

/ EDITORIAL

Krisenfeste Energieversorgung angesichts des Ukraine-Krieges: Abschied vom „Business as usual“.
Seite 03

/ DREHSCHIEBE STROM

Das bestehende Netz besser machen? Von guten Ideen und großen Herausforderungen.
Seite 04

/ STIMMFREQUENZ

Jens Langbecker, Leiter Systembetrieb, erläutert, welchen Herausforderungen sein Team in Zeiten der Energiewende gegenübersteht.
Seite 08

/ AKTUELLES

InnoSys 2030: Potenziale zukünftiger Systemführung und wie sie gelingen kann.
Seite 12



Politik.

Wirtschaft.

/ EDITORIAL	GRUSSWORT	03
/ DREHSCHIEBE STROM	Netzoptimierung NEUE IDEEN FÜR DAS BESTEHENDE NETZ	04
/ STIMMFREQUENZ	Optimierter Systembetrieb STABILITÄT IN ZEITEN DER TRANSFORMATION	08
/ HÖCHSTSPANNEND	Zukunft des europäischen Stromnetzes PICASSO - DAS WELTWEIT GRÖSSTE ENERGIEOPTIMIERUNGSSYSTEM	10
/ AKTUELLES	Projekt InnoSys 2030 IN EINE NEUE WELT – KURATIVE SYSTEMFÜHRUNG IN DER ENTWICKLUNG	12
	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb EINE IDEE, DEREN ZEIT JETZT GEKOMMEN IST	14
/ DIE LANGE LEITUNG	Versorgungssicherheit ist keine Selbst- verständlichkeit ODER: WARUM ERDGAS (NOCH) NICHT ZU ERSETZEN IST	16
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	Gut zu wissen ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	18

„Den Blick auf das lenken,
was wir bei aller Unsicherheit
heute schon tun können
und müssen, um unser Strom-
netz krisenfest und fit
für die Zukunft zu machen.“

Dr. Werner Götz,
Vorsitzender der Geschäftsführung



Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

die Invasion der Ukraine hat auch mich und meine Kolleginnen und Kollegen tief erschüttert. Es dürfte für kaum jemanden von uns vorstellbar gewesen sein, wieder Zeuge eines grausamen Krieges mitten in Europa zu werden. Auch wir haben uns an Hilfsmaßnahmen für die Menschen in der Ukraine beteiligt und hoffen inständig, dass die Hilfsbereitschaft in Deutschland anhält. Angesichts des unvorstellbaren Leids der ukrainischen Bevölkerung und der notwendigen harten Konsequenzen wird immer klarer, dass die Invasion zu bleibenden Veränderungen in Deutschland führen muss und dass auch das Europa, das wir zu kennen glaubten, nicht mehr dasselbe sein wird.

Die deutsche und die europäische Energieversorgung sind ins Zentrum der Aufmerksamkeit gerückt. Die Notsynchronisierung des ukrainischen mit dem europäischen Übertragungsnetz ist mehr als nur ein Zeichen, dass wir der Ukraine beistehen. Mittelfristig müssen wir uns auch von russischer Kohle, russischem Öl und Gas unabhängig machen. Wobei gerade ein kurzfristiges Ausbleiben der Gasversorgung unabsehbare Folgen

gerade für Deutschland haben kann. Vor diesem Hintergrund fragen Sie sich vielleicht, weshalb unsere aktuelle Ausgabe von TRANSPARENT den Schwerpunkt nicht auf die aktuellen Entwicklungen legt, sondern sich einem Thema widmet, das eher nach Tagesgeschäft aussieht: der Optimierung des Bestandsnetzes.

Klar ist: Ein „Business as usual“ kann es vor dem Hintergrund der Ereignisse nicht mehr geben – einerseits. Unsere Energieversorgung muss grundlegend umstrukturiert werden, und unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter arbeiten mit Hochdruck daran. Andererseits ist es nun umso dringender, Maßnahmen zu ergreifen und umzusetzen, die bereits in der Planung und schnell zu realisieren sind. Maßnahmen wie der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, die vergleichsweise schnell helfen können, gerade weil die Diversifizierung der Rohstofflieferungen und der Umbau unseres Energiesystems Zeit beanspruchen werden. Außerdem brauchen wir für die Zukunft neue Konzepte der Systemführung, deren Umsetzung nicht von Rohstofflieferungen abhängt.

Die Auswirkungen von Krieg und Sanktionen sind immer noch schwer abzuschätzen. Bis zum nächsten Winter werden wir Antworten auf Fragen finden müssen, von denen wir nicht erwartet hätten, damit konfrontiert zu werden. Die Entwicklungen werden uns somit in den nächsten Ausgaben noch weiter beschäftigen.

Umso wichtiger erscheint es mir, heute den Blick auf das zu lenken, was wir bei aller Unsicherheit jetzt schon tun können und müssen, um unser Stromnetz krisenfest und fit für die Zukunft zu machen.

Mit freundlichen Grüßen
Ihr Dr. Werner Götz

Netzoptimierung

NEUE IDEEN FÜR DAS BESTEHENDE NETZ

Wer von Optimierungen spricht, denkt intuitiv an ein bestehendes System, in dem kleine Eingriffe bereits dessen Effizienz steigern. In Wirklichkeit ist es allerdings häufig anspruchsvoller. Beim Stromnetz gleichen Netzoptimierungen und Innovationen eher der Errichtung eines Hauses. Und das bedeutet, dass es mit dem Grundriss einer guten Idee noch nicht getan ist. Zur Umsetzung bedarf es eines soliden Fundaments, ausreichend dicker Mauern, eines Dachs, durch das es nicht tropft, aber vor allem auch ausreichender Ressourcen und Unterstützer, die dafür sorgen, dass der Bau zügig vorangeht. Wie beim Stromnetz selbst besteht auch hier noch Optimierungspotenzial.

Auf nahezu jeder Informationsveranstaltung zu aktuellen Netzausbauvorhaben begegnet man einer Frage: Sind der Netzausbau insgesamt und das konkrete Projekt wirklich notwendig? Von uns als Übertragungsnetzbetreiberin folgt die Antwort darauf natürlich wie aus der Pistole geschossen: Ja, sind sie. Schließlich sind die Herausforderungen der Energiewende immens und gerade für Baden-Württemberg offensichtlich: Im Süden, wo viel Strom durch Industrie und Produktion verbraucht wird, werden bis Ende des Jahrzehnts alle Atom- und voraussichtlich auch alle Kohlekraftwerke abgeschaltet sein. Damit die Lichter hier nicht ausgehen, muss nicht nur Erzeugungsleistung (aus überwiegend regenerativen Anlagen) zugebaut werden, sondern auch viel Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Norden in den Süden transportiert werden. Das ist wichtig, um den Strombedarf zuverlässig zu decken. Das Problem dabei: Das bestehende Stromnetz ist aktuell nicht auf den steigenden Transportbedarf ausgelegt. Deswegen braucht es ein besseres Stromnetz. Da das allerdings nicht unmittelbar mit einem größeren Netz gleichzusetzen ist, sind Nachfragen sicher berechtigt. Aber wie kann das Netz jenseits des notwendigen Ausbaus ver-

bessert werden? Welche Voraussetzungen müssen für solche Maßnahmen erfüllt sein und welche Beispiele gibt es?

Die Netzplanung der ÜNB

Der Reihe nach: Wer nach der schnellstmöglichen und effizientesten Dekarbonisierung des Stromsektors ruft, fordert zugleich eine den neuen Bedingungen entsprechende Infrastruktur. Letztere wird gemäß Schätzungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) Investitionen von rund 55 Milliarden Euro bis 2030 in das Übertragungsnetz beanspruchen, die überwiegend in neue Leitungen, Betriebsmittel (unter anderem zur Spannungshaltung und Frequenzstabilität) und Innovationen fließen. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) planen dabei sehr sorgfältig, dass der Zubau neuer Leitungen und Betriebsmittel nur in dem Maße stattfindet, wie es das Netz der Zukunft tatsächlich erfordern wird. Das gilt im gleichen Maße für die BNetzA, die als Regulierungsbehörde über das Handeln der ÜNB wacht. Sie kontrolliert mittels eines Effizienzvergleichs regelmäßig deren Wirtschaften und prüft den seitens der Netzbetreiber vorgesehenen Netzausbau im Rahmen des alle zwei Jahre neu zu erstellenden Netzentwick-

lungsplans (NEP). Nur Netzbauvorhaben, die aus Sicht der BNetzA den künftigen Bedarf adäquat abdecken, werden genehmigt. Und beileibe nicht alle werden es. Die in Teilen unterschiedlichen Ergebnisse von Behörde und Netzverantwortlichen in der Analyse ergeben sich aus differierenden Rechenmodellen und Eingangsparametern – und führen nicht selten zu Diskussionsbedarf zwischen den Beteiligten.

