

▶ Hingeschaut

Solarenergie – naturverträglicher Klimaschutz für Städte und Gemeinden

Potential für Freiflächenanlagen außerhalb des EEG auch in Deutschland vorhanden

Wasserstoff für Baden-Württemberg

Eine Initiative der terranets bw

▶ Nachgefragt

Stromnetzbetreiber können zügigen Mobilfunkausbau unterstützen
Netze BW verfolgt Geschäftsmodell auch mit Partnern

Nachhaltige Wärmeerzeugung für Nahwärmenetze

Kalte Nahwärme und industrielle Abwärme

▶ Nachgelesen

Wie messe und schätze ich Strommengen richtig?

Anforderungen an das Messen und Schätzen von Strommengen

So wird das Stromnetz fit für die Zukunft der Elektromobilität

Elektromobilität nimmt Fahrt auf

▶ Wer kommt, wer geht?

Personalien

▶ Vorgemerkt

Termine Energie-Team



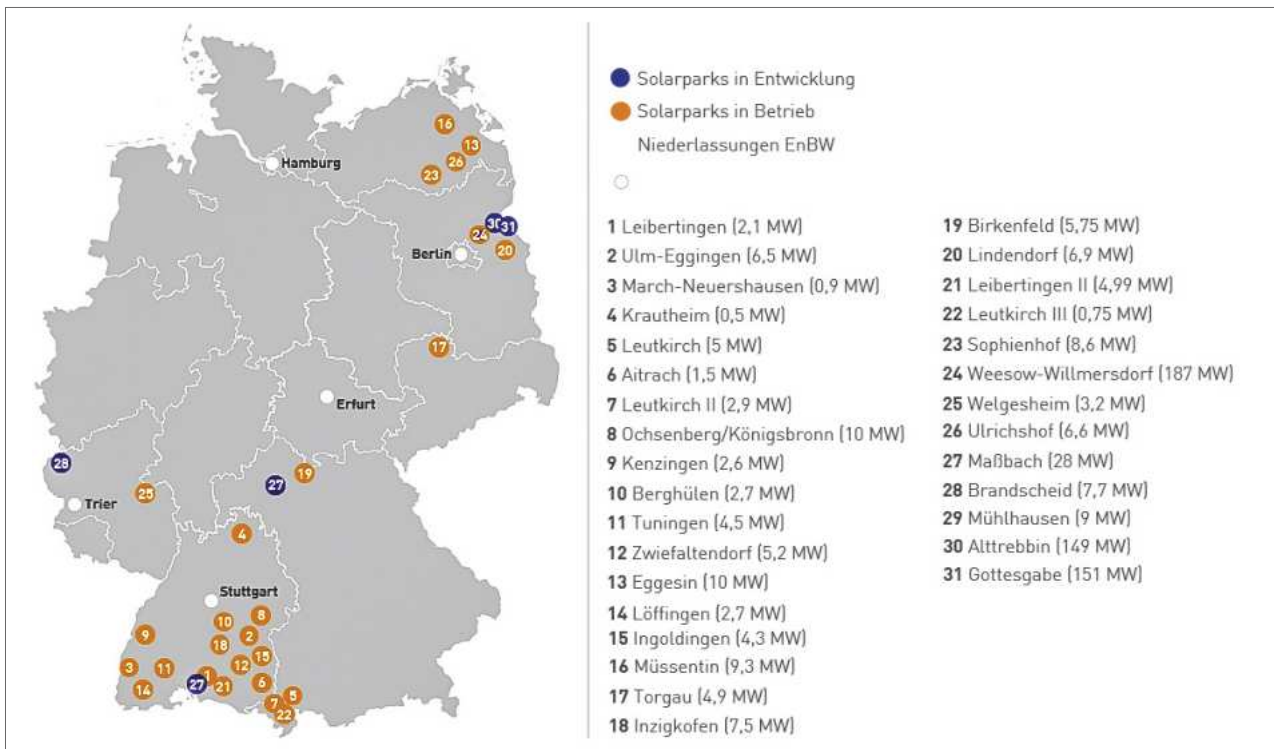
Solarenergie – naturverträglicher Klimaschutz für Städte und Gemeinden

Potential für Freiflächenanlagen außerhalb des EEG auch in Deutschland vorhanden

Die Ziele sind bekannt: Bis 2030 sollen 65 Prozent des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bestehen und bis 2050 soll der Stromverbrauch klimaneutral erzeugt werden. Einen wesentlichen Beitrag dazu kann die Photovoltaik leisten, wofür deutschlandweit ein jährlicher Zubau von ca. 10 Gigawatt erforderlich ist. In 2020 lag der PV-Zubau bei 4,9 Gigawatt und jedes Jahr, in dem die Zubauziele nicht erreicht werden, erhöht sich der Druck auf die verbleibenden Jahre. Ende 2020 gab es in Deutschland 53 GW installierte Leistung Photovoltaik, die nach einer Hochrechnung des BDEW mit 50 Terawattstunden rund 9,3 Prozent des deutschen Brutto-Strombedarfs deckten.

Der positive Trend der Solarenergie in den letzten drei Jahren zeichnet sich deutlich ab. Dazu tragen auch förderfreie Großprojekte wie der EnBW Solarpark Weesow-Willmersdorf in Brandenburg bei. Mit 187 Megawatt Nennleistung ist er derzeit der größte Solarpark in Deutschland. Mit den rund 180 Millionen Kilowattstunden können jährlich etwa 129.000 Tonnen CO₂ vermieden werden. Tim Morath, seit 2013 in der Projektentwicklung PV bei EnBW tätig, hat die Entwicklung des Solarparks als Projektleiter begleitet. Photovoltaik ist neben der Wasserkraft die zweite marktfähige erneuerbare Technologie. Die stark gesunkenen Stromgestehungskosten haben diese Entwicklung ermöglicht. Und jetzt stehen bereits zwei weitere Großprojekte mit jeweils 150 Megawatt Peak zum Bau an – ebenfalls ohne Förderung.

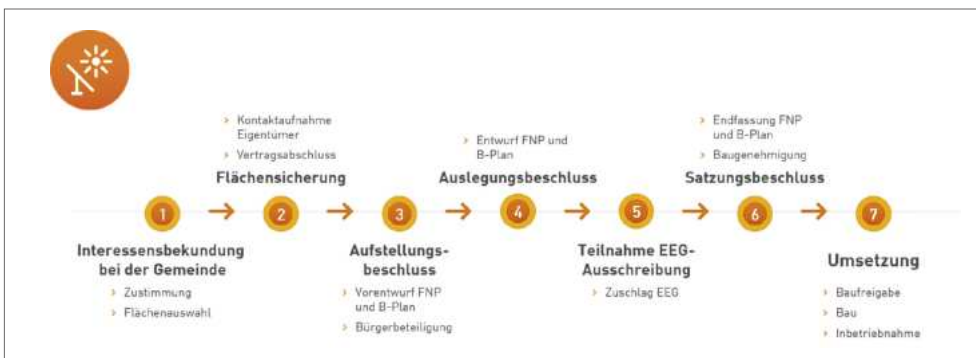
Freiflächen-Solaranlagen des PV-Teams der EnBW in Deutschland aufgeteilt nach in Bau und Entwicklung sowie in Betrieb



Wobei Solarprojekte im Rahmen des EEG ein fester Bestandteil im Portfolio der EnBW bleiben. Im süddeutschen Raum sind Freiflächen-Solaranlagen die Erneuerbare-Energien-Anlagen mit den niedrigsten Stromgestehungskosten. Sie kommen mittlerweile mit EEG-Vergütungen von rund fünf Cent pro Kilowattstunde aus. Aktuell baut die EnBW im bayrischen Maßbach einen Solarpark von insgesamt 28 Megawatt Peak, wovon 9,7 Megawatt durch das EEG gefördert werden. Die EnBW verfügt derzeit über eine konkrete Projektpipeline von über 2 Gigawatt für Photovoltaik-Projekte mit und ohne Förderung.

Zwei Jahre von der Planung bis zur Realisierung

Von der Planung einer Freiflächen-Solaranlage bis zur Realisierung gehen selbst bei optimalem Verlauf Jahre ins Land. Ein wichtiger Erfolgsfaktor ist Transparenz und die frühzeitige Einbindung von Anwohnern wie auch von Trägern öffentlicher Belange. Insbesondere Beteiligungsmodelle für Bürger und Kommunen wirken sich dabei positiv auf die Akzeptanz aus und können einen reibungslosen Prozess fördern. Die EnBW hat gute Erfahrungen mit Beteiligungsmodellen gemacht und stimmt diese immer mit der Standortkommune ab. Dies kann zum Beispiel eine relativ kleinteilige Beteiligung in Form eines Nachrangdarlehens mit fester Laufzeit und Verzinsung für Bürger sein – mehr dazu unter www.buergerbeteiligung.enbw.com – oder eine direkte Unternehmensbeteiligung durch Kommunen oder Stadtwerke bis zu 49,9 Prozent oder auch eine indirekte Beteiligung über einer Bürgerenergiegenossenschaft.



Schritt für Schritt in die Energiezukunft: So entsteht ein Solarpark

Mit Kooperationspartnern gemeinsam ans Ziel

Von der Akquise von Flächen, Planung und Projektierung, Bauausführung, Bürgerbeteiligung bis zum Betrieb und der Vermarktung ist das gesamte Knowhow innerhalb der EnBW vorhanden. So ist das Unternehmen im Bereich von Freiflächen-Solaranlagen entlang der gesamten Wertschöpfungskette aktiv. Dennoch nutzt auch EnBW die Möglichkeit, mit Kooperationspartnern wie z.B. PV-Projektierern,



Stadtwerken, Kommunen oder Bürgergenossenschaften gemeinsam Projekte zu realisieren. Wobei die Partner die Art der Zusammenarbeit individuell bestimmen. So auch in Kilsheim: Hier läuft derzeit das Bauleitverfahren für ein Gemeinschaftsprojekt von EnBW und Thüga mit dem Stadtwerk Tauberfranken.

Freiflächen-Solaranlagen fördern Klima, Natur- und Artenschutz

Freiflächen-Solaranlagen bieten klare Vorteile für das Klima sowie den Natur- und Artenschutz. Eine Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (bne, siehe www.bne-online.de/de/news/detail/studie-photovoltaik-biodiversitaet/) bewertet die Freiflächen-Solaranlagen grundsätzlich positiv, da sie neben umweltfreundlicher Stromerzeugung, gleichzeitig mit einer extensiven Begrünung, Lebensraum für viele Pflanzen- und Tierarten bieten und die Biodiversität fördern. Die fehlende Düngung und eine schonende landwirtschaftliche Pflege durch Schafsbeweidung tragen ebenfalls dazu bei. Seltene Vögel wie zum Beispiel der Steinschmätzer, der Wiedehopf und die Heide- und Haubenlerche konnte der bne in bestehenden Solarparks schon nachweisen.



Regionales Saatgut für die extensive Begrünung der Anlage

Das neue EEG 2021 bietet Chancen für Kommunen, die Energiewende voranzubringen und interessante Investitionsmöglichkeiten für sich oder die Bürger zu eröffnen. Eine erweiterte Flächenkulisse auf 200 Meter entlang von Infrastrukturtassen und die Erhöhung der maximalen Anlagegröße für Gebote in Auktionen auf 20 Megawatt bieten mehr Potenzial für den Ausbau der Photovoltaik. EnBW unterstützt die Kommunen dabei und prüft gerne die Gemeindeflächen hinsichtlich der Eignung. Anruf genügt.

Tim Morath
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0711 289-48713
t.morath@enbw.com



Wasserstoff für Baden-Württemberg

Eine Initiative der terranets bw



Nach wie vor steht die sichere Erdgas-Versorgung Baden-Württembergs im absoluten Fokus der terranets bw. Gleichsam machen nicht nur die aktuellen Klimaschutzgesetzgebungen sowie die nationalen und europäischen Ansätze in Sachen Wasserstoff und grüne Gase mehr als deutlich: Die Transformation des gesamten Energiesektors steht nicht nur unmittelbar bevor – sie ist bereits im vollen Gange.

Basierend auf volkswirtschaftlichen Erwägungen und aus Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz ist die terranets bw der festen Überzeugung, dass sich ein Dreiklang aus Ökologie, Ökonomie und Versorgungssicherheit langfristig nur durch einen gleichwertigen und klugen Mix aus Elektronen und Molekülen erreichen lassen wird. Dem Energieträger Wasserstoff wird dabei künftig eine herausragende Bedeutung zukommen: Zur Komplettierung der Energiewende, als Ermöglicher der Sektorkopplung und zur Dekarbonisierung praktisch aller Sektoren – auch und insbesondere des Wärmemarktes.

