch den Netzausbau neu geschaffen werden. Da knirscht es schon mal im System.

**Stehen wir heute noch vor der Frage, wie stark Übertragungsnetze und Verteilnetze im Verhältnis zu dimensionieren sind?**

Die Energiewende stellt Übertragungsnetzbetreiber, aber eben auch die Verteilnetzbetreiber mit Blick auf den stark wachsenden Anteil dezentraler Einspeisung vor neue Herausforderungen. Der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) ist ein Beispiel dafür, dass man auch mit neuen Techniken und Innovationen im Verteilnetz ansetzen muss, um zu hohe Investitionen durch zu viel Kupfer in der Straße zu vermeiden. Oder das Thema Elektroautos: Wie kann eine steigende Zahl von Elektroautos gleichzeitig geladen werden ohne die Verteilungsnetze zu überlasten? Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist es daher unabdingbar, dass sowohl die Übertragungsnetz- wie auch die Verteilungsnetzbetreiber ihre Netze deutlich ausbauen.

**Haben Sie den Eindruck, dass es heutzutage herausfordernder als früher ist, Innovationen durchzusetzen?**

Dies hängt davon ab, welche Innovationen wir betrachten.

Wenn die Innovation „hinter dem Zaun stattfindet“, ohne allzu spürbare Auswirkungen auf unser tägliches Leben, wäre meine Antwort „Nein“. Allerdings treffen wir in unserem Alltag heute deutlich häufiger auf Innovationen, die unser Leben sichtbar beeinflussen. Vor allem im Rahmen der Energiewende. Nehmen wir das Beispiel Windkraftanlagen. Ich erinnere mich an eine der ersten Installationen auf der Schwäbischen Alb mit „schneebesenartigen“ Rotorblättern. Die wenigen Anlagen und die Aufbruchsstimmung, die mit ihnen einherging, wurden eher positiv aufgenommen. Heute stehen wir dem Bau großer Wind- und Solarparks gegenüber, die größer und daher weniger akzeptiert sind. Stichwort: „Verspargelung der Landschaft“.

**Gilt das auch für das Netz selbst?**

Mit der Innovation „Gleichstromübertragung“ etablieren wir in Deutschland neben dem allseits bekannten Drehstromnetz eine neue Technologie, die bei manchen Bürgern auf Vorbehalte und Fragen stößt. Diese nehmen wir sehr ernst. Transparenz und Aufklärung sind in meinen Augen wichtiger denn je, um Projekte nach Plan umsetzen zu können.

**Und wie sieht es bei den Entscheidungsträgern aus?**

Ich beobachte heute die Tendenz – leider auch in der Politik – auf das Ticket der Innovationen zu große Hoffnungen zu setzen, um so den weiteren Netzausbaubedarf kleinzureden.

Das sind Forderungen wie: Warum betreibt ihr noch weiter Netzausbau, seid innovativer! Verzichtet auf n-1-Sicherheit, baut in ganz wenigen Jahren die Netzbooster mit mehreren 1.000 Megawatt in Verbindung mit vollautomatisierten Systemen, vergleichbar zum vollautonomen PKW. Aber wir als Übertragungsnetzbetreiber tragen die Verantwortung für das Versorgungssystem. Deshalb behalten wir immer die Systemsicherheit fest im Blick. Wir dürfen hier nicht mit ungedeckten Schecks arbeiten. Auch ein verantwortlich handelnder PKW-Fahrer wird die Kontrolle erst abgeben, wenn die Systeme vollständig ausgereift und wirklich sicher sind.

Beim Thema sichere Stromversorgung sprechen wir letztlich von der Grundlage für das gesamte gesellschaftliche und wirtschaftliche Leben. Hier dürfen wir keine Risiken eingehen. Schauen Sie sich die aktuelle Situation in Belgien an. Dort sind die Kollegen in der Systemführung in diesen Wochen nicht mehr alleine in der Lage, eine sichere Stromversorgung ihrer Bürgerinnen und Bürger zu gewährleisten. Es wurden schon die Nachbarländer um Hilfe gebeten, die Energieversorgung in Brüssel zu sichern. So etwas sollten wir uns in Baden-Württemberg und Deutschland nicht leisten.