Hohe Attraktivität von Netzoptimierungen

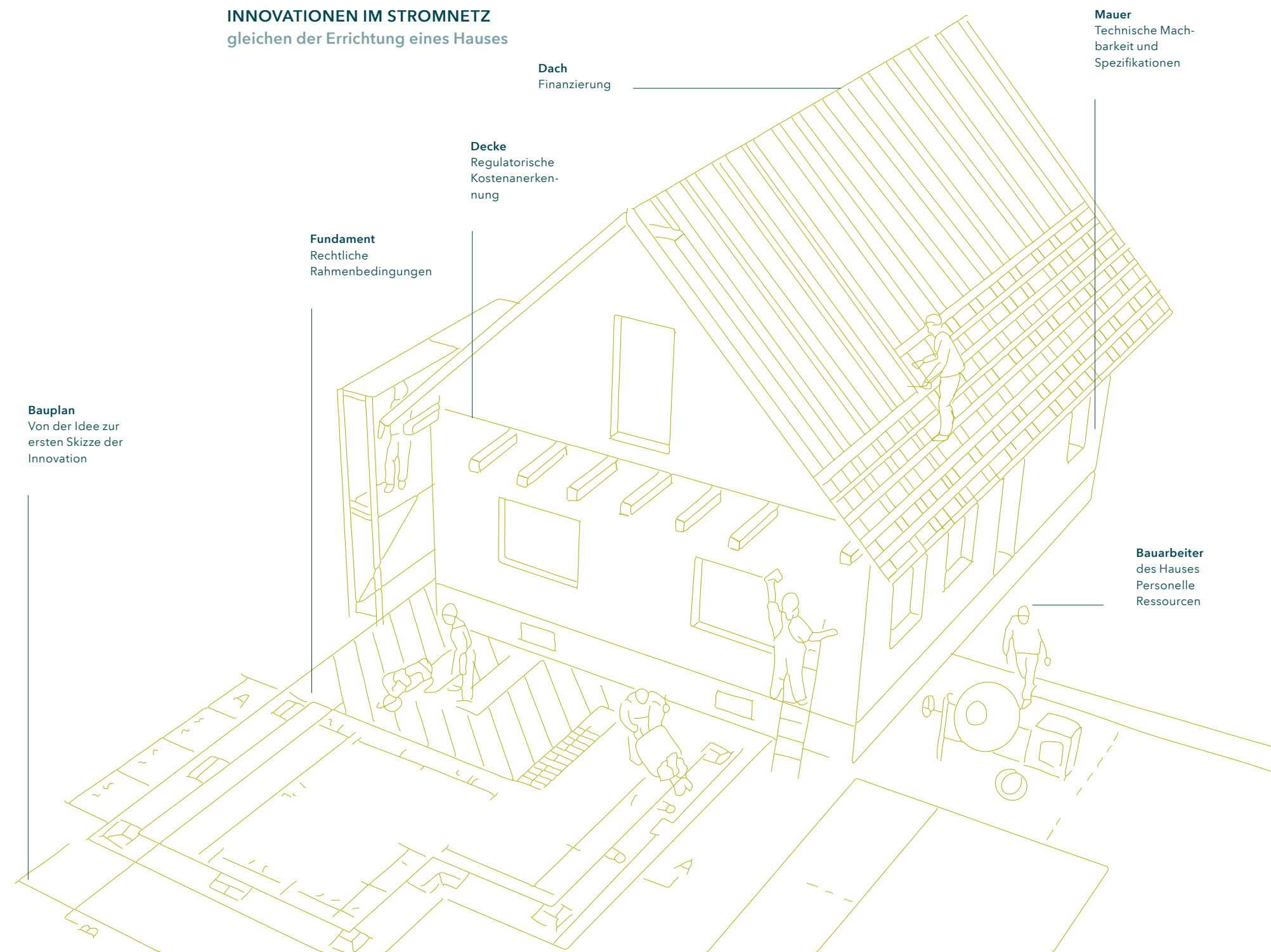
Die ÜNB folgen in ihren Netzplanungen stets dem NOVA(Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)-Prinzip. Das bedeutet, dass das bereits bestehende Netz zunächst zu optimieren oder – sofern möglich – zu verstärken ist, bevor tatsächlich neu gebaut wird. Das ist nicht nur

ökonomisch sinnvoll. Politik und Behörden versprechen sich von Maßnahmen, die unter den Kategorien Optimierung und Verstärkung subsumiert werden können, auch zeitliche Vorteile gegenüber klassischen Leitungsvorhaben. Und genau das begründet ihre hohe Attraktivität. Vorschläge dieser Art rücken seit mehreren Jahren immer stärker in den Fokus. Warum? Weil jenseits von Investitionskostenvergleichen die immer ambitionierteren Klimaziele, der frühere Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie ein schnellerer Ausbau erneuerbarer Energien eine große Lücke und einen enormen Zeitdruck entstehen lassen: Das Stromnetz soll nun viel früher als ursprünglich geplant in der Lage sein, große Strommengen quer durch die Republik zu transportieren. Ist es das nicht, drohen netzbedingte Versorgungsengpässe

mit all ihren wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Konsequenzen. Das gilt es mit allen Kräften zu verhindern.

So erscheint es nicht nur auf den ersten Blick plausibel und nachvollziehbar, dass zunächst die Maßnahmen forciert werden, die (potenziell) rascher umgesetzt werden können, um die Transportkapazitäten und die Versorgungssicherheit signifikant zu erhöhen. Wenn sich dadurch der Netzausbaubedarf beziehungsweise die Investitionen in das Netz insgesamt zu einem kleinen, aber immerhin gewissen Anteil verringern ließen, würde man zwei Fliegen mit einer Klappe schlagen. Deshalb arbeitet TransnetBW mit großem Engagement und gemeinsam mit Partnern seit Jahren an Möglichkeiten, Ideen und konkreten Innovationen, die das Netz für den Wandel der Energiewelt rüsten.

INNOVATIONEN IM STROMNETZ gleichen der Errichtung eines Hauses



MIT EINEM HAUS IST ES NICHT GETAN: Um eine Innovation nach erfolgreicher Pilotierung flächendeckend im ganzen Stromnetz auszurollen, bedarf es einer systemischen Integration.

Wie bei einer Wohnsiedlung müssen dazu alle Komponenten, wie die Straße, die Bebauung, der Bewuchs und die Beleuchtung, exakt aufeinander abgestimmt sein.



An Projekten und Vorschlägen mangelt es nicht: Von kurativer Systemführung (Rubrik „Aktuelles“, Seite 12) über Redispatch 2.0, witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (Rubrik „Aktuelles“, Seite 14), und Netzboostern bis hin zu europäischen Projekten wie PICASSO (Rubrik „Höchstspannend“, Seite 10) gibt es zahlreiche Vorhaben, neue Potenziale des Stromnetzes jenseits klassischer Ausbauvorhaben zu erschließen.

Warum eine gute Idee allein nicht ausreicht

Was simpel klingt, ist oft kompliziert. Auf den zweiten Blick offenbaren Innovationen nämlich einen erheblichen Entwicklungsaufwand, der anfänglich gerne unter den Teppich gekehrt wird. In der konkreten Umsetzung zeigen sich wahlweise rechtliche und regulatorische Hürden, technische Restriktionen wie fehlende Normen oder Betriebsmittel, mangelnde Voraussetzungen in der digitalen Infrastruktur, verschiedene Anforderungen und Bedürfnisse involvierter Stakeholder, politische Volatilitäten und noch vieles mehr.

Die anfängliche Bereitschaft jener Agierenden, die zu Beginn am lautesten nach Innovationen gerufen haben, im Projektverlauf auftauchende Hürden aus dem Weg zu räumen, schwindet nicht selten mit jeder neuen Herausforderung, die im weiteren Prozess offenkundig wird.