Damit dies gelingen kann, braucht es einen schnellen und breiten Markthochlauf. Es braucht den passenden regulatorischen Rahmen. Es braucht Angebot und Nachfrage. Und es braucht den diskriminierungsfreien Zugang zu einer versorgungssichernden Infrastruktur. Natürlich: Die Aufgaben sind gewaltig. Aber was sind die Alternativen mit Perspektive? Mit festem Willen und der Mission zur Mitgestaltung des Energiesektors der Zukunft hat sich die terranets bw daher in vielfacher Weise auf den Weg gemacht.

Visionäres Wasserstoffnetz der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber

Gemeinsam mit den anderen deutschen Gas-Fernleitungsnetzbetreibern arbeitet die terranets bw an einer künftigen H₂-Infrastruktur quer durch Deutschland. Im Kern geht es dabei um eine möglichst flächendeckende Versorgung durch eine Umstellung der bestehenden Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff. Technisch möglich lässt sich so Neubau auf ein Minimum reduzieren, was letztlich auch auf der Kostenseite positive Wirkung entfalten wird.

Dabei geht es nicht nur um einen entsprechenden Aufbau in Deutschland, sondern auch um ein vernetztes Vorgehen im europäischen Kontext. Gemeinsam mit europäischen Partnern gibt es so bereits Pläne für eine europäische Wasserstoff-Infrastruktur. So lassen sich künftig Quellen im Norden oder Süden Europas (und darüber hinaus) mit den mitteleuropäischen Senken verbinden.

Terranets bw freut sich über einen Austausch zur Initiative sowie zum Thema Wasserstoff und der noch bis zum 16. April laufenden Wasserstoff-Abfrage der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber:

wasserstoff@terranets-bw.de



Herausforderungen in Baden-Württemberg

Aufgrund der historisch gewachsenen Strukturen stehen wir gemeinsam dabei in Baden-Württemberg vor besonderen Herausforderungen: So treffen in unserem Netzgebiet bereits stark ausgelastete Infrastrukturen auf einen weiter stetig wachsenden Erdgasbedarf.

Vor diesem Hintergrund hat die terranets bw in ihrem Versorgungsgebiet entsprechende Cluster für eine mögliche Umstellung auf Wasserstoff gebildet. In einem ersten Schritt geht es dabei darum, bis 2035/40 in ersten Regionen die Opportunitäten für die Verfügbarkeit von Wasserstoff zu schaffen.

Substitution zwingend erforderlich

Selbstverständlich wird die terranets dabei auch weiterhin eine sichere und flächendeckende Erdgas-Versorgung aufrechterhalten. Trotz großer Ausbauvorhaben in den kommenden Jahren wird ein paralleles Wasserstoff-Angebot dabei aufgrund der sich abzeichnenden Kapazitätssituation nur durch Substitution möglich werden.

Marktabfrage von herausragender Bedeutung

Sowohl aufgrund der Komplexität einer solchen Umstellung als auch mit Blick auf die benötigten Vorlaufzeiten ist es daher von herausragender Bedeutung, möglichst frühzeitig ein klares Bild über zu erwartende künftige Bedarfe als auch Quellen zu bekommen.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas (NEP) 2022 bis 2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber daher die Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf (WEB) gestartet. Das für eine Meldung erforderliche Formular sowie weitere Informationen sind abrufbar unter

www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022.

Teilnehmen können dabei eine Vielzahl von Akteuren: VNBs und Stadtwerke, Industrie und Kraftwerke, Unternehmen und viele mehr.

Entscheidend kommt es dabei auf eine möglichst breite Beteiligung mit entsprechenden Meldungen an. Ohne eine solche wird sich eine leitungsgebundene Wasserstoffverfügbarkeit Baden-Württembergs bis 2035/40 nicht darstellen lassen. Der Südwesten würde – im Gegensatz zu einer Vielzahl anderer Regionen in Deutschland – im wahrsten Sinne des Wortes den Anschluss verlieren.



Agenda

Einführung: Dr. Felix Rolli, tnbw
Gemeinsam die Zukunft im Blick

Keynote: Dr. Stefan Kaufmann, MdB
Innovationsbeauftragter „Grüner Wasserstoff“
der Bundesregierung

Impuls: Christoph Luschnat, tnbw
Unser Planungsstand
Wo stehen wir in Baden-Württemberg?

Impuls: Christoph Diehn, tnbw
Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf
Wie melde ich meinen Bedarf?



terrane**ts** bw

HQ für BW / 24. Feb. 2021 / Seite 3

Um darauf hinzuweisen sowie den aktuellen Planungsstand vorzustellen, konnte die terranets bw erst kürzlich 90 Teilnehmer zu einem digitalen Workshop begrüßen.

Der Tenor an dieser Stelle war klar: Die vor uns allen liegenden Herausforderungen der Transformation sind gewaltig und lassen sich nur auf eine Art und Weise bewältigen: GEMEINSAM.

Terranets bw ergreift Initiative: Wasserstoff für Baden-Württemberg

In diesem Geiste hat die terranets bw im Rahmen des Workshops auch erstmalig ihre Initiative Wasserstoff für Baden-Württemberg vorgestellt:



**Wasserstoff für
Baden-Württemberg**
Eine Initiative der terranets bw

Im Kern geht es dabei darum, die Aktivitäten und den aktuellen Planungsstand der terranets bw in Sachen Wasserstoff möglichst vielen Akteuren transparent darzustellen. Um die sektorübergreifende Verwendung von Wasserstoff mittelfristig zu einer real verfügbaren Option in Baden-Württemberg zu machen, braucht es keine Einzelkämpfer, sondern ein breites Netzwerk mit vielen Akteuren, die gemeinsam und mit ganzer Kraft daran arbeiten, Wasserstoff für Baden-Württemberg verfügbar zu machen.

Christoph Luschnat
terrane**ts** bw
0711 7812-1201
c.luschnat@terrane**ts**-bw.de



Stromnetzbetreiber können zügigen Mobilfunkausbau unterstützen

Netze BW verfolgt Geschäftsmodell auch mit Partnern



Von zwei Mobilfunk-
providern mitgenutzter
Strommast bei
Osterburken

In der Steuerungskreissitzung im Februar berichtete Christopher Bertsch über die vielfältigen Aktivitäten der Netze BW beim Ausbau der Breitbandinfrastruktur in Baden-Württemberg. Das Unternehmen hat für diesen boomenden Markt Ressourcen und Kompetenzen aufgebaut. Ergänzend beschrieb er die Aktivitäten, Mobilfunkprovidern Glasfaseranbindungen und Funkstandorte anzubieten, auch in Zusammenarbeit mit Stadtwerken und anderen Regionalversorgern.

Getrieben durch die Digitalisierung von Gesellschaft und Wirtschaft wird die Nachfrage auch nach mobilem Datenverkehr in den nächsten Jahren in Deutschland rasant steigen. Die Mobilfunkanbieter im deutschen Markt stehen vor der Aufgabe, viel Geld in den Ausbau ihrer Mobilfunknetze zu investieren; allein für den Ausbau der passiven Infrastruktur (Mobilfunkstandorte) fallen in den nächsten Jahrzehnten Investitionen in Höhe von mehreren Milliarden Euro an. Gleichzeitig drängt auch die Bundesregierung mit einem gezielten Förderprogramm und Ausbaupflichtungen auf einen raschen Ausbau.

Als nachhaltiger Infrastrukturanbieter kann EnBW über ihre umfangreichen Liegenschaften und Fähigkeiten einen zügigen Mobilfunkausbau entscheidend unterstützen. Die Ausweitung und Bündelung der EnBW-Geschäftsaktivitäten rund um Funkstandorte sind zentral bei Netze BW angesiedelt. Diese Geschäftstätigkeiten umfassen die Planung, Anbindung, Errichtung und Betreuung von Funkstandorten primär auf oder an Liegenschaften der EnBW wie zum Beispiel eigengenutzten Funktürmen, Kraftwerksstandorten, Umspannwerken, Gebäuden oder Strommasten. Nicht im Fokus steht die aktive Mobilfunkinfrastruktur, also zum Beispiel sendende und empfangende Antennen, die die Domäne der Mobilfunkprovider ist. In Abstimmung mit Kommunen, Landkreisen und dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur bereiten wir das für 2021 geplante Mobilfunkförderprogramm vor. Dadurch leisten wir einen wichtigen Beitrag für eine moderne Infrastruktur und gegen Funklöcher.

Netze BW baut, vermietet und betreibt zahlreiche Funkmasten und schafft damit die Basis für ein modernes Mobilfunknetz. Alle deutschen Mobilfunknetzbetreiber sowie zahlreiche weitere Kunden nutzen bereits heute unsere Standorte. Als neutraler Anbieter stellen wir unsere Funkstandorte allen Kunden gleichberechtigt zur Verfügung.