**Wo sehen Sie zukünftig Innovationsbedarf?**

Generell kann man kaum von einer effizienten Energiewende sprechen, wenn nicht einmal der im Norden erzeugte Windstrom in

den Süden transportiert werden kann. Da ist noch viel Raum für Innovationen. Im Bereich der Gleichstromkabel versprechen wir uns einiges von 525-kV-Kabeln. Sie haben den Vorteil, dass sie aufgrund der größeren Transportleistung mehr Strom transportieren können und somit weniger Kabel verlegt werden müssten. Im Ergebnis wird die Trasse deutlich schmaler.

Allerdings beschreiten wir bei diesen Kabeln in dieser hohen Spannungsebene tatsächlich Neuland. Daher testen wir sie gemeinsam mit den anderen ÜNB auf Herz und Nieren und haben bei der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. in Mannheim eigens ein komplett neues Testfeld errichten lassen. Wir reden hier über Milliardeninvestitionen, dem Geld der Stromkunden, und da müssen wir natürlich sicher sein, dass alles klappt.

**Das klingt so, als wäre Innovation immer noch das Verbauen von möglichst viel Kupfer. Ist das DIE intelligente Lösung?**

Sowohl als auch. Einerseits muss die Hardware intelligenter werden. Andererseits sind intelligente Steuerungstechniken nötig. Ersteres zeigen wir momentan mit dem Wechsel auf die Gleichstromtechnik. Nach den Kirchhoff'schen Gesetzen sucht sich der im Norden eingespeiste Strom den einfachsten Weg in den Süden – das führt dann auch zu unerwünschten Stromflüssen über weit entfernte Netze unserer benachbarten ÜNB im In- und Ausland. Der Wechsel auf Gleichstrom bringt dagegen eine deutlich verbesserte Steuerbarkeit. Am Gleichstromkonverter kann ich präziser einstellen, welche Strommenge über die Gleichstromverbindungen hier im Süden ankommen soll.

**Und was wird punkto intelligente Steuerungstechnik unternommen?**

Im Kreis der ÜNB, Universitäten und Industrie prüfen wir, wie wir etwa mit Phasenschiebern Lastflüsse derart schnell steuern können, dass in Folge die Netze höher ausgelastet werden und mehr Strom transportiert werden kann – Stichwort „InnoSys2030“. Oder der Netzbooster: Auf einem

besonders belasteten Stromkreis verhindern eine zuschaltbare Last und eine Batterie im Notfall, dass der Stromkreis überlastet und die Netzsicherheit gefährdet wird. Die Batterie kann innerhalb weniger Millisekunden Energie an der gewünschten Stelle einspeisen und den Netzengpass auflösen.

**Noch eine abschließende Frage: Welche technischen Meilensteine machen Sie besonders stolz?**

In meiner Anfangszeit wurden die ersten gasisolierten Schaltanlagen (GIS) gebaut und man fragte sich damals, warum jetzt gasisolierte Schaltanlagen und keine luftisolierten Schaltanlagen (LIS) mehr? Auf der Schwäbischen Alb hat es doch genügend Platz! Heute sieht man, es war gut, die Technik weiterzuentwickeln und flächig einzusetzen. Die Akzeptanz steigt, da wir mit weniger Bauvolumen und mit kleineren Umspannwerken die gleichen Aufgaben erledigen wie mit den um ein Vielfaches größeren luftisolierten Schaltanlagen. Heute macht mich zum Beispiel der Netzregelverbund ICC (siehe Beitrag in der Rubrik „Drehscheibe Strom“, S. 05), eine Innovation aus unserem Hause, richtig stolz. Damit sparen wir für den deutschen Stromkunden mehrere hundert Millionen Euro ein. Das Ganze ist jetzt als das führende Modell auch auf europäischer Ebene übertragen worden. Wir sind stolz darauf, dass der technische Knoten, über den das ganze europäische System auch zukünftig abgewickelt wird, in Wendlingen steht.

