

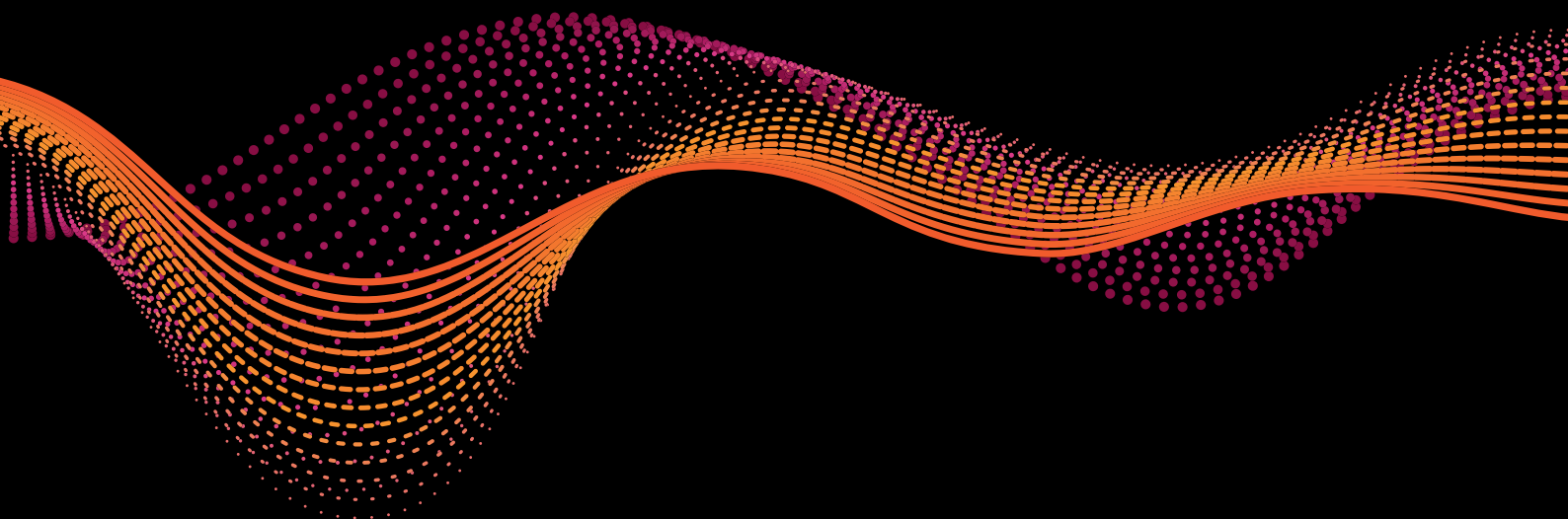
3|22

Auszug aus
Ausgabe 3
Juni 2022



e | m | w

Das ener|gate-Magazin.



Energie & Infrastruktur

Klimafreundliche Stromnetzverluste

Von **Melanie Knaus**, Managerin Strategie, **Eric Ahlers**, Leiter Strategie,
und **Dr. Kai Torsten Sander**, Leiter Netzwirtschaft Strom, Netze BW

Klimafreundliche Stromnetzverluste

oder: Warum Unbundling Klimaschutz verhindern kann

Auch wenn sich die CO₂-Minderungsziele auf EU-, Bundes- und Länderebene nicht immer so ganz übereinander bringen lassen – der Weg ist eindeutig: Klimaneutralität erreichen im Zeitraum 2040 bis 2050. Klar ist auch, dass hierfür massive Anstrengung von allen Stakeholdern notwendig sind – Politik, Privatpersonen und sämtlichen Wirtschaftszweigen. Netzbetreiber werden hiervon nicht ausgenommen sein.