Ganz nach dem Motto: Hätten wir besser unter den Teppich geschaut, wo wir solche Hinweise hingekehrt haben. Die Erfahrungen von TransnetBW aus den letzten Jahren bestätigen, dass mit Bordmitteln und klugen Ideen allein das Netz nicht fit für den Wandel gemacht werden kann. Das Ziel eines dekarbonisierten, smarten, digitalisierten, sicheren und hochmodernen Stromnetzes mit zig Millionen Verbrauchenden und ebenso vielen Erzeugungsanlagen ist schnell in der Öffentlichkeit verkündet. Es ist im Kern auch richtig. Die Komplexität und Vielschichtigkeit eines solchen Ansatzes werden aber gemeinhin unterschätzt. Hier besteht wie beim Netz selbst noch Optimierungspotenzial.

Innovationen benötigen Rechtssicherheit

Richten wir daher zunächst einen Blick auf die rechtlichen Voraussetzungen für Innovationen und Netzoptimierungen. Dabei stellt man fest, dass es häufig keine oder wenig hilfreiche rechtliche Rahmenbedingungen gibt, die auf innovative Vorhaben anzuwenden sind. Das liegt einerseits am Innovationscharakter, hemmt aber andererseits schon zu Beginn eines Projektes die Investitionsfreude und das Engagement der Beteiligten. Schließlich möchte niemand in eine neuartige technische Lösung investieren, wenn noch nicht feststeht, dass diese rechtlich auch tatsächlich umgesetzt werden kann – Stich-

wort: Stranded Assets. Rechtsunsicherheit läuft der ursprünglichen Idee einer schnellen Projektumsetzung von Netzoptimierungsmaßnahmen also zuwider.

Beim Netzbooster-Projekt von TransnetBW beispielsweise wurde die Netzbaumaßnahme zwar durch die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan im Jahr 2019 bestätigt und das zu Grunde liegende Einsatzkonzept auch politisch unterstützt, allerdings gab es zu diesem Zeitpunkt keine nationale Gesetzgebung, die die Modalitäten zu Bau, Besitz und Betrieb eines Batteriespeichers durch einen Netzbetreiber regelt. TransnetBW ist hier ins unternehmerische Risiko gegangen und hat zahlreiche Ressourcen mit einem Projekt beauftragt, dessen erfolgreicher Ausgang rechtlich nicht eindeutig war, sondern bestenfalls auf mündlichen Zusagen beruhte.

Im Hinblick auf das Thema regulatorischer Rahmenbedingungen kann man beim Beispiel des Netzboosters bleiben. Für einen regulierten Netzbetreiber sind die Ausgaben und Einnahmen an rechtlich-regulatorische Bedingungen geknüpft. Nur wenn Projekte ordnungsgemäß bei der Regulierungsbehörde beantragt sind und alle Aspekte erfüllt werden, erfolgt eine zeitnahe regulatorische Anerkennung der mit diesem Projekt verknüpften Kosten. Im Falle von innovativen Betriebsmitteln wie dem Netzbooster gibt es allerdings keine stan-

dardisierten Regularien, auf die zurückgegriffen werden kann. Da es sich bei solchen Konzepten in der Regel um Ideen handelt, die zunächst in kleinem Maßstab erprobt werden sollen, bevor sie flächendeckend im Netz ausgerollt werden, sieht sich der Gesetzgeber zudem nicht im Stande, hierzu notwendige rechtliche Regelungen zu treffen. Im Kern bedeutet das, dass der Netzbetreiber nicht nur nicht weiß, ob es ihm rechtlich gestattet ist, ein entsprechendes Projekt wie den Netzbooster umzusetzen, sondern dass er, selbst wenn er es dürfte, nicht einmal weiß, wie oder auf welche Weise und in welcher Höhe ihm die Kosten hierfür regulatorisch anerkannt werden.

Das Beispiel zeigt, dass die beschleunigte Umsetzung von Innovationen zum Zwecke der Netzoptimierungen immer auch an der Rechtssicherheit und Finanzierbarkeit solcher Projekte hängt. Und diese kann nur durch beherztes Engagement des Gesetzgebers und in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde erfolgen und nicht durch den Netzbetreiber und seine Partner selbst hergestellt werden. Vorschläge für rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, die die Innovationsfreude der Netzbetreiber nicht hemmen, sondern fördern, hat kürzlich die Jacobs University Bremen in Zusammenarbeit mit TransnetBW erarbeitet.



Studie „**Weiterentwicklung der Anreize für Digitalisierung und Innovation in der Anreizregulierung der ÜNB**“, Hrsg. November 2021

Entwicklung technischer Spezifikationen erfordern hohen zeitlichen Vorlauf

Schaut man auf die Ideen und Konzepte zur Netzoptimierung aus einer technischen Perspektive, zeigt sich ebenfalls der hohe Entwicklungsaufwand. Und hierbei geht es keinesfalls nur um die Investitionskosten auf Seiten des Netzbetreibers, sondern auch um die zeitlichen Dimensionen, innerhalb derer technische zum Teil europäische Normen erarbeitet und etabliert werden sollen. Auch die Betriebsmittel selbst, die für Optimierungsmaßnahmen benötigt werden, sind ein Zeitfaktor. Beim witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) beispielsweise versucht man in Echtzeit das tatsächliche Wetter, die Temperaturen, Winde und Niederschläge durch entsprechende Sensoren entlang der Freileitung zu erfassen und diese dadurch besser auszulasten. Deren Übertragungsfähigkeit ist nämlich je nach Jahreszeit und Wetter unterschiedlich. Bei kälteren Temperaturen und Kühlung durch Wind kann mehr Strom übertragen werden als beispielsweise an heißen Sommertagen.

Das hängt mit den Eigenschaften der Leiterseile zusammen: Werden sie heiß, dehnen sie sich aus und hängen stärker durch. Indem genau berechnet wird, wie hoch die Lastflüsse bei den jeweils aktuellen Wetterverhältnissen maximal sein dürfen, damit der Durchhang der Leiterseile weiterhin innerhalb der technischen Vorgaben bleibt, kann man die Leitung höher auslasten.

Ein naheliegender Gedanke – aber nicht einfach umzusetzen: Was anfänglich nach einer schnellen Lösung klingt, offenbart sich bei genauerem Hinsehen als ein sehr gutes und intelligentes, aber auch entwicklungsintensives Projekt. Die größte Herausforderung ist, dass der WAFB auf Daten basiert, die bisher weder kleinskalig erhoben und transportiert noch verarbeitet und in der Systemführung umgesetzt wurden. Daher muss TransnetBW zunächst eine neue, strategische Dateninfrastruktur aufbauen: Zur optimalen lokalen Wettervorhersage werden deshalb bis zum Ende dieses Jahres rund 300 Wetterstationen an Strommasten und in Umspannwerken errichtet. Um Veränderungen an den Betriebsmitteln vornehmen zu dürfen, sind aber (genehmigungs-)rechtliche Hürden zu überwinden (Rubrik „Aktuelles“, Seite 14). Zudem müssen die notwendigen Materialien für die Aufrüstung (beispielsweise Temperatur-/Wettersensoren) nicht nur beschafft, sondern zunächst technisch spezifiziert

werden. Naturgemäß kann bei innovativen Betriebsmitteln nicht auf bestehende Daten und Prozesse zurückgegriffen werden. Es müssen also ein neuer Markt erschlossen, umfangreiche Markterkundungen und Anbietergespräche durchgeführt und entsprechende Spezifikationen gemeinsam mit Technologielieferanten entwickelt werden. Dies erfordert im Vergleich zu traditionellen Betriebsmitteln deutlich höhere Ressourcen sowie eine vielfach höhere Dauer zur Umsetzung. Zur neuen Hardware gehören zeitgleich eine entsprechende softwareseitige Erweiterung sowie die leittechnische Implementation. Auch hier ist großer Konzeptions-, Entwicklungs- und Spezifikationsaufwand zu leisten, bevor die entsprechenden Applikationen ebenfalls beschafft und integriert werden können. Dabei liegt es in der Natur eines Innovationsprojektes, dass der Umsetzungsprozess zwar mit entsprechenden Meilensteinen versehen ist, bis zur standardisierten Nutzung innerhalb des Systembetriebs aber zunächst langfristige Erfahrungen gesammelt und erneut in die entsprechende Umsetzung beziehungsweise Modifikation der Anlagen einbezogen werden müssen. Soll heißen: Von der Pilotierung bis zum flächendeckenden Einsatz und der automatisierten, systemischen Integration in den Netzbetrieb ist es ein langer Weg.