Interview: Florian Reuter, Patrizia Schneider, Franziska Zink

## DIPL.-ING. RAINER JOSWIG

- / Geboren 1958 in Lüdinghausen/Westfalen.
- / 1984: Eintritt in die Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS), eines der Vorgängerunternehmen der EnBW Energie Baden-Württemberg AG.
- / 2000 bis 2006: Leitung des Bereichs Netzwirtschaft in der EnBW Transportnetze AG.
- / 2006: Berufung in den Vorstand der EnBW Transportnetze AG. Seit der Umfirmierung der EnBW Transportnetze AG zur TransnetBW GmbH im Jahr 2012 Mitglied der TransnetBW-Geschäftsführung.

## Innovativer Klimaschutz

# TRANSNET BW TESTET ALTERNATIVES ISOLIERGAS FÜR SCHALTANLAGEN

Nicht nur in der Stromerzeugung ist Klimaschutz ein Thema – auch für Schaltanlagen gibt es Ansätze zur Verbesserung des Klimaschutzes. TransnetBW prüft in einem Pilotprojekt, ob und wie schnell diese Isoliergase künftig durch klimafreundliche Stoffe ersetzt werden können.



GIS-Anlage

Als in den Siebzigerjahren die Gasisolierung für elektrische Schaltanlagen entwickelt wurde, war das ein technischer Fortschritt, der für Anwohner und Betreiber der Anlagen erhebliche Vorteile brachte. Wie die damaligen luftisolierten Schaltanlagen können gasisolierte Schaltanlagen (GIS) sowohl innerhalb von Gebäuden errichtet, als auch als Freiluftanlagen gebaut

werden. Sie haben jedoch einen deutlich geringeren Platzbedarf und einen geringeren Wartungsaufwand. Das verwendete Gas, Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>), ist extrem reaktionsträge, eignet sich hervorragend als Isolationsmittel und ist zudem für den Menschen ungiftig.

**Zwei Seiten einer Medaille**  
Aber genau die Eigenschaften, die SF<sub>6</sub> für industrielle

Anwendungen so attraktiv machen, würden im (sehr unwahrscheinlichen) Falle einer Freisetzung für unerwünschte Nebenwirkungen sorgen: Es entfaltet eine hohe Klimawirkung. SF<sub>6</sub> wirkt 23.000-mal so stark wie CO<sub>2</sub>, ist extrem langlebig und hält sich in der Atmosphäre nicht selten Tausende von Jahren. Vor 30, 40 Jahren war das noch kein Thema – heute, im Kampf gegen die globale Erwärmung, läuft die Suche nach einem klimafreundlichen Ersatz allerdings auf Hochtouren.

### Nägel mit Köpfen

In Obermoosweiler, nahe Wangen im Allgäu, macht TransnetBW nun Nägel mit Köpfen: Sie hat ABB beauftragt, die weltweit erste 380-kV-GIS zu errichten, bei der Alternativen zu SF<sub>6</sub> zum Einsatz kommen. ABB hat hierzu mit Partnern ein Gasgemisch entwickelt, das eine geringere Treibhauswirkung entfaltet als CO<sub>2</sub>. Bei dem zum Einsatz kommenden Gas handelt es sich um ein

Gemisch aus Fluorketonen (C5F10O) und Kohlendioxid oder Stickstoff, das auf niedrigerer Spannungsebene bereits erprobt wurde.

### Vielversprechendes Vorbild in der Schweiz

Die bisherige Anlage in Obermoosweiler auf SF<sub>6</sub>-Basis muss für die Installation einer Kompensationsspule erweitert werden. Da die Erprobungen mit dem Alternativgas, etwa in der Schweiz in einer 170-kV-Anlage, vielversprechend verlaufen sind, wird im Allgäu nun der nächste Schritt bei einer 380-kV-Anlage gemacht.

### 2019 geht's los

Mit dem Bau der Anlage wird 2019 begonnen, die Zuschaltung der ersten Anlage ist für 2021 vorgesehen, dann bereits mit 55 Prozent SF<sub>6</sub>-Einsparung. Nach Umbau und Inbetriebnahme 2026 wird die komplette Anlage voraussichtlich SF<sub>6</sub>-frei sein.

Autor: Florian Reuter



### / GASISOLIERTE SCHALTANLAGE

Eine Schaltanlage dient dem Schalten von Stromkreisen in elektrischen Verteil- und Übertragungsnetzen. Die unter Spannung stehenden Teile der Anlage müssen dabei vollständig isoliert werden. Dies erfolgt in konventionellen Anlagen durch die umgebende Luft (luftisolierte Schaltanlagen). Alternativ dazu werden auch spezielle Gase wie SF<sub>6</sub> verwendet. Deren Isolierwirkung ist erheblich stärker, sodass die voneinander isolierten Anlagenteile enger aneinandergelagert werden und die Schaltanlage damit deutlich kompakter wird.

## Wieso, weshalb, warum

# DER NETZBOOSTER

In der Raumfahrt versteht man unter einem Booster ein Zusatztriebwerk – in der Elektrotechnik meint man einen Leistungsverstärker. Was aber ist ein Netzbooster?

Wie die Wortschöpfung erahnen lässt, handelt es sich um einen „boost“, also einen Kraftschub für das Stromnetz. Und Ziel dieses Kraftschubs soll es sein, Netzengpässen entgegenzuwirken und dadurch Redispatchkosten zu reduzieren (siehe Kasten). Um das Netzbooster-Konzept zu verstehen, lohnt ein Blick auf Einsatz und Wirkungsweise von Redispatch.



### / NETZENGPASS

Die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes ist durch die thermische Übertragungskapazität der Leitungsstrecken begrenzt. Wird beispielsweise im Norden Deutschlands mehr Windstrom erzeugt, als das Stromnetz an dieser Stelle aufnehmen kann, so kommt es dort zu einem gefährlichen „Stromstau“. Das Netz reicht für den Abtransport der Energie nicht aus, also besteht hier ein Netzengpass.

zwischen präventivem und kurativem, also zur schnellen Korrektur einer Störung eingesetzten Redispatch. Besteht das Risiko, dass durch den Ausfall eines Betriebsmittels – etwa, wenn bei Sturm eine Leitung durch umfallende Bäume beschädigt wird – die Belastung umliegender Leitungsstrecken zu groß wird, werden heute präventiv Redispatchmaßnahmen durchgeführt, sodass es gar nicht erst zu einer netsicherheitsgefährdenden Situation kommen kann. Diese Risikoabsicherung ist notwendig, aber auch teuer. Da Betriebsmittelausfälle in dieser Risikobetrachtung nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit eintreten, gibt es Überlegungen einen kurativen Redispatch zu

entwickeln, der erst zum Einsatz kommt, wenn der Fehler tatsächlich auftritt.

### / DAS NETZBOOSTER-KONZEPT

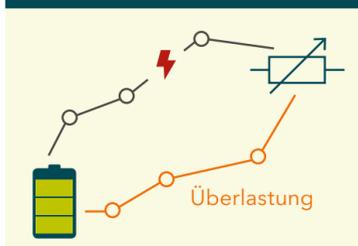
Hier setzt das Netzbooster-Konzept an: Es beinhaltet eine Last (zum Beispiel ein regelbarer Verbraucher) am Anfang und eine schnelle Stromquelle (zum Beispiel eine große Batterie) am Ende einer Leitungsstrecke, die bei Netzstörungen besonders häufig be- und überlastet wird, also engpassgefährdet ist. Die Graphik zeigt den Vorgang schematisch am Beispiel einer zuschaltbaren Last vor dem Engpass und einer Batterie hinter dem Engpass: Durch die schnelle Reaktionszeit überbrückt der Netzbooster also die

Zeitdauer zwischen einer tatsächlich eintretenden Überlastung und dem Wirksamwerden von konventionellen Maßnahmen. Präventive und damit teure Redispatch-Maßnahmen wären dann für bestimmte Anwendungsfälle nicht mehr notwendig. Wenn dieses Konzept erfolgreich umgesetzt werden könnte, wäre es möglich Leitungsstrecken näher an ihrer maximalen Übertragungskapazität zu betreiben, ohne die Netzsicherheit zu gefährden. Allerdings müssen auch hier die Gesamtkosten eines Netzbooster-Konzepts gegenüber einem weiteren Ausbau des Netzes abgewogen werden.

Autorin: Franziska Zink

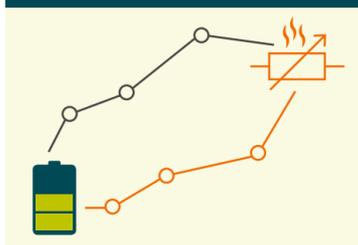
### / AUSGANGSZUSTAND

Angenommen, die Netzsicherheitsberechnung am Vortag ergibt für den Fall, dass ein Netzelement ausfällt, eine Leitungsbelastung von größer 100 Prozent. In dieser Situation ist die regelbare Last im Norden außer Betrieb. Die Batterie im Süden ist geladen und einsatzbereit.