Gemeinsam mit Landkreisen und Kommunen

In puncto Mobilfunkausbau ist Baden-Württemberg, international betrachtet, noch immer weit abgeschlagen. Mit zwei innovativen Ansätzen unterstützt Netze BW Landkreise und Kommunen dabei, das zu ändern. So bieten wir zum einen die Möglichkeit, Assets und Liegenschaften des EnBW-Konzerns mit zu nutzen. Zum anderen können Landkreise von unserem Konzept der „Integrierten Kommunalen Mobilfunkplanung“ profitieren.



Ansatz 1: Die Mitnutzung von Assets und Liegenschaften des EnBW-Konzerns

Die Netze BW verfügt in Baden-Württemberg über zahlreiche Assets. Diese können beim Mobilfunkausbau als passive Infrastruktur genutzt werden, um so den Neubau von Mobilfunkmasten an vielen Orten überflüssig zu machen. Netze BW ermöglicht diese Mitnutzungsanfragen wann immer technisch umsetzbar.

Ansatz 2: Die „Integrierte Kommunale Mobilfunkplanung“

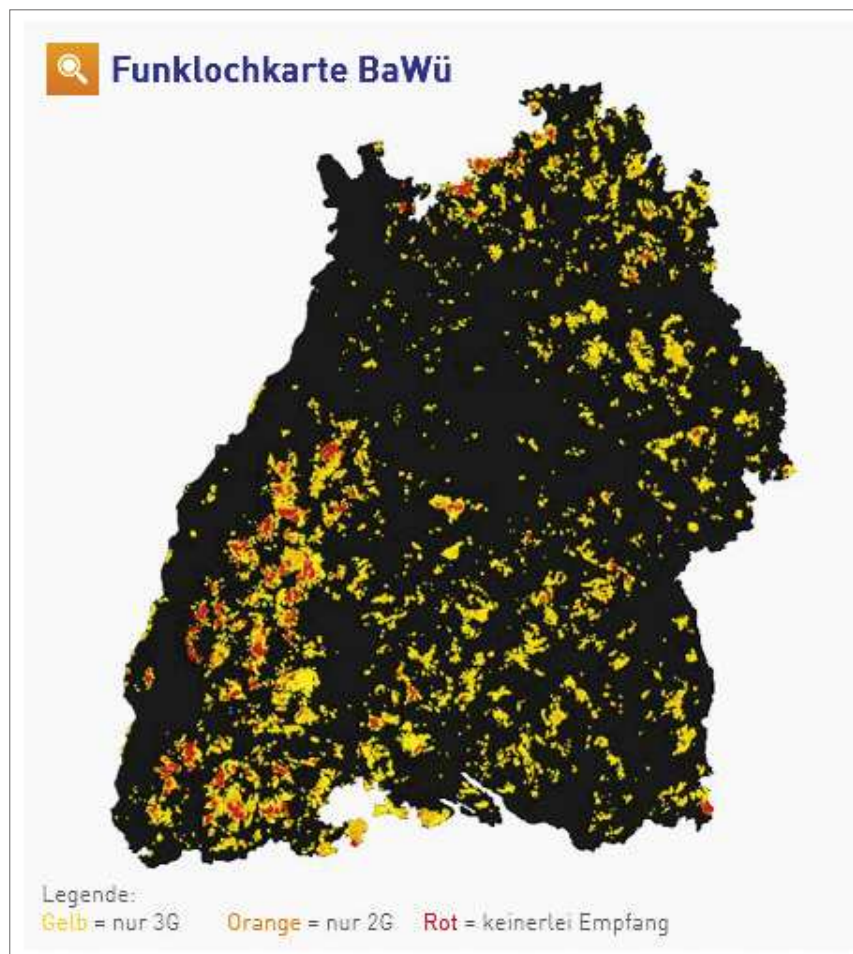
Während wir im ersten Ansatz auf Anfragen von Mobilfunk Providern reagieren, ergreifen wir in Ansatz 2 selbst die Initiative. Am besten ist dies in einem Zusammenschluss von mehreren Kommunen oder auf Kreisebene möglich.

Kooperation beschließen – Bedingungen fixieren

Im ersten Schritt der Integrierten Kommunalen Mobilfunkplanung erstellt der Landkreis gemeinsam mit der Netze BW einen Letter of Intent. Dieser regelt die Abhängigkeiten und die gegenseitige Nutzung der notwendigen Daten. Gleichzeitig signalisiert er, dass die politischen Entscheidungsträger vor Ort den Mobilfunkausbau in der Region unterstützen.

Bedarf konkretisieren – Orte bestimmen

Unsere Experten identifizieren Funklöcher, die künftig versorgt werden sollen, während die Kommunen und der Landkreis Flächen definieren, auf denen Antennen explizit befürwortet werden. Gleichzeitig werden Orte bestimmt, die nicht in Frage kommen, zum Beispiel im Umkreis von Schulen und Kindergärten oder Aussichtspunkten.





Funkmast der Netze BW
auf dem Gelände des Um-
spannwerks Eichstetten

Außerdem stellen die Kommunen und der Landkreis eine Übersicht geeigneter kommunaler und öffentlicher Liegenschaften zur Verfügung. Die Netze BW ergänzt die Liste mit eigenen Liegenschaften und prüft Glasfaseranbindungen.

Mobilfunkprovider ins Boot holen – Projekte realisieren

Das gemeinsam erarbeitete Grobkonzept stimmt die Netze BW mit den Mobilfunk-
providern ab und bündelt deren Interessen an bestimmten Standorten. Darüber
hinaus wird die eigenwirtschaftliche Realisierbarkeit geprüft und festgestellt, ob
die geplanten Projekte durch Bundesförderung unterstützt werden. Bei positivem
Ergebnis wird der Bau der passiven Mobilfunkinfrastruktur und die Anbindung an
das bestehende Glasfaser- und Stromnetz umgesetzt.

Für Stadtwerke und Netzgesellschaften

Das Zusammenwachsen der Energie- und Telekommunikationsinfrastrukturen
wirft in der operativen Praxis viele Fragen auf. Zudem greifen beim Management
der Mitnutzungsbeziehungen teils komplexe gesetzliche (insb. § 77 Telekommu-
nikationsgesetz) und regulatorische (z.B. § 3 Energiewirtschaftsgesetz) Regelungen.
Eine aktive Gestaltung der Mitnutzung von Seiten der Energiewirtschaft schont
das Landschaftsbild und erhöht die Akzeptanz für den Mobilfunkausbau in der
Bevölkerung.

Die Experten der Netze BW unterstützen gerne Stadtwerke und Netzgesellschaften
bei der Gestaltung ihrer TK-Mitnutzungspflichten, zum Beispiel durch Vertrags-
management einschließlich Preisverhandlungen, Analyse regulatorischer und
technischer Fragestellungen, Bearbeitung kommunaler Anfragen und die aktive
Vermarktung von Standorten.

Interessiert?
Gerne stehen Ihnen
Ansprechpartner der
Netze BW für eine
Kontaktaufnahme zur
Verfügung. Senden Sie
einfach eine Nachricht an:
funkanlagen@netze-bw.de

Dr. Pascal Kuhn
Netze BW
0171 9095 078
p.kuhn@netze-bw.de



Nachhaltige Wärmeherzeugung für Nahwärmenetze

Kalte Nahwärme und industrielle Abwärme



Pufferspeicher Schallstadt

Die Klimaschutzziele der Regierung sind ehrgeizig und mit der Energiewende alleine nicht zu erreichen. Eine grundlegende Umstellung der Energieversorgung ist zwingend notwendig, zusätzlich muss aber auch der Wärmesektor auf den Prüfstand. Im Rahmen eines umfassenden Strukturwandels der Wärmeversorgung gewinnen nachhaltig betriebene Nahwärmenetze dabei zunehmend an Bedeutung. Immer mehr Beachtung findet in diesem Zusammenhang die Nutzung der kalten Nahwärme sowie die Verwendung industrieller Abwärme für Heiz- und Kühlzwecke.

Der Wärmesektor schluckt rund die Hälfte des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs und verursacht damit etwa ein Drittel der energiebedingten CO₂-Emissionen. Mit 30 Prozent hat die Raumwärme einen großen Anteil daran. Private Haushalte rücken damit verstärkt in das Blickfeld der Energiepolitiker.

Das Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung des gesamten Gebäudebestands bis 2050 ist bereits ausgegeben. Die beschränkte Transportfähigkeit von Wärme macht dies dabei vor allem zu einem Thema auf lokaