

Whitepaper

Klimaneutralität in Verteilnetzen

Die Anforderungen für einen nachhaltigen Netzbetrieb werden auch für Verteilnetzbetreiber in den nächsten Jahren zunehmen. Damit steigt auch die Bedeutung der Bilanzierung und Reduzierung des THG-Fußabdrucks für diese Unternehmen. Wie der Weg hin zur Klimaneutralität in diesem Bereich beschritten werden kann, zeigt ein Whitepaper, das die Netzbetreiberinitiative »Klimaneutralität im Verteilnetz« zusammen mit KPMG erarbeitet hat.

Die Energiewirtschaft steht im Fokus, ihren Beitrag zu einer klimaneutralen Gesellschaft zu leisten. Die Verteilnetzbetreiber sind einerseits als Unternehmen gefordert, den eigenen CO₂-Fußabdruck zu reduzieren, und andererseits in ihrem Auftrag, die Infrastruktur zu betreiben, die notwendig ist, um die Energiewende zu realisieren. Die Netz-

betreiberinitiative¹ »Klimaneutralität im Verteilnetz« zeigt gemeinsam mit der KPMG AG Wirtschaftsprüfungsge-

¹ Netze BW GmbH, Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, ED Netze GmbH, Netze-Gesellschaft Südwest mbH, PREdistribuce a.s., Stuttgart Netze GmbH, Netze ODR GmbH und NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH.

sellschaft in einem Whitepaper [1] den Weg zur regelbasierten Klimaneutralität im Verteilnetz auf.

Treibhausgasemissionen bilanzieren

Ein erster Schritt zur Erfüllung sowohl der gesetzlichen als auch der unternehmensinternen Nachweis- und Reduk-