### Achtung! Fehlereintritt

- / Eine Leitung fällt aus und der Netzengpass droht umliegende Leitungsstrecken zu überlasten.
- / Die Batterie hinter und die regelbare Last vor dem Engpass werden zugeschaltet.



### Schnell! Einsatz Netzbooster

- / Die Batterie speist innerhalb weniger Sekunden Energie aus. Gleichzeitig nimmt die Last den ankommenden und nicht mehr weiter transportierbaren Strom auf. Die thermische Grenze für die überlastete Leitung wird dadurch eingehalten.

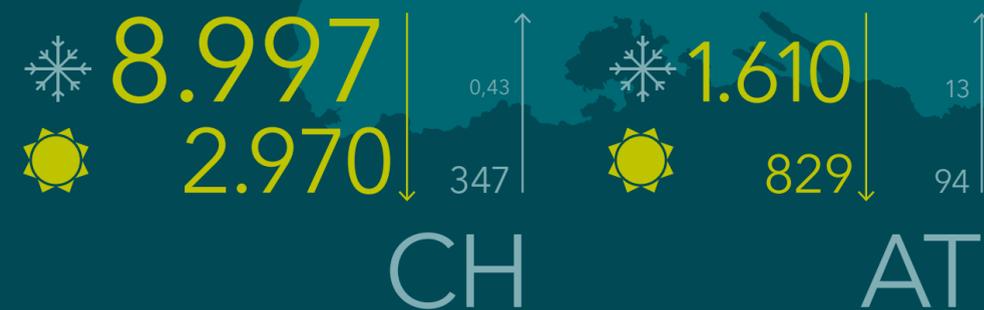
### / GESCHAFFT! EINSATZ KONVENTIONELLER MASSNAHMEN

Nach einer gewissen Zeit kann der Systemführer konventionelle Maßnahmen beispielsweise durch Schalthandlungen oder weiterführenden Redispatch mit den langsameren Kraftwerken durchführen, um die Situation zu beherrschen. Anschließend werden die Batterie und die Last wieder abgeschaltet.

# ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

## SOMMER- UND WINTERLASTFLÜSSE IN DER REGELZONE DER TRANSNET BW

Sommer- und Winterlastflüsse am Beispiel 2017/2018 aus der TransnetBW Regelzone in die angrenzenden Länder Österreich, Schweiz und Frankreich sowie Import aus den jeweiligen Ländern in die TransnetBW Regelzone.



- ☀️ SOMMERLASTFLUSS  
(21.03.2017-22.09.2017) in GW
- ❄️ WINTERLASTFLUSS  
(23.09.2017-20.03.2018) in GW
- ↓ AUS DER REGELZONE
- ↑ IN DIE REGELZONE

**262 Tage**

EEG 2017: Vom Referentenentwurf bis Inkrafttreten.

**50 Tage**

Energiesammelgesetz (inklusive EEG) 2018: Referentenentwurf bis zum Inkrafttreten.

**4**

Nistkästen für Wanderfalken an TransnetBW-Strommasten.

**13**

Flügge Falken 2018.



**165**

Von ÜNB beantragte Netzausbaumaßnahmen im NEP 2030 (2017).

**96**

Von BNetzA bestätigte Maßnahmen.

**58,2%**

**36**

Bestätigte, noch nicht im BBPl enthaltene Maßnahmen.

**21,8%**

### Schaufensterprojekt C/Sells - Umsetzung der Energiewende im Süden Deutschlands.

**23**

Forschung, Koordination

+

**23**

Energienetze und -dienstleistungen

+

**13**

Hersteller/IT

=

**59**

Partner

# TRANSPARENT

Ein Newsletter der TransnetBW

/ 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

Grafik und Gestaltung:  
ressourcenmangel  
Stuttgart

FIND Druck und Design  
GmbH & Co. KG  
Felix-Wankel-Straße 2  
71397 Leutenbach-  
Nellmersbach