/ Roman Kirschbaur, Florian Reuter

OPTIMIERUNGEN SIND EFFIZIENT, WENN ES AUCH IHRE UMSETZUNG IST

Was folgt aus diesen Beispielen und Beschreibungen?

Erstens stellen sie unter Beweis, dass zahlreiche gute und intelligente Maßnahmen existieren und sich teilweise bereits in Umsetzung befinden, um das bestehende (und künftige) Stromnetz optimal auszunutzen. Dass dieses nicht nur volkswirtschaftlich sinnvoll, sondern mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf dem Weg zur Klimaneutralität unbedingt notwendig ist, unterstreicht die Priorität mit der die Ideen und Konzepte vorangetrieben werden müssen. Daraus resultiert zweitens nicht nur eine Herausforderung, sondern vor allem eine Aufforderung: Der zeitliche Vorteil von Effizienzsteigerungen und Optimierungen im Bestandsnetz gegenüber traditionellen Netzbaumaß-

nahmen ist nur dann vorhanden, wenn Politik, Genehmigungsbehörden, Netzbetreiber und Technologielieferanten von Beginn an solche Projekte mit entsprechenden Ressourcen und Rahmenbedingungen unterstützen. Nur dann können die vergleichsweise unkomplizierten Ideen ebenso unkompliziert umgesetzt werden. Wo das nicht gelingt, bleibt am Ende nur der Neubau. Letztlich ist deshalb sicherzustellen, dass die nationalen und europäischen Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass neue Impulse zur Weiterentwicklung eines intelligenten Netzes entstehen. Denn außer einer guten Idee und ihrer rechtlich-verbürgten Umsetzbarkeit bedarf es immer auch einer ökonomischen Attraktivität, um Investitionen in Innovationen zu fördern.

Optimierter Systembetrieb

STABILITÄT IN ZEITEN DER TRANSFORMATION

„Das Energieversorgungssystem transformiert sich aktuell von planbar und stabil hin zu räumlich und zeitlich volatil.“



Jens Langbecker ist Leiter Systembetrieb bei der TransnetBW.

Worin bestehen die Hauptaufgaben der Systemführung?

Jens Langbecker: Die erste Hauptaufgabe der Systemführung besteht darin, den erzeugten Strom auf höchster Spannungsebene, also 220 beziehungsweise 380 Kilovolt, überregional zu verteilen und dorthin zu transportieren, wo er benötigt wird. Die zweite Aufgabe liegt in der Wahrung einer Frequenz im Netz von exakten 50 Hertz. Hierfür müssen Erzeugung und Verbrauch in jeder Sekunde exakt übereinstimmen. Bei Bedarf greifen wir in das System ein und sorgen für den notwendigen Ausgleich.

Inwiefern werden diese Hauptaufgaben des Systembetriebs durch die Energiewende beeinflusst?

Jens Langbecker: Unser Energiesystem hat sich seit der Industrialisierung peu à peu so entwickelt, dass ein planbarer und stabiler Lastfluss von regionalen Kraftwerken zum nahegelegenen Verbraucher ging. Durch den Umstieg auf Erneuerbare und den Wegfall dieser verbrauchernahen Kraftwerke mit dem Abschalten der Kohle- und Atomkraftwerke müssen wir nun viel Strom nach Süddeutschland über große Distanzen

nach Süddeutschland transportieren. Hinzu kommt die Herausforderung, dass ein Großteil der erneuerbaren Energien abhängig vom Wetter Strom erzeugt. Das Energieversorgungssystem transformiert sich aktuell von planbar und stabil hin zu räumlich und zeitlich volatil. So wird an manchen Tagen tagsüber die Energie weitgehend vor Ort aus Photovoltaik erzeugt, wohingegen sie dann nachts von Windkraftanlagen auf See über hunderte Kilometer herangeschafft werden muss. Dieser notwendige Transport bereitet uns aktuell Probleme, da die Netze dafür noch nicht ausreichend ausgebaut sind. Daher muss die Systemführung beinahe täglich eingreifen, und zwar um Erneuerbare im Norden abzuregulieren und teure Gas- und Kohlekraftwerke im Süden am Netz zu halten. Aus Systemführer-Sicht würde durch einen schnelleren und umfangreicheren Netzausbau viel Geld eingespart, die Erneuerbaren könnten besser ins System integriert und CO₂-Emissionen reduziert werden.

Neben der Frage des Transportes stellt sich für die Systemführung auch die Frage, wie die Nachfrage unserer Kunden gesichert bedient werden kann, wenn immer mehr konventionelle Erzeugungs-

kapazitäten vom Netz gehen und zu wenig neue Kapazitäten zugebaut werden. Da geht eine Schere auf, die uns Sorgen bereitet. Aktuell profitieren wir europaweit noch von einem gewissen Überangebot, das aber in den nächsten Jahren sehr schnell verschwinden wird. In wenigen Jahren könnte es theoretisch notwendig werden, in Ausnahmesituationen gezielt Kunden abzuschalten, um damit einen Zusammenbruch des Systems zu verhindern. Ein Worst-Case-Szenario, auf das wir uns nur sehr ungern vorbereiten, das wir aber im Notfall beherrschen müssen.

Wie reagieren Sie auf diese externen Faktoren?

Jens Langbecker: Gerade weil wir mittlerweile täglich eingreifen müssen, ist es entscheidend, den Netzzustand für die Zukunft bestmöglich zu prognostizieren und netzbetreiberübergreifend die Maßnahmen so abzustimmen, dass ein technisch-wirtschaftliches Optimum erreicht wird. Wir tauschen deshalb mit allen benachbarten europäischen Übertragungsnetzbetreibern, aber auch mit allen direkt angeschlossenen Verteilnetzbetreibern in unserer Regelzone eine Vielzahl von Daten in Echtzeit aus. Dabei optimieren

wir unsere gemeinsamen Netzeingriffsprozesse kontinuierlich weiter. Die Fortschritte, die dabei in den letzten Jahren erreicht wurden, sind erheblich.

Bezüglich der Systembilanz stellen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber in ihrer jeweiligen Regelzone sicher, dass Erzeugung und Verbrauch ständig im Gleichgewicht sind. Dabei kommt es natürlich dazu, dass in einer Regelzone zu viel Energie bereitgestellt wird, während in einer anderen Regelzone gerade Energie fehlt. Für den europaweiten Ausgleich dieser Leistungsabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch hat TransnetBW eine technische Lösung namens PICASSO entwickelt (siehe Rubrik „Höchstspannend“, Seite 10). Damit wird das europäische System flexibler und effizienter.

Wie können Sie die Auslastung des bestehenden Netzes steigern?

Jens Langbecker: Wir verfolgen aktuell zwei Ansätze: Einerseits besteht die Möglichkeit, Stromleitungen abhängig von der Umgebungstemperatur, der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung zeitweise mit höheren Leistungen zu betreiben, wenn eine

ausreichende Kühlung gegeben ist. Diesen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb treiben wir flächendeckend voran und bauen gerade mehrere hunderte dezentrale Messstationen in Baden-Württemberg auf (mehr dazu in Rubrik „Aktuelles“, Seite 14).

Zum anderen untersuchen wir die Möglichkeit, Betriebsmittel im Fehlerfall temporär für wenige Minuten deutlich höher auszulasten. Dies würde in Kombination mit sehr schnellen reaktiven Eingriffen die Netzsicherheit bei Ausfällen „kurativ“ gewährleisten und daher vorab höhere Energieübertragungen ermöglichen. TransnetBW arbeitet hierzu an einer Pilotanlage in Kupferzell, dem Netzbooster. Mit dieser Anlage soll die erforderliche schnelle Reaktion durch den größten Batteriespeicher Deutschlands und einen der größten Batteriespeicher der Welt realisiert werden.

Was konkret wünschen Sie sich von der neuen Bundesregierung aus Systemführer-Sicht?