Von **Melanie Knaus**, Managerin Strategie, **Eric Ahlers**, Leiter Strategie, und **Dr. Kai Torsten Sander**, Leiter Netzwirtschaft Strom, Netze BW

Die Netzbetreiber sind wesentliche Akteure der Energiewende. Zum einen, weil sie die Infrastrukturen schaffen, um die Integration der Erneuerbaren und die Sektorenkopplung sicherzustellen. Zum anderen wird es für Netzbetreiber immer wichtiger, auch ihren eigenen CO₂-Fußabdruck zu ermitteln und zu verkleinern. Gute Praxisbeispiele gibt es schon. Gemeinsam mit einer Initiative aus acht Verteilnetzbetreibern und der KPMG Deutschland hat die Netze BW nun erstmals ein Whitepaper zur Klimabilanzierung und der Erstellung einer Klimastrategie für alle Netzbetreiber entwickelt, die klimaneutral werden wollen. Die Schirmherrin des Projekts ist Thekla Walker, Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg.

Die Bilanzierung und Berichterstattung des CO₂-Fußabdrucks eines Unternehmens folgt dem international anerkannten Standard des Greenhouse Gas Protocol (GHGP). Unterschieden werden dabei drei sogenannte „Scopes“:

Scope 1:

Direkte Klimagas-Emissionen aus Quellen, die dem Unternehmen gehören oder direkt kontrolliert werden (eigene Quellen).

Scope 2:

Indirekte Klimagas-Emissionen, entstanden bei der Produktion von Elektrizität, Dampf, Fernwärme und Kühlung, die im Unternehmen verbraucht werden; Netzverluste (Emissionen aus zugekaufter Elektrizität).

Scope 3:

Andere indirekte Emissionen, zum Beispiel der Abbau und Transport von Brennstoffen, Gasverbrauch bei Kunden (Emissionen von Vorlieferanten, Dienstleistern und Kunden).

Die Umsetzung des Greenhouse Gas Protocols erfolgt im Standard ISO 14063-3. Teilaspekte des CO₂-Fußabdrucks finden sich auch in weiteren Normen (EMAS, ISO 14001, 14064 1, 50001). Im Folgenden fokussiert dieser Artikel auf Scope 1 und 2 und damit auf die direkt vom Unternehmen beeinflussbaren CO₂-Ströme. Scope 3 ist nach GHGP optional zu bilanzieren – unter anderem, da dieser nur begrenzt beeinflusst werden kann.

Aber natürlich bietet auch Scope 3 die Möglichkeit, im CO₂-Management innovativ zu sein. Denn nur, wenn Unternehmen die vor- und nachgelagerten CO₂-Emissionen ebenfalls erfassen, ergibt sich ein umfassendes Bild über die gesamte Prozess- beziehungsweise Produktkette hinweg.

Die CO₂-Bilanz eines Netzbetreibers

Die beeinflussbaren CO₂-Emissionen mit ihren typischen Anteilswerten sind in Abbildung 1 dargestellt. Diese können natürlich im Einzelfall stark abweichen. Die größten direkten Emissionen im Verteilnetz sind demnach flüchtige Gase (i. W. Methan- und SF₆-Emissionen), gefolgt von Verbrennungsprozessen stationärer Anlagen (i. W. Heizung). Insgesamt überwiegen bei den beeinflussbaren Emissionen aber die indirekten Emissionen, insbesondere durch die Kompensation der Stromnetzverluste, die mehr als 80 Prozent der Emissionen ausmachen. Gemessen an dieser sogenannten Verlustenergie machen die restlichen indirekten Emissionen (i. W. weitere Stromverbräuche) nur sehr geringe Anteile (< 3 %) aus.

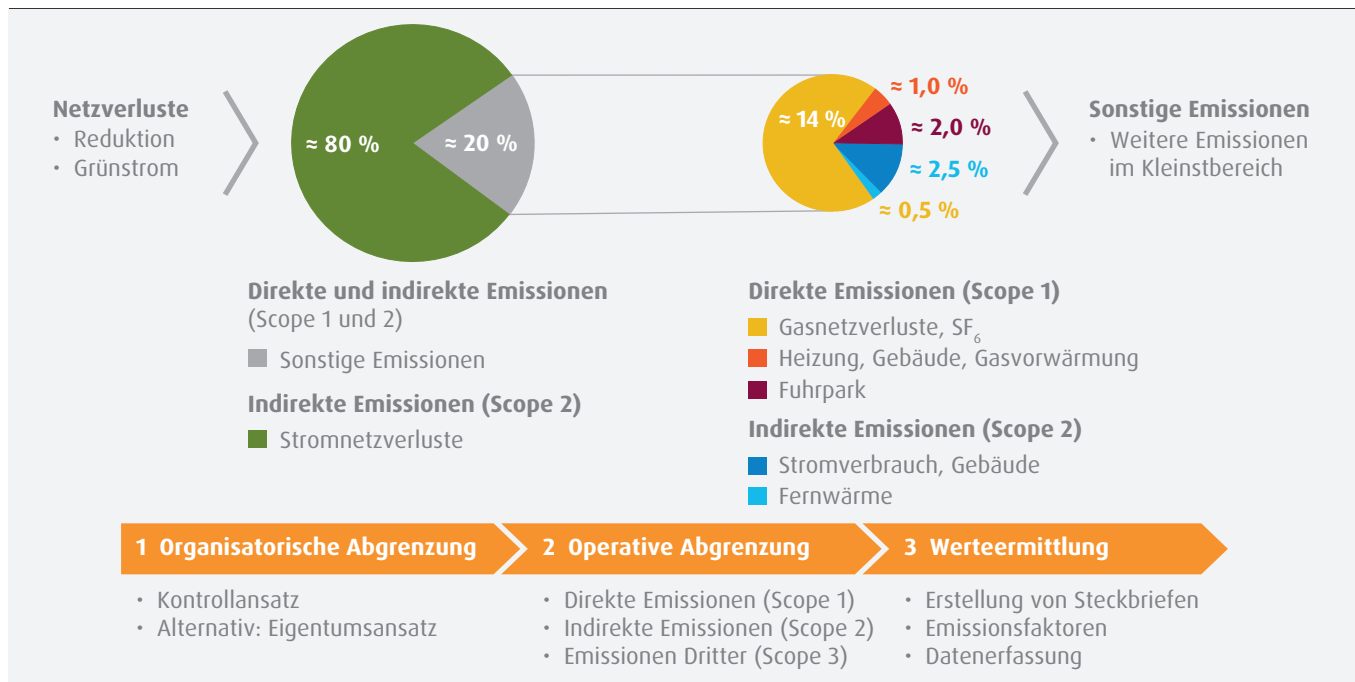
Maßnahmen zur Reduktion von CO₂

In der Regel haben Netzbetreiber zur Reduzierung von CO₂-Emissionen bereits Maßnahmen geplant und/oder führen diese durch. Bei einem strukturierten Vorgehen sind dabei drei Bereiche relevant: erstens die Zuordnung von Maßnahmen je Kategorie in der Bilanz, zweitens die Zuordnung der Maßnahme in Bezug auf die Gesamtemissionen im Scope und drittens die Kostenschätzung für die Maßnahme in der Kategorie

Die Abbildung 2 auf Seite 30 zeigt Maßnahmen, die ein Netzbetreiber durchführen kann, um seinen CO₂-Fußabdruck zu verkleinern. Dabei steht jeder Kreis für eine Maßnahme. Die Farbe der Kreise gibt an, auf welchen Scope die Maßnahme wirkt. Die Größe der Kreise symbolisiert das Reduktionspotenzial der Maßnahme. Unterschieden wird dabei, ob das Potenzial gering, mittel oder groß ist.

Um die Maßnahmen zu beurteilen, werden diese nach Kosten und Reduktionspotenzial bewertet. Dazu wird auf der Ordinate eine Kostenschätzung der Maßnahme in Euro/t CO₂ vorgenommen. Hier werden drei Kostenbereiche unterschieden. Darüber

01 Typische Emissionsanteile eines Netzbetreibers mit Strom- und Gasnetz.
Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“



hinaus gibt es Maßnahmen, die eine Kostenreduktion herbeiführen. Sie bilden, den vierten, negativen Kostenbereich. Eine Maßnahme aus diesem Kostenbereich bringt mehr finanzielle Ersparnisse, als sie Kosten verursacht. Auf der Abszisse wird das CO₂-Reduktionspotenzial der Maßnahme bewertet. Hierzu wird das CO₂-Reduktionspotenzial in drei Bereiche unterteilt: Maßnahmen mit geringem, mittelgroßem oder großem Reduktionspotenzial innerhalb ihrer Emissionskategorie.

Abbildung 2 kann vereinfacht in vier Quadranten unterteilt werden. Maßnahmen im rechten oberen Quadranten („Premiummaßnahmen“) sind solche, die zwar ein großes Reduktionspotenzial besitzen, aber auch mit hohen Kosten für die Umsetzung verbunden sind. Maßnahmen im linken oberen Quadranten („Prestigemaßnahmen“) sind mit hohen Kosten verbunden, besitzen aber nur ein geringes Reduktionspotenzial. Maßnahmen im linken unteren Quadranten („Einstiegsmaßnahmen“) weisen geringe Kosten, aber auch nur ein geringes Reduktionspotenzial auf. Im rechten unteren Quadranten („Ökonomische Maßnahmen“) schließlich finden sich die Maßnahmen, die trotz geringem Kostenaufwand ein hohes Reduktionspotenzial innerhalb ihrer Emissionskategorie aufweisen. Diese Maßnahmen sollten sinnvollerweise zuerst angegangen werden. Zu Ihnen gehört der klimaneutrale Einkauf von Verlustenergie.

Die Netze BW arbeitet hier nicht nur an der Beschaffung von regenerativer Verlustenergie, sondern auch an konkreten technischen Maßnahmen zur Reduktion der Verlustenergie. Ein Beispiel dafür ist eine Untersuchung, die jüngst in Kooperation mit dem Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart zum optimalen Blindleistungsbetrieb von EE-Anlagen hinsichtlich Spannungshaltung und Reduzierung der Netzverluste durchgeführt wurde. Des Weiteren gibt es eine Forschungsk Kooperation mit der Firma Zei-Tec zur Ent-

wicklung von Verteilnetztransformatoren mit Stapelkernen aus amorphem Kernblech, welche nur einen Bruchteil der Verluste herkömmlicher Transformatoren haben würden. Außerdem werden bei den Netze BW zukünftig alle Hochspannungs-Mastgestänge auf den Einsatz sogenannter „Zweierbündel“ ausgelegt, welche sowohl eine besonderes hohe Übertragungskapazität als auch geringere Verlustfaktoren aufweisen.

Beschaffung von Verlustenergie

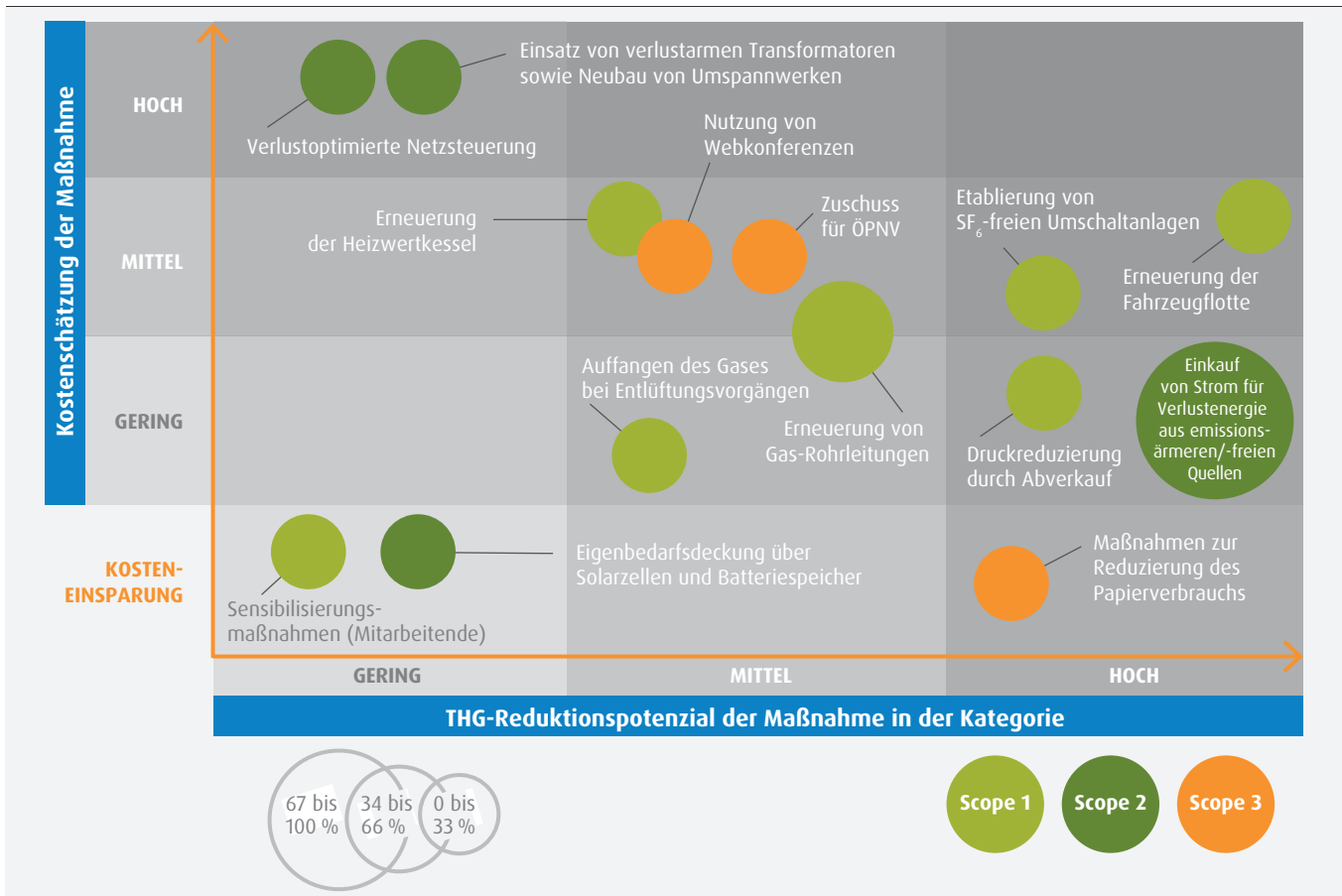
Die sogenannte Verlustenergie, die zum Ausgleich der unvermeidbaren Verluste beim Transport von Stromlieferungen durch ein Stromnetz vom Netzbetreiber beschafft werden muss, macht bei den Verteilnetzen mehr als 80 Prozent des gesamten Energieverbrauchs eines Netzbetreibers aus. Entsprechend groß ist auch der Beitrag der Verlustenergie zum CO₂-Fußabdruck, sofern die Verlustenergie nicht aus regenerativen Quellen stammt. Daher sollten sich Netzbetreiber bei ihrer Strategie zur Emissionsminderung zunächst auf diesen Bereich konzentrieren.

Grundsätzlich sollte man meinen, dass für Netzbetreiber die gleichen Optionen zur Beschaffung von Energie aus regenerativen Quellen bestehen wie für andere Unternehmen auch, ebenso Optionen zur Kompensation der (indirekten) Emissionen aus der Energiebeschaffung. Allerdings schränkt der rechtliche und regulatorische Rahmen in Deutschland die Handlungsmöglichkeiten für Netzbetreiber massiv ein.

Rechtliche Hürden auf dem Weg zum grünen Netzbetreiber

Gemäß Artikel 19 Erneuerbare-Energien-Richtlinie müssen die EU-Mitgliedsstaaten den Nachweis über die Herkunft von erneuerbaren Energien sicherstellen. Zu diesem Zweck wurden in der EU sogenannte Guarantees of Origin – zu deutsch: Herkunftsnachweise (HKN) – eingeführt, die den Ursprung von regenerativen Stromlieferungen kennzeichnen. In Deutschland

02 CO₂-Reduktionsmaßnahmen und deren Reduktionspotenzial für Netzbetreiber.
Quelle: Netzbetreiberinitiative „Klimaneutralität im Verteilnetz“, 2021



wurden diese Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und in der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) umgesetzt. Seitdem bilden HKN – beziehungsweise deren Entwertung im „Hintergrund“ – die Basis jeglicher Grünstromlieferung in Europa. In Deutschland ist eine Entwertung von HKN gemäß § 79 Abs. 5 EEG, § 30 Abs. 1 HkRNDV allerdings an die Verwendung durch einen Letztverbraucher gekoppelt. Verlustenergie wird in Deutschland nicht als Letztverbrauch im Sinne des EEG angesehen. Somit können Netzbetreiber für Verlustenergie keine HKN entwerten lassen – und ergo in keiner Weise Grünstrom für den Ausgleich der Transportverluste einkaufen – auch nicht als Power-Purchase-Agreement, das ebenso auf einer Entwertung von HKN basiert.

Selbst wenn es hier zu einem Umdenken käme – gemäß § 10 Abs. 1 Stromnetzzugangs-VO (StromNZV) sind Betreiber von Stromnetzen verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen – wobei die Beschaffung zudem gemäß § 22 Abs. 1 Satz 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) möglichst preisgünstig erfolgen muss. Aufgrund dieser Anforderungen ist eine Beschaffung der Verlustenergie nur über eine Ausschreibung ohne Vorgabe einer bestimmten „Qualität“ oder direkt über die Strombörse erlaubt (Festlegung BK6-08-006). Im Ergebnis schließt auch dies die Beschaffung grüner beziehungsweise CO₂-freier Verlustenergie aus: Einerseits führt die Ausschreibung grüner Energie aller Voraussicht nach zu Mehrkosten ge-

genüber einer Graustrombeschaffung, andererseits wäre die Vorgabe einer bestimmten Qualität diskriminierend gegenüber „konventionellen“ Anbietern, da sie nicht durch HKN qualitativ angeglichen werden kann.

„Na dann baut Euch doch einfach selbst EE-Anlagen, dann würdet Ihr auch wirklich etwas am Erzeugungsmix ändern“ ist ein häufiger Einwurf auf diese Restriktionen. Und hier kommt nun das Unbundling ins Spiel ...

Mit dem EnWG wurde 2005 die Entflechtung – das sogenannte Unbundling – des Netzbetriebs eingeführt. Das bedeutet, dass ein Netzbetreiber von den Wertschöpfungsstufen der Stromerzeugung und des Stromvertriebs unabhängig, also wirtschaftlich getrennt sein muss (§6 EnBW). Damit wird sichergestellt, dass die Strom-Infrastruktur durch egal welches Unternehmen gleichermaßen genutzt werden kann und der Wettbewerb nicht durch mögliche Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten des unabhängigen Infrastrukturbetreibers beeinträchtigt wird.

Bestünde hier aber überhaupt die Gefahr, dass durch eigene Stromerzeugung für die Verlustenergie der Netzbetreiber den Wettbewerb im Strommarkt beeinträchtigen würde?

Nehmen wir konkret den Fall einer Installation von PV-Anlagen auf Umspannwerken beziehungsweise deren Gebäuden (übri-

Gebäuden). Faktisch wären die Kriterien für eine Eigenerzeugung gemäß § 3 Nr. 19 EEG gegeben: Neben der Personenidentität erfolgt auch die Nutzung des erzeugten Stroms auf dem gleichen Grundstück – also in unmittelbarer räumlicher Nähe – für die Umspannverluste der Transformatoren. Eine Durchleitung durch das Netz erfolgt ebenfalls nicht. Die Nutzung findet faktisch „innerhalb“ des Netzes statt. Kaufmännisch betrachtet würde die Eigenerzeugung direkt in den Verlustenergiebilanzkreis gebucht, eine Beeinflussung des Energiemarkts erfolgt daher de facto nicht.

Hintertürchen: PV-Anlagen ausschreiben

Für den Beschaffungsvorgang der Verlustenergie sind – ebenfalls zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien und nicht wettbewerbsverzerrenden Vorgehens – in §10 der StromNZV weitere Vorgaben definiert. So muss Verlustenergie über ein marktorientiertes, transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren beschafft werden. Die Vergabe eines Auftrages zum Bau der PV-Anlage würde über eine Ausschreibung erfolgen und diese Vorgabe demnach erfüllen – sozusagen für die Gesamtmenge an erzeugter Energie aus der jeweiligen Anlage. Der Anteil an der Verlustenergie, der damit nicht über das gegebene Verfahren jährlich ausgeschrieben würde, beträgt schätzungsweise maximal 0,5 Prozent – eine aus wettbewerblicher Sicht sicher eher irrelevante Größe.

Das Gesamtpotenzial an Erzeugungskapazität, das auf diese Weise klimaneutral und auf nationaler Basis durch Netzbetreiber beigesteuert werden könnte, ist im Vergleich zur Gesamtmenge der Verlustenergie klein – und wettbewerblich damit faktisch irrelevant. Andererseits ist es – vor allem in Verbindung mit dem verpflichtenden Aufbau von PV-Anlagen auf Umspannwerken – ein sehr günstig zu erschließendes Potenzial und summiert sich in Deutschland dennoch auf schätzungsweise 150-200 GWh pro Jahr – also dem Bedarf einer Stadt wie Hannover mit rund 70.000 Haushalten – und einer CO₂-Menge von 75 Mio. t (beim Emissionsfaktor für Strom D 2020).

Fazit und Empfehlungen

Zunächst einmal: Unbundling und Regulierung ist richtig und wichtig! Beim Thema Klimaschutz – dem sich immer mehr Netzbetreiber verpflichtet sehen – ergeben sich, zumindest nach aktueller Auslegung, aber Hürden, die dazu führen, dass nicht alle Potenziale für eine nationale und regenerative Stromgewinnung erschlossen werden können. Leider – so zeigt sich in der CO₂-Bilanz eines jeden Netzbetreibers – gerade in dem Bereich, in dem (derzeit) die größten CO₂-Emissionsbeiträge schlummern. Natürlich gibt es noch viele Maßnahmen für Netzbetreiber zur Reduktion von CO₂-Emissionen – die größte Quelle ist und bleibt aber letztlich der Bedarf an Verlustenergie.

Mit dem Whitepaper der acht Verteilnetzbetreiber steht zumindest ein Instrument auf Basis des allgemein anerkannten Regelwerks zur Erfassung von CO₂-Emissionen zur Verfügung, dass gut auf die Belange eines Netzbetreibers angepasst werden kann. Um seriös und vergleichbar die Emissionen zu bestimmen, sind im Rahmen des Projektes die Emissionen mit Steckbriefen bestimmt worden, die als

Orientierung „für das erste Mal“ dienen können. Klimaziele von Unternehmen können sich an politischen Vorgaben, wissenschaftlichen Erkenntnissen oder Unternehmenszielen (z. B. First-Mover-Ziele) orientieren. Für das Vorgehen können CO₂-Kennzahlen ein wichtiges Instrument sein, die im Unternehmen nachhaltig gemonitort werden müssen.

Was bleibt, ist der Rechtsrahmen in Deutschland, der die Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks eines Netzbetreibers durch rechtliche und regulatorische Vorgaben massiv einschränkt. Ansatzpunkte für Verbesserungen sind zum einen die Öffnung des Systems der Herkunftsnachweise – die die Basis jeglicher Art von Grünstromlieferungen bilden – und darauf aufbauend eine Änderung der Regulierungspraxis hinsichtlich der Beschaffung von Verlustenergie. Schließlich könnte ein Ausnahmetatbestand bei den Entflechtungsvorgaben für Netzbetreiber hinsichtlich des Betriebs eigener Anlagen, die Strom ausschließlich zum Verlustausgleich erneuerbar erzeugen, die Möglichkeiten abrunden, dass Netzbetreiber einen wesentlichen Beitrag zur Klimaneutralität und Energieunabhängigkeit Deutschlands leisten können. Und, um es mit den Worten des Ministers für Wirtschaft und Klimaschutz zu sagen: Jede Kilowattstunde hilft! ➡

MELANIE KNAUS

Jahrgang 1993

- ➔ 2013–2020 Studium Wirtschaftswissenschaften und Management – Universität Hohenheim
- ➔ seit 2021 Managerin Strategie, Netze BW GmbH
- ➔ seit 2022 Projektleiterin Klimaneutralität, Netze BW GmbH
- ✉ m.knaus@netze-bw.de

ERIC AHLERS

Jahrgang 1973

- ➔ 1994–2000 Studium Volkswirtschaftslehre & Energiewirtschaft, Universität zu Köln
- ➔ 2005–2007 Leiter des Bereichs Gastransport, BGW
- ➔ 2007–2017 versch. kaufm. Leitungsfunktionen, BDEW
- ➔ seit 2017 Senior Manager Netze und Regulierung, Netze BW GmbH
- ➔ seit März 2022 Leiter Strategie und Gremien, Netze BW GmbH
- ✉ e.ahlers@netze-bw.de

DR. KAI TORSTEN SANDER

Jahrgang 1972

- ➔ 1998–2004 Promotion Energiewirtschaft, Universität Stuttgart
- ➔ 2004–20015 zunächst Power Market Analyst, später Leiter Analysen und Bewertungen Power, EnBW Trading GmbH
- ➔ 2016–2018 Lehrbeauftragter Energiewirtschaft, TU Darmstadt
- ➔ 2019–2021 Geschäftsführer, Netzgesellschaft Ostwürttemberg
- ➔ seit 2015 Leiter Netzwirtschaft Strom, Netze BW GmbH
- ✉ k.sander@netze-bw.de

e|m|w

Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh

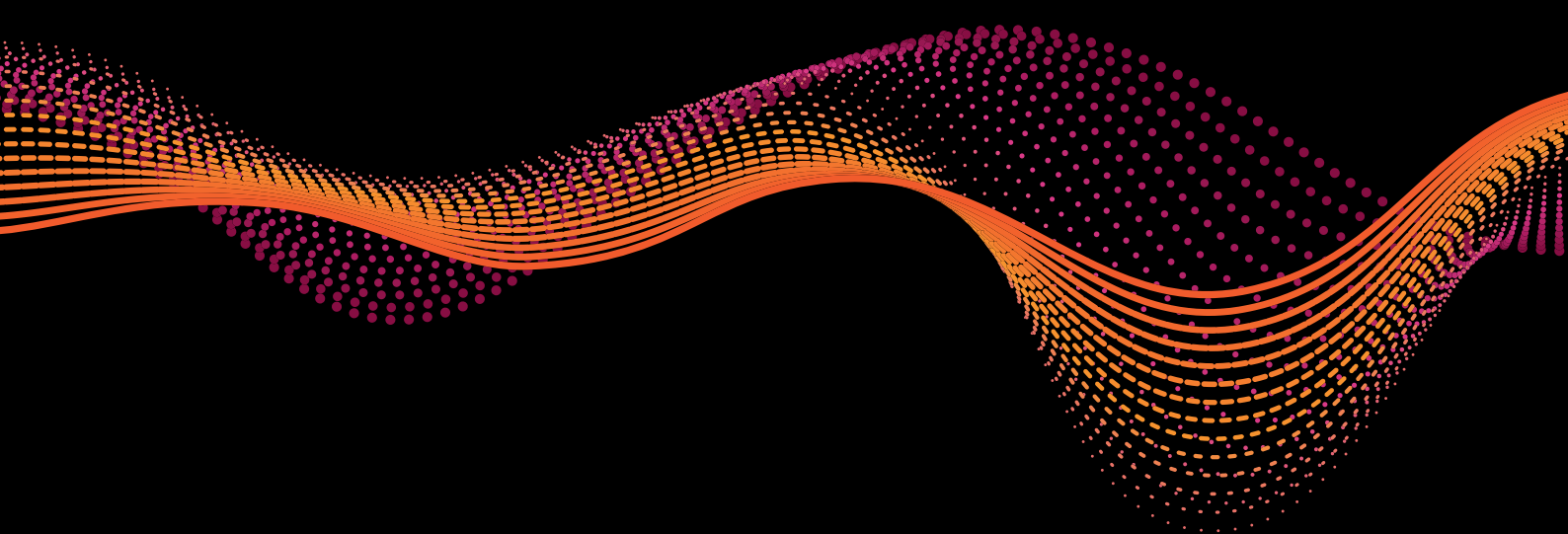
Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de



Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**
und erhalten Sie neben der **e|m|w**
viele weitere exklusive Leistungen!

www.energate.club