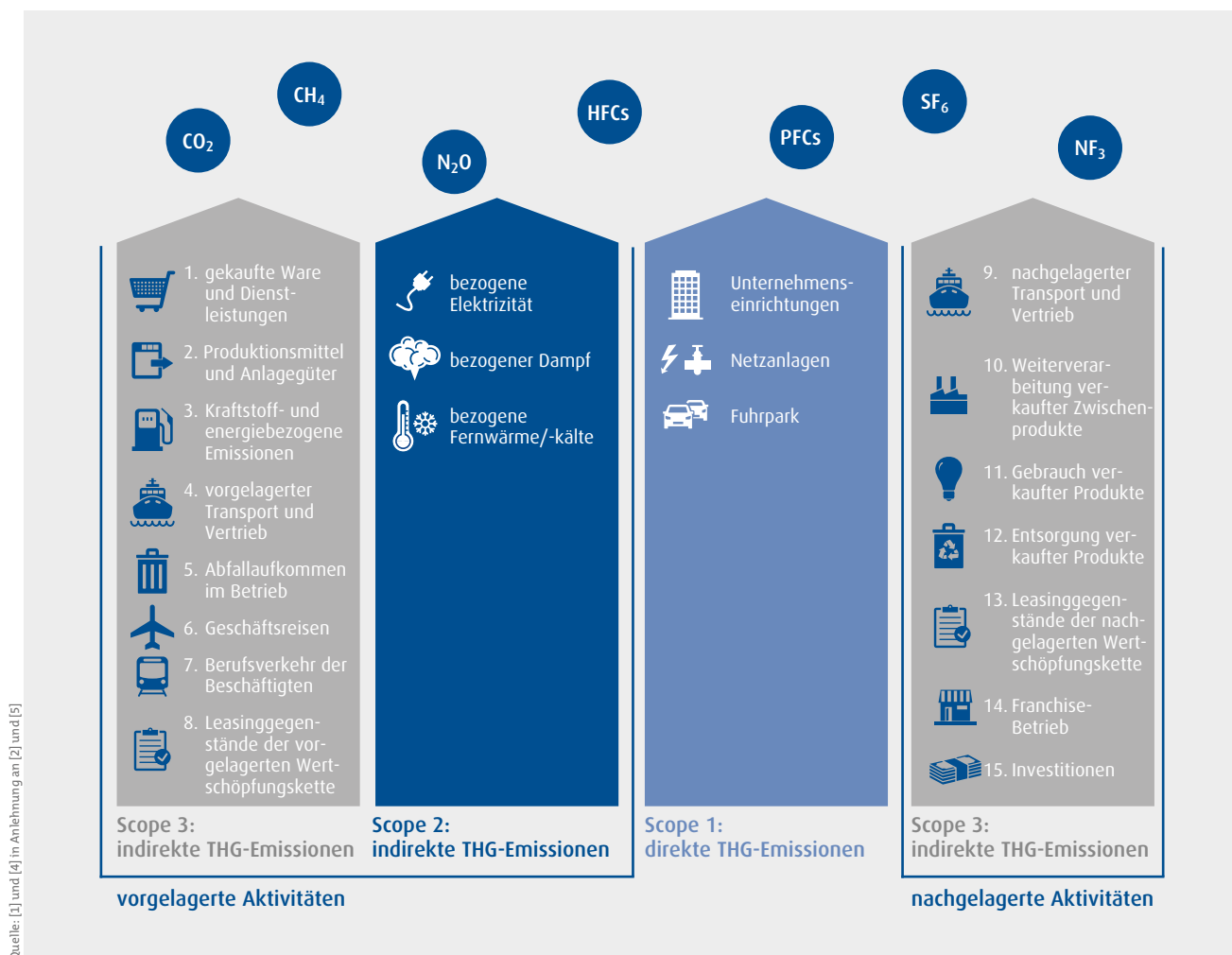


Bild 1. Betrachtung von CO₂-Emissionskategorien nach dem Greenhouse Gas Protocol

tionsprogramme ist es, die Treibhausgase (THG) zu inventarisieren.

Mit dem international anerkannten Greenhouse Gas Protocol (GHGP) steht hierzu ein Verfahren zur Erkennung und Bilanzierung von Emissionsquellen zur Verfügung [2, 3]. Weitere Vorgaben ergeben sich aus bestehenden internationalen und nationalen Standards, deren Besonderheiten auf den Verteilnetzbetrieb übertragen werden müssen. Schließlich ist neben dem Rechtsrahmen auch der Regulierungsrahmen für Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen.

Bei THG-Emissionen wird zwischen indirekten und direkten Emissionen unterschieden. Direkte THG-Emissionen aus Quellen, die dem Unternehmen gehören oder von ihm direkt kontrolliert werden können, gehören zu Scope 1 – direkte THG-Emissionen. Indirekte Klimagasemissionen aus zugekaufter Energie werden in Scope 2 eingestuft. Indirekte Emissionen, die in Verbindung mit der Tätigkeit von Vorlieferanten, Dienstleistungsunternehmen (vorgelagerte THG-Emissionen) sowie Kunden (nachgelagerte THG-Emissionen) entstehen, werden in Scope 3 eingestuft (**Bild 1**).

Anwenden der Emissionskategorien

Im Folgenden werden die Emissionsquellen eines typischen Verteilnetzbetreibers anhand des GHGP in einer Art Standardbilanz für Verteilnetzbetreiber den Scopes 1 bis 3 zugeordnet.

Direkte Emissionen und indirekte Emissionen: Scope 1 und Scope 2

Die für Verteilnetzbetreiber relevanten, nach GHGP als Scope 1 definierten Emissionskategorien, sind in **Bild 2** dargestellt. Neben Beschreibungen zu den einzelnen Emissionskategorien sind Beispiele für Emissionsquellen genannt, und sie sind Strom- und Gasnetzbetriebern zugeordnet.

Bei den direkten Emissionen nach Scope 1 gilt prinzipiell, dass die Emissionskategorien 1.1 »Verbrennungsprozesse stationärer Anlagen«, 1.2 »Verbrennungsprozesse mobiler Anlagen« und 1.3 »Flüchtige Gase« für einen Verteilnetzbetreiber relevant sind. Die Emissionskategorie 1.4 »Physikalische und chemische Prozesse« ist in der Praxis irrelevant.

Die für Verteilnetzbetreiber relevanten Emissionskategorien nach Scope 2 sind in **Bild 3** zusammengefasst. Kategorie 2.1 »Netzverluste« beschreibt die Emissionen, die mit dem Bezug

Quelle: [1], in Anlehnung an [5]













Bezeichnung der Emissionskategorie	Relevanz
1.1 Verbrennungsprozesse stationärer Anlagen	  
1.2 Verbrennungsprozesse mobiler Anlagen	  
1.3 flüchtige Gase	  
1.4 physikalische und chemische Prozesse	  

Bild 2. Scope 1: direkte THG-Emissionen

Quelle: [1], in Anlehnung an [5]









Bezeichnung der Emissionskategorie	Relevanz
2.1 Netzverluste	 
2.2 Stromverbrauch	 
2.3 Fernwärme/-kälte	 
2.4 bezogener Dampf	 

Bild 3. Scope 2: indirekte THG-Emissionen aus zugekaufter Energie

der Verlustenergie zum Ausgleich der unvermeidbaren Stromnetzverluste verbunden sind. Die Kategorien 2.2 »Stromverbrauch« und 2.3 »Fernwärme/-kälte« enthalten im Wesentlichen den Energiebezug für die Gebäude und den Betrieb notwendiger Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen. Sie sind damit sowohl für Strom- als auch für Gasnetzbetreiber relevant. Die Kategorie 2.4 »Gekaufter Dampf« ist in der Regel für Verteilnetzbetreiber nicht relevant.

Emissionen Dritter: Scope 3

Bild 4 und **Bild 5** zeigen die Emissionen, die nach GHGP als »alle anderen indirekten Emissionen« beschrieben werden und Emissionen aus vor- und nachgelagerten Aktivitäten enthalten. Für eine sprachlich bessere Abgrenzung zu den indirekten Emissionen nach Scope 2 werden die Scope-3-Emissionen im weiteren Verlauf als Emissionen Dritter bezeichnet.

Der THG-Fußabdruck eines Verteilnetzbetreibers

Bild 6 zeigt die typischen Verhältnisse der unterschiedlichen Emissionsquellen eines Verteilnetzbetreibers auf, der sowohl ein Strom- als auch ein Gasnetz betreibt. Der wesentliche Anteil des CO₂-Fußabdrucks resultiert aus den indirekten Emissionen der Stromnetzverluste. Der verbleibende Rest wird durch Gasnetzverluste und SF₆-Ausgasungen dominiert. Der Stromverbrauch für Gebäude, der Fuhrpark sowie die Heizenergie schließen den Kreis.

Besonderheiten bei der Bilanzierung der direkten und indirekten Emissionen (Scope 1 und 2)

Da noch keine einheitliche, anerkannte und vorgeschriebene Methode zur Erhebung von Methanemissionen im Gasnetz besteht, können Ungenauigkeiten bei der Emissionsbestimmung entstehen. Für Abhilfe kann hier eine

Quelle: [1], in Anlehnung an [5]

























Bezeichnung der Emissionskategorie		Relevanz	
3.1 gekaufte Ware und Dienstleistungen			
3.2 Produktionsmittel und Anlagegüter			
3.3 Kraftstoff- und energiebezogene Emissionen			
3.4 vorgelagerter Transport und Vertrieb			
3.5 Abfallaufkommen im Betrieb			
3.6 Geschäftsreisen			
3.7 Berufsverkehr der Beschäftigten			
3.8 Leasinggegenstände der vorgelagerten Wertschöpfungskette			

Bild 4. Scope 3: vorgelagerte THG-Emissionen

Quelle: [1], in Anlehnung an [5]






















Bezeichnung der Emissionskategorie		Relevanz	
3.9 nachgelagerter Transport und Vertrieb			
3.10 Weiterverarbeitung verkaufter Zwischenprodukte			
3.11 Gebrauch verkaufter Produkte			
3.12 Entsorgung verkaufter Produkte			
3.13 Leasinggegenstände der nachgelagerten Wertschöpfungskette			
3.14 Franchise-Betrieb			
3.15 Investitionen			

Bild 5. Scope 3: nachgelagerte THG-Emissionen

Erhebungsmethode sorgen, die von der Oil and Gas Methan Partnership (OGMP) entwickelt wurde. Die Methode umfasst einen einheitlichen Rahmen für die Messung von Methanemissionen im Öl- und

Gassektor sowie für das anschließende Emissionsreporting. Es wird erwartet, dass das Verfahren in einem EU-Gesetzgebungsprozess branchenweit etabliert wird [6].

Bei der Betrachtung von Scope 2 wird deutlich, dass die größte Emissionsquelle von Stromverteilnetzbetreibern die Netzverluste sind (2.1) – im Grundsatz natürlich abhängig davon, mit welcher Technologie der eingesetzte Strom ursprünglich erzeugt wurde. Hier liegt eine wesentliche Schwierigkeit bei der Bestimmung der in der THG-Bilanz auszuweisenden Emissionsmenge.

Es wird empfohlen, bei Strommengen unbekannter Herkunft zum Beispiel den vom Umweltbundesamt jährlich veröffentlichten CO₂-Faktor für den Strommix in Deutschland zu verwenden, um eine möglichst vergleichbare Berichterstattung zu gewährleisten [1].

Bild 6 macht deutlich, dass eine Nachhaltigkeitsstrategie von Verteilnetzbetreibern besonders das Thema Verlustenergie betrifft. Die derzeitigen Handlungsoptionen für Verteilnetzbetreiber sind an dieser Stelle allerdings begrenzt [7].

Die Beschaffung von Grünstrom ist in Europa gemäß Artikel 19 Erneuerbare-Energien-Richtlinie ausschließlich über Herkunftsnachweise (Guarantee of Origin, GoO) möglich. In Deutschland ist eine Entwertung von Herkunftsnachweisen für Verlustenergie allerdings nicht möglich, da diese nicht als Letztverbrauch gesehen wird und gemäß § 79 Abs. 5 EEG die Anwendung von Herkunftsnachweise ausschließlich für Letztverbrauch vorgesehen ist. Damit entfallen für Netzbetreiber die Optionen Grünstrombeschaffung sowie Grünstrom-PPA. Eine regenerative Eigenerzeugung von Verlustenergie wiederum ist aufgrund des strikten Unbundling von Netzbetrieb und Stromerzeugung nicht möglich.

Des Weiteren könnte eine Ausschreibung von grüner oder CO₂-freier Verlustenergie diskriminierend gegenüber anderen Stromqualitäten wirken und gleichzeitig zu Mehrkosten gegenüber Graustrom führen. Aus behördlicher Sicht führen damit die Vorschriften des § 22 Abs. 1 Satz 2 Energiewirtschaftsgesetz in Verbindung mit § 10 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung dazu, dass Netzbetreiber im Rahmen der vorgeschriebenen Beschaffungswege für die Verlustenergie keinerlei Grünstrom- oder Klimaneutralitätskriterien ansetzen dürfen.

Diese besondere Situation gilt es durch den Gesetzgeber und die Behörden aufzulösen, damit Netzbetreiber nicht bei der Erreichung ihrer Klimaziele behindert werden.

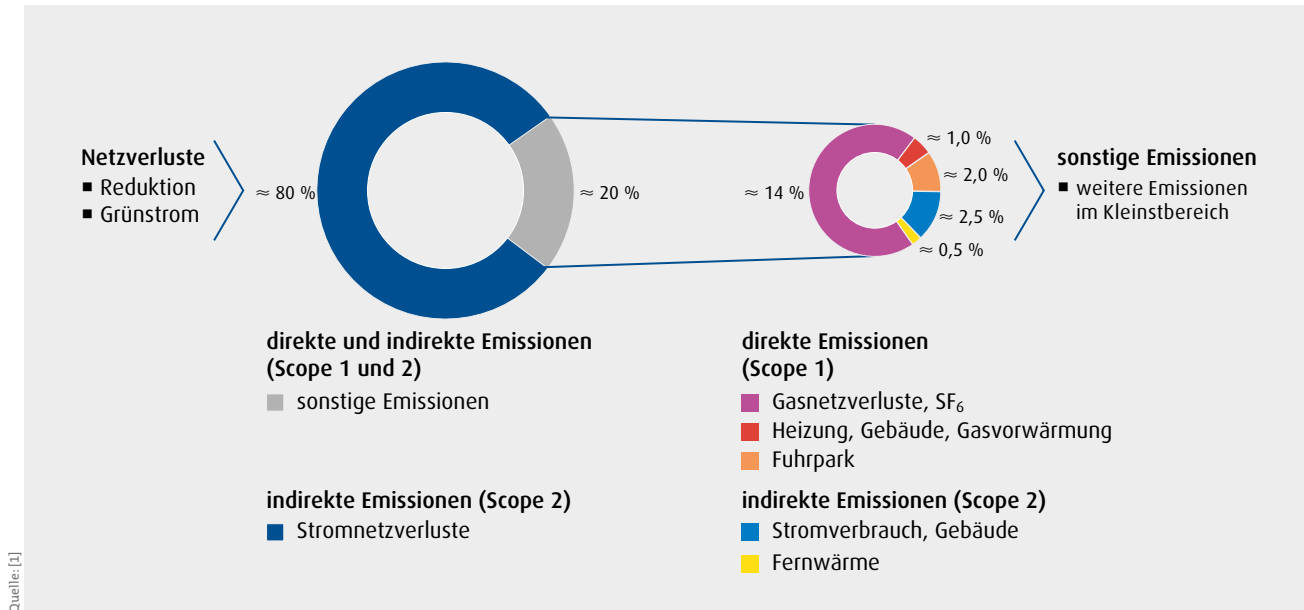


Bild 6. Typische THG-Emissionen eines Verteilnetzbetreibers

Ausblick: Bilanzierung der Emissionen Dritter (Scope 3)

Für Emissionen aus vor- und nachgelagerten Tätigkeiten ist die Bilanzierung in der eigenen THG-Bilanz nach GHGP optional, da die Erstellung einer vollständigen Bilanz eine äußerst komplexe und aufwendige Analyse darstellt [3].

Dennoch empfiehlt es sich auch für Verteilnetzbetreiber, zumindest wesentliche Zusammenhänge aus vor- oder nachgelagerten Prozessen zu überlegen und zu strukturieren, zum Beispiel nach- und vorgelagerte Transporte von Dritten.

Es ist wichtig, zumindest qualitativ die Scope-3-Emissionsquellen zu erfassen. Als Orientierungshilfe sind in **Bild 4** und **Bild 5** die wichtigsten Quellen für Verteilnetzbetreiber beschrieben.

Emissionsbilanzen nutzen

Die Erstellung einer THG-Bilanz ist kein Selbstzweck. Sie dient dem Ziel einer systematischen und stringenten Unternehmensentwicklung hin zu mehr Nachhaltigkeit und Klimaneutralität – und zielt infolgedessen auf ein besseres Umweltverhalten und eine verbesserte Finanzierungslage des Unternehmens ab. Zuerst geht es darum, über eine Validierung und Verifizierung eine sehr gute Datenqualität für die Veröffentlichung zu erreichen. In einem nächsten Schritt sollte eine Strategie zur weiteren Reduzierung von Emissionen verfolgt werden.

Die Erstellung der THG-Bilanz erfolgt nach dem Bilanzierungsstandard GHGP Corporate Standard und erfüllt die Anforderungen der ISO 14064-1. Eine Verifizierung der THG-Berichterstattung kann auf Basis des ISO-Standards ISO 14064-3 vorgenommen werden.

Festlegung von Zielen und Unterstützung von Klimazielen

Um die festgelegten Reduktionsziele zu erreichen, stehen einem Verteilnetzbetreiber mehrere Handlungsdimensionen zu Verfügung.

Strategie der Wirkungseffizienz

In einer ersten Ableitung sollen Maßnahmen umgesetzt werden, die im vorgegebenen Kostenrahmen das größtmögliche Reduktionspotenzial erschließen. In einer zweiten Ableitung erfolgt die Umsetzung der Maßnahmen, deren Kosten unterhalb des zu erwartenden Preises für Kompensationszahlungen über EU-ETS- oder VER-Zertifikate liegen (**Bild 7**).

Strategie der Verhaltensveränderung

Einige Treibhausgasemissionen hängen vom persönlichen Verhalten der Mitarbeiter ab. Diese Emissionen werden zwar dem Netzbetreiber zugerechnet, die Entscheidung, ob diese Emissionen stattfinden oder nicht, hat das Unternehmen aber nicht direkt in der Hand. Grundsätzlich bleiben ihm drei Möglichkeiten:

- Sanktionen bei Verhaltensweisen, die für das Unternehmen schädlich sind
- Anreize, die die Beschäftigten zum gewünschten Verhalten motivieren
- Aufklärung und Vorbildfunktion, um für das gewünschte Verhalten zu werben.

Strategie der Kompensation, sofern Reduktion nicht möglich ist

Sofern der Netzbetreiber nicht die Möglichkeit hat, THG-Emissionen zu vermeiden, kann er diese Emissionen kompensieren. Hierfür stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung: der Erwerb von EU-ETS-Zertifikaten oder von VER-Zertifikaten.

Fazit

Die Bilanzierung und Reduzierung des THG-Fußabdrucks wird für Verteilnetzbetreiber in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen. Besonders in Hinblick auf Anteilseigner, kommunale Konzessionen und EU-Taxonomie werden Nachhaltigkeitsanforderungen zunehmen. Mit dem GHGP kann auf ein anerkanntes Regelwerk zur Erfassung und Bilanzierung von THG-Emissionen zurückgegriffen werden, das die Erfassung von Scope-1- und Scope-2-Emissionsquellen (Pflicht) sowie Scope-3-Emissionen (optional) auch für Netzbetriebe möglich macht.

Das Whitepaper der Netzbetreiberinitiative [1] gibt Verteilnetzbetreibern eine



Bild 7. Kosten-/Reduktionspotenzial-Matrix von Maßnahmen

Orientierung auf dem Weg zur regelbasierten Klimaneutralität. Dort werden auch die rechtlichen und regulatorischen Hürden aufgezeigt, die einen Netzbetreibern auf diesem Weg behindern. Hier sollten der jeweilige Gesetzgeber beziehungsweise die zuständigen Behörden tätig werden.

Literatur

- [1] Klimaneutralität in Verteilnetzen. Whitepaper. KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Netze BW GmbH, Berlin, Dezember 2021.
- [2] Innovation Center for U.S. Dairy: Scope 1 & 2 GHG Inventory Guidance. Use to prepare a GHG inventory and quantify emissions. Rosemont, Illinois, November 2019.
- [3] World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development (Ed.): The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised Edition, March 2004.
- [4] KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft: Towards net zero. Greenhouse Gas Protocol – Bedeutung für Verteilnetzbetreiber. Köln, Juni 2021.

- [5] Energieagentur NRW GmbH: Emissions-Kategorien (Scopes) nach dem Greenhouse Gas Protocol. Düsseldorf, 2020. www.ccf.nrw.de/navi/downloads/emissionsquellen/Emissions_Kategorien_Scopes.pdf
- [6] Europäische Kommission: International Methane Emissions Observatory launched to boost action on powerful climate-warming gas. Pressemitteilung vom 31. Oktober 2021.
- [7] HIC Hamburg Institut Consulting GmbH: Entwertung von Herkunftsnachweisen für die Verlustenergie von Netzbetreibern: Auswirkungen auf den Herkunftsnachweismarkt. Gutachten im Auftrag der Schleswig-Holstein Netz AG und Tennet TSO GmbH, Hamburg, 13. Oktober 2021.
- [8] International Organization for Standardization: ISO 14064-3:2019. Greenhouse gases – Part 3: Specification with guidance for the verification and validation of greenhouse gas statements. Chapter 4.5, Genf 2019.
- [9] WWF Deutschland und Carbon Disclosure Project (CDP) (Hg.): Klimareporting. Vom Emissionsbericht zur Klimastrategie – Grundlagen für ein einheitliches Emissions- und Klimastrategieberichtswesen. Berlin, Februar 2014.



Eric Ahlers,
Senior Manager Netze und
Regulierung,
Netze BW GmbH,
Berlin



Kai Sander,
Leiter Netzwirtschaft Strom,
Netze BW GmbH,
Stuttgart



Daniel Breloer,
Senior Manager Energy
Markets & Regulation,
KPMG AG Wirtschaftsprüfungs-
gesellschaft, Köln

>> e.ahlers@netze-bw.de

>> www.netze-bw.de