Jens Langbecker: Bei der Energiewende ist ein belastbares Stromnetz nicht optional, sondern ein Muss für den notwendigen, überregionalen Transport und

Ausgleich. Auch auf die Gefahr, mich zu wiederholen: Die Verzögerungen beim Netzausbau stressen das System und die Nerven unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und bremsen die Energiewende in Süddeutschland. Ohne Netzausbau müssen wir Kohle- und Gaskraftwerke weiter einsetzen. Logistik und Brennstoffbeschaffung hierfür sind eine Herausforderung und werden aktuell durch den Ukraine-Krieg zusätzlich erschwert.

Die Politik muss dabei helfen, gesellschaftliche Akzeptanz zu schaffen, und den Netzausbau spürbar beschleunigen. Ebenfalls müssen realistische Annahmen über den künftigen Stromverbrauch getroffen und Rahmenbedingungen für den erforderlichen Zubau an erneuerbaren Energien sowie Speichern und „Backup-Kraftwerken“ geschaffen werden. Als Systemführung wollen wir schnellstmöglich das Abregeln von Windkraftträdern in der Nordsee vermeiden und darauf verzichten, alte Kraftwerke teuer am Netz zu halten.

/ Konrad Hausch, Florian Reuter



Zukunft des europäischen Stromnetzes

PICASSO – DAS WELTWEIT GRÖSSTE ENERGIE-OPTIMIERUNGSSYSTEM

PICASSO optimiert künftig europaweit die Sekundärregelung zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. TransnetBW hat das System federführend mitentwickelt und wird es künftig zentral für Europa betreiben.

Das Besondere an PICASSO: Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) liefern die Blaupause. Gestartet als eine Sekundärregelleistungs-koope-ration mit Österreich, wurde die Platt-form mit anderen ÜNB-Partnern sukzes-sive vorangetrieben und das auf freiwillige Initiative schon vor Inkraft-treten neuer EU-Regelungen.

Wie funktioniert PICASSO? Die euro-päischen ÜNBs versorgen die Plattform alle 15 Minuten über eine Merit-Order List mit ihren verfügbaren Regelreserven und

übertragen in Echtzeit die noch vorhan-denen Übertragungsnetzkapazitäten und ihren Bedarf. PICASSO berechnet daraus alle vier Sekunden den kostenoptimalen Einsatz der jeweiligen Regelreserven und spielt dies an die Partner zurück. So wird ein regionales „Gegeneinanderregeln“ vermieden.

Eins ist klar, mit den erwarteten am-bitionierten Klimapaketen der deutschen Bundesregierung sowie einer neuen Klima- und Energiegesetzgebung aus Brüssel wird noch mehr Energie künftig

aus grünen Energiequellen eingespeist, die auch netzdienlich in das Stromnetz integriert werden muss. Seit dem letzten Bericht über PICASSO im Jahr 2020 hat sich viel getan. Die Plattform wurde unter erschwerten Pandemiebedingun-gen hauptsächlich remote weiterentwi-kelt und getestet.

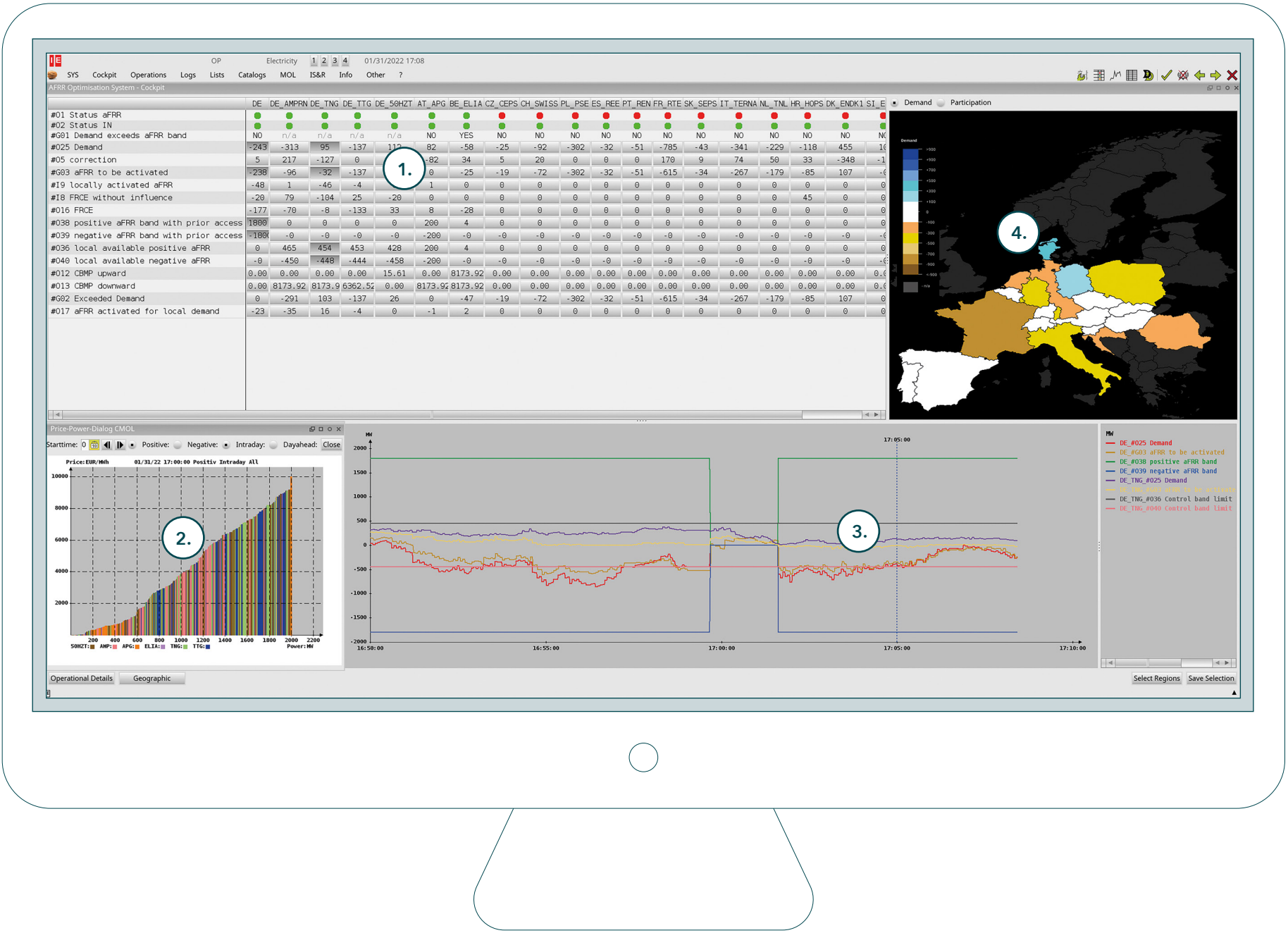
/ Vanessa Bausch, Patrizia Kaiser

„Dank der teamübergreifenden Zusammenarbeit von Fachbereich und Spezial-IT ist es uns gelungen, ein hochkomplexes IT-System in Wendlingen aufzubauen und zu testen. Wir stehen nun kurz vor der Überführung in den Betrieb. Dabei pflegen wir einen sehr engen Aus-tausch mit unseren europäischen Part-nern. Diese werden in den kommen-den Monaten Schritt für Schritt der Plattform beitreten.“

Dominik Schlipf, Teamleiter Systembilanz

EIN BLICK AUF PICASSO

- 1. Der Systemführer hat permanenten Überblick über die Optimierungsergebnisse der teilnehmenden Partner.
- 2. Die aktuelle Merit-Order-Struktur wird ebenfalls dargestellt.
- 3. Um die Entwicklung der letzten Minuten im Betrieb nachvollziehen zu können, hat der Systemführer die Möglichkeit, sich beliebige Werte als Kurven darzustellen.
- 4. Die Karte zeigt das PICASSO-Gebiet und gibt einen schnellen Überblick darüber, in welche Richtung Regelenergieserven ausgetauscht werden, diese Energieflüsse sind erkennbar am Farbverlauf der Gebie-te von Blau zu Braun.



WAS IST EINE MERIT-ORDER?
Als Merit-Order (englisch für Reihen-folge der Leistung) wird die Einsatz-reihenfolge von Erzeugungseinheiten bezeichnet. Diese wird durch die variablen Grenzkosten der Strom-erzeugung bestimmt. Beginnend mit Erzeugungseinheiten mit den nied-rigsten Grenzkosten werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage ge-deckt ist.

Projekt InnoSys 2030

IN EINE NEUE WELT – KURATIVE SYSTEMFÜHRUNG IN DER ENTWICKLUNG

Welche Potenziale lassen sich durch eine neuartige Systemführung für das Netz der Zukunft heben? Welche Schritte sind bis zu deren Umsetzung notwendig? Dieses und mehr hat das Projekt InnoSys 2030 untersucht.

Durch die Energiewende und den Ausbau des Stromnetzes werden auch neuartige Betriebsmittel in die Infrastruktur integriert. Mit diesen ist die Systemführung künftig in der Lage, Leistungsflüsse gezielt zu steuern. Tritt ein Fehler im Stromnetz auf, kann unter anderem diese Technik unter Ausnutzung thermischer Reserven dazu verwendet werden, einen entstandenen Engpass aufzulösen und das Netz zu stabilisieren. Diese Vorgehensweise nennt man kurativ, da Maßnah-

men erst nach Fehlereintritt ergriffen werden und eine kurzzeitige Überschreitung des Grenzwerts der dauerhaften Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln akzeptiert wird. Das unterscheidet sich vom bisher ausschließlich praktizierten präventiven Engpassmanagement, bei dem mögliche Überlastungen im Stromnetz bereits durch vorzeitige Eingriffe in den Stromtransport (zum Beispiel Redispatch) vermieden werden. Dadurch werden Leitungen dauerhaft nicht an

ihrer Kapazitätsgrenze ausgelastet, sondern es wird ein Sicherheitspuffer zur Belastungsgrenze geschaffen. Dieser Puffer gewährleistet, dass es im Falle eines Ausfalls einer Leitung nicht zu einer Überlastung einer anderen kommt. Diese Vorgehensweise begrenzt jedoch eine höhere Auslastung des Stromnetzes. Im Zusammenwirken von präventiven und kurativen Maßnahmen zur Engpassbehebung wird eine höhere Auslastung des Stromnetzes begünstigt. Damit das in

einem komplexen System wie dem Stromnetz funktioniert, müssen die Konzepte der Netzbetriebsführung angepasst und weiterentwickelt werden. Nur so können die Möglichkeiten, die sich durch neuartige Betriebsmittel ergeben, bestmöglich ausgenutzt und für einen sicheren Systembetrieb verwendet werden.

Hier kommt das Projekt InnoSys (Innovationen in der Systemführung) 2030 ins Spiel: In diesem vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Verbundforschungsprojekt unter Beteiligung von TransnetBW und weiteren 16 Partnern wurden seit 2018 Möglichkeiten zur Höherauslastung der Stromnetze untersucht. Die Ergebnisse liegen nun vor. Sie sind einerseits besonders vielversprechend, zeigen aber andererseits unmissverständlich auf, dass eine zügige Umsetzung nur in einem gemeinsamen Kraftakt von Politik, Behörden, Netzbetreibern und Technologielieferanten erfolgen kann.

So resümiert InnoSys, dass ein koordinierter Einsatz von kurativen Maßnahmen und leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln bei gleichzeitiger Erhöhung des Automatisierungsgrads eine höhere Auslastung des Stromnetzes ermöglicht – bei gleichbleibendem Sicherheitsniveau versteht sich. Die identifizierten Maßnahmen können also den notwendigen Netzausbau tatsächlich wirkungsvoll ergänzen. In einem Referenzszenario für 2030 ergeben die InnoSys-Berechnungen ein signi-

fikantes Einsparpotenzial an Redispatch-Mengen. Die Expertinnen und Experten haben dabei unterschiedliche kurative Systemführungskonzepte erarbeitet und deren Wirksamkeit bewertet. Zu ihnen gehören neben der kurativen Systemführung mit Netzboostern, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen, Phasenschiebertransformatoren und konventionellen Kraftwerken auch die Nutzung dezentraler Flexibilitäten aus dem Verteilnetz. Das Projekt betont, dass je nach Technologie individuelle technische Konzepte umgesetzt werden müssen. Um gleichzeitig die wachsende Komplexität in der Systemführung beherrschbar zu machen, braucht es für den Stromnetzbetrieb zwingend neue Instrumente: Digitalisierung, Automatisierung und modernste Leittechnik sind hier entscheidend. Dass sich hinter diesen Begriffen enormer Entwicklungs- und Umsetzungsaufwand verbirgt, darf dabei nicht unterschätzt werden. Die Entwicklung von Innovationen ist anspruchsvoll und teuer.

Das Projekt hat die Basis für eine innovative Systemführung gelegt, die kurze Reaktionszeiten erlaubt und Engpässe im Stromnetz eindämmt. Anhand einer Roadmap skizziert InnoSys bis zum Jahr 2030 die nächsten Schritte in drei Entwicklungsstufen: Zunächst muss die Entwicklung und Pilotierung der kurativen Systemführung mit Hilfe erster Maßnah-

men wie der Netzbooster-Pilotanlage von TransnetBW in Kupferzell erfolgen. In einem zweiten Schritt folgten die Regionen übergreifende Hebung kurativer Potenziale und die Inbetriebnahme weiterer Betriebsmittel. In der Folge kann dann als dritter und letzter Meilenstein das entwickelte Werkzeug-Set als integrativer Bestandteil in der Systemführung zum standardisierten Einsatz gebracht werden. Die Planungen und Konzepte berücksichtigen dabei bereits die Anforderungen an die künftige Steuerung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung.

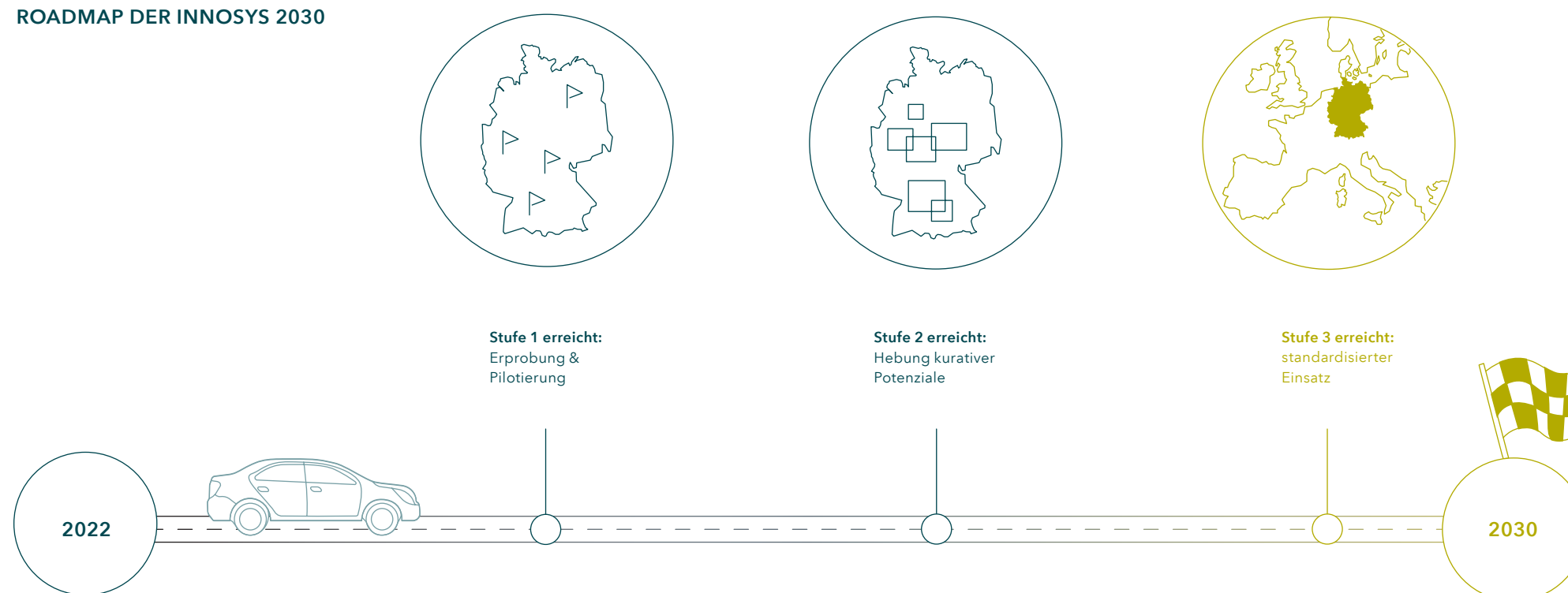
Mit den Erfahrungen aus dem Netzbooster-Projekt unterstreicht TransnetBW die Feststellung des Verbundprojekts, dass neben den genannten Anstrengungen auch begleitende Forschung und Produktentwicklung unerlässlich sind. Denn es zeigt sich: Nicht die einzelne Anlage ist das Entscheidende, sondern ihre durchdachte Einbindung in ein intelligentes Konzept. Dafür braucht es eine Anpassung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens von Innovations- und Digitalisierungsvorhaben – beispielsweise bei Experimentierklauseln, der Kostenanerkennung oder für schnellere Genehmigungsprozesse. Deren Bedeutung für das Gelingen der Energiewende ist noch nicht überall anerkannt.

/ Roman Kirschbauer

ROADMAP DER INNOSYS 2030

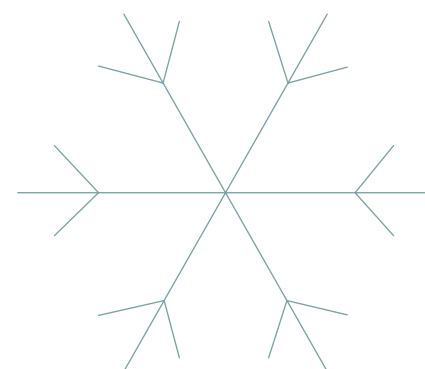
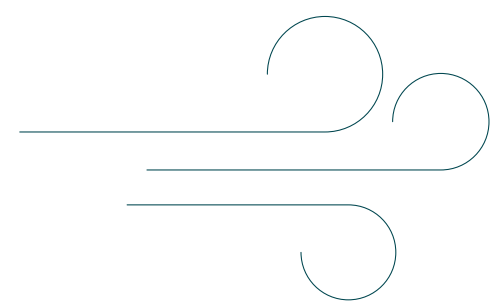


InnoSys 2030-Forschungsprojekt für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

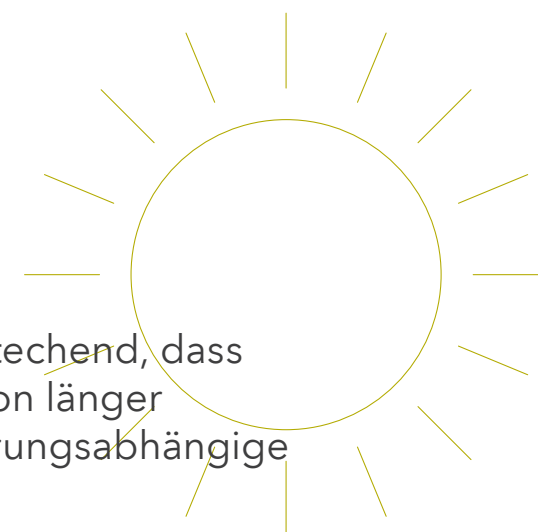


Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

EINE IDEE, DEREN ZEIT JETZT GEKOMMEN IST



Manche Ideen sind so einfach und bestechend, dass man sich wundert, warum sie nicht schon länger umgesetzt sind. Dazu gehört der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, kurz WAFB.



Der Grundgedanke ist: Wurde die zur Verfügung stehende Kapazität der Stromleitungen früher nach dem Worst-Case-Szenario berechnet, also mit ungünstigen Witterungsbedingungen, nimmt man mittlerweile das tatsächliche Wetter als Maßstab und lastet die Leitungen entsprechend aus. Konkret: Wenn die Lufttemperatur hoch und die Sonneneinstrahlung stark ist, müssen die Stromflüsse gedrosselt werden, da die Leitungen überhitzen, sich ausdehnen und stärker durchhängen können. Umgekehrt können bei kälteren Temperaturen die Leitungen höher ausgelastet werden. Praktischerweise ist dies gerade im Winter der Fall, wenn der Verbrauch und damit der Transportbedarf hoch sind.

Was als simple Lösung anmutet, entpuppt sich in der Umsetzung als durchaus anspruchsvoll und von leistungsfähigen Technologien abhängig. Schließlich gehen einige Parameter wie Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Sonneneinstrahlung, Wind oder Luftdruck in die Berechnung ein. Und die Daten müssen flächendeckend erfasst, in Echtzeit übertragen und bewertet werden. Insofern ist es doch nicht so überraschend, dass der eigentliche Durchbruch dieses Ansatzes erst jetzt bevorsteht. Nach den ersten beiden Stufen, in denen erst zwischen Sommer

und Winter differenziert wurde, dann die prognostizierte Lufttemperatur auf die Regelzone heruntergebrochen wurde, steht nun die Königsdisziplin an: die Prognose der genannten Parameter für das einzelne Spannungsfeld – die Strecken zwischen den Strommasten – mit entsprechend angepasster Auslastung der Leitung.

Dazu richtet TransnetBW in den kommenden Jahren an die 300 Messstationen an Masten und Umspannwerken ein, um die bestmögliche Auslastung der Leitungen zu jedem Zeitpunkt zu errechnen und die Engpässe im Netz zu reduzieren.

Schnell mehr Kapazität ohne neue Leitungen – Genuss ohne Reue also? Ganz so einfach ist es nicht: Ein großer Vorteil des WAFB liegt auch darin, dass er ohne großen behördlichen Aufwand in einem einfachen Anzeigeverfahren eingeführt werden kann und kein großes Genehmigungsverfahren durchlaufen muss. Das wiederum setzt voraus, dass die Richtwerte der Technischen Anleitung (TA) Lärm eingehalten werden, also die Leitung bestimmte aktuelle Geräuschwerte nicht überschreitet. Durch WAFB ändern sich zwar die Geräuschemissionen nicht, allerdings handelt es sich oft um Leitungen, die vor Jahren und Jahrzehnten gebaut wurden. Mittlerweile mag die Wohnbe-

bauung näher herangerückt sein, so dass bei geringerem Abstand dort nun höhere Werte auftreten könnten. Generell kann es bei Stromleitungen nur wetterbedingt – insbesondere bei Niederschlag – zu vorübergehend höheren Werten kommen. Es wäre daher wichtig und sachgerecht, diese Geräuschemissionen als mittlere und nicht seltene Extremwerte einzustufen. Anderenfalls würde der große Vorteil des WAFB verspielt: Eine minimalinvasive Maßnahme, durch die sich die Geräuschemissionen nicht ändern, würde dennoch in ein langwieriges Genehmigungsverfahren gezwungen. Und eine schnell wirksame Maßnahme würde auf die lange Bank geschoben.

/ Florian Reuter

Versorgungssicherheit ist keine Selbstverständlichkeit

ODER: WARUM ERDGAS (NOCH) NICHT ZU ERSETZEN IST

„Die Abhängigkeit von russischen Energieimporten ist nicht nur in Deutschland hoch, sondern auch in der EU insgesamt. Das bedeutet, dass bei einem vollständigen Ausfall der russischen Lieferungen nicht nur Deutschland, sondern zahlreiche EU-Mitgliedsstaaten vor besonderen Herausforderungen stünden und Unterstützung von anderen EU-Mitgliedsstaaten kaum zu erwarten ist. Im Gegenteil, Deutschland müsste ggf. auch andere EU-Mitgliedsstaaten versorgen [...]“

Zitat aus dem Berichtsbite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz an den Wirtschaftsausschuss des Deutschen Bundestags vom 5. April 2022.

Was noch vor Kurzem undenkbar war, ist mittlerweile bittere Realität: Der russische Angriff auf die Ukraine stellt auch für die Energiewirtschaft eine Zeitenwende dar. Für Europa, aber insbesondere für Deutschland. Der Anteil der russischen Energieträger war vor dem Ukraine-Krieg erheblich – bei Erdöl 35%, bei Steinkohle 50%, bei Gas 55%. Fallen diese russischen Lieferungen weg, droht eine ernsthafte Verknappung mit Auswirkungen möglicherweise auf die gesamte Gesellschaft. Steigende Spritpreise und knappes Sonnenblumenöl nach Hamsterkäufen sind da nur die Vorboten und im Vergleich zu möglichen Ausfällen in der Energieversorgung noch harmlos.

Die aktuellen Verwerfungen sind eine enorme Herausforderung. Obwohl die Energiebranche daran gewöhnt ist, vor auszudenken und auch eine weite Zukunft zu antizipieren, trifft uns diese Krise relativ unvorbereitet. Noch vor kurzem galt Kohle in Deutschland als Auslaufmodell, und Gas sollte die Zwischenlösung auf dem Weg in die Klimaneutralität sein, bis sich Wirtschaft und Gesellschaft mit Erneuerbaren Energien und Wasserstoff versorgen kann. Doch diese Brückentechnologie muss in Frage gestellt werden, decken wir doch unseren Bedarf zu mehr als der Hälfte mit heute umstrittenen Gas aus Russland.

Nun muss die Abhängigkeit von russischen Energieträgern möglichst schnell reduziert werden. Obwohl klar ist: Ohne russische Kohle, Gas und Erdöl kann unsere Wirtschaft und unsere Gesellschaft kurzfristig nicht in gewohnter Weise funk-

tionieren – darum muss der Bezug schnellstmöglich international diversifiziert werden. Das bei jedem Energieträger unterschiedlich komplex, generell gilt aber: Die Auswirkungen kann man kaum überschätzen.

Beim Erdöl scheint ein kurzfristiger Lieferstopp noch zu verkraften: Für Öl gibt es einen liquiden Weltmarkt und gesetzlich vorgegebenen Reserven. Bei Steinkohle, die für den Betrieb vieler systemrelevanter Kraftwerke unentbehrlich ist, wird das schon schwieriger: Bereits in den vergangenen Jahren war das Anlegen von Kohlevorräten zunehmend schwierig. Das lag zwar bislang weniger an fehlenden Lieferanten als viel mehr an begrenzten Lager- und Transportkapazitäten sowie den angespannten Logistikketten. Insofern dürfte eine Beendigung des Imports von Steinkohle aus Russland vielleicht nicht kurz-, aber zumindest mittelfristig möglich sein. Auch wenn viele Kohlesorten auf dem Weltmarkt nicht so ergiebig in Sachen Brennwert sind wie die russische.

Klar ist aber: Eine Übergangsweise Intensivierung der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken, die ihrerseits Gaskraftwerke ersetzen, ist angesichts dieser Marktkonstellation nicht realistisch. Da müssen dann schon Braunkohlekraftwerke wieder aktiviert und länger laufen gelassen werden. Doch wir würden mit einer schlechteren CO₂-Bilanz für diese Versorgungssicherheit bezahlen. Vor allem stehen die Braunkohlekraftwerke nicht im Süden, wo sie am dringendsten gebraucht werden.

Das Hauptproblem bleibt aber die Gasabhängigkeit: Hier ist derzeit einfach noch nicht erkennbar, wie die russischen Importe komplett ersetzt werden könnten – schon gar nicht bis zum nächsten Winter. Ein Stopp der Lieferungen würde mit Sicherheit zum Abschalten wichtiger Industriebetriebe führen, und auch die Strom- und Wärmeversorgung würde in Mitleidenschaft gezogen werden. Hier nur mit abwertendem Ton von „wirtschaftlichen Interessen“ Einzelner zu sprechen, ist zu kurz gegriffen. Es ginge um tiefgreifende Folgen für unser aller tägliches Leben. Wer wie stark von Stromknappheit, Lieferausfällen, Preiserhöhungen und drastischen Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs betroffen wäre, lässt sich kaum prognostizieren. Sicher ist nur: Wir wären alle stark belastet.

Die Abwägung der weiteren Maßnahmen ist äußerst schwierig, und die Politik muss dabei viele komplexe und komplizierte Aspekte berücksichtigen. Im Sinne einer sicheren Energieversorgung ist die Schlussfolgerung allerdings eindeutig: Ein kurzfristiger Verzicht auf die russischen Gaslieferungen würde die Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Darum dürfen wir uns keine Denkverbote aufliegen und müssen schon heute alles tun, damit für die Energieversorgung im kommenden Winter alles an gesicherter Leistung bereitsteht, was einsatzfähig ist oder gemacht werden kann.

/ Florian Reuter, Konrad Hausch

ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

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

WAFB:



298

Eigenes Messnetz mit

Wetterstationen geplant:

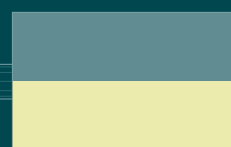


31

in Umspannwerken

267

am Mast



16. März 2022: Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber Entso-E hat entschieden, das **ukrainische Stromnetz an den westeuropäischen Verbund anzuschließen**. Seit 11:13 Uhr am selbigen Tag sind die Netze miteinander verbunden und laufen synchron.



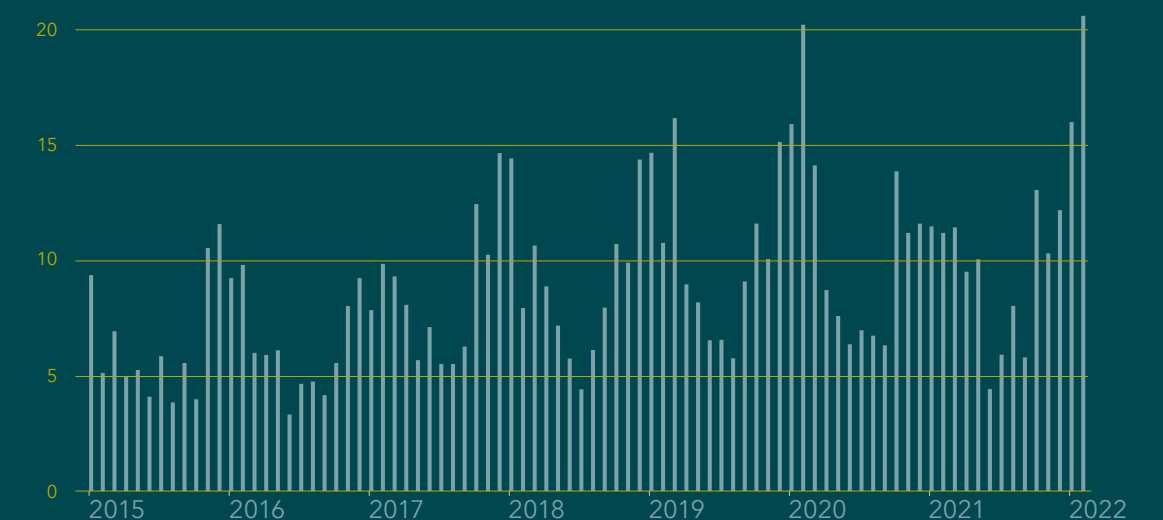
REKORDWINDEINSPEISUNG im Monat Februar mit

20,6 TWh

Die Wintermonate sind gewöhnlich besonders windstark und bisher war Februar 2020 mit 20,3 Terawattstunden (TWh) der Rekordhalter.

Der Grund: ähnliche Wetterbedingungen und der Zuwachs an installierter Leistung im Vergleich zu 2020 (+~5 Prozent).

WINDEINSPEISUNG IN TWh



„Today, the electricity grids of Ukraine and Moldova have been successfully synchronised with the Continental European Grid. This will help Ukraine to keep their electricity system stable, homes warm and lights on during these dark times. It is also a historic milestone for the EU-Ukraine relationship – in this area, Ukraine is now part of Europe.

This project has shown extraordinary cooperation and determination from everyone involved. I want to thank the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO E) for doing a year's work in two weeks to make this happen. [...]"

Statement by Commissioner for Energy Kadri Simson on Synchronisation of the Continental European Electricity Grid with Ukraine and Moldova

Quelle: ec.europa.eu/commission/presscorner/

/ STROM / NETZ / SICHERHEIT

/ IMPRESSUM

Herausgeber

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

Selbstverlag

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

Verantwortlicher Redakteur

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

Druck

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

/ KONTAKT

Redaktion

Vanessa Bausch, Angèle Dahl,
Konrad Hausch, Patrizia Kaiser,
Roman Kirschbauer, Florian Reuter,
Marina Schmid

Gestaltung und Illustration

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

Kontakt

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

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

Hinweis

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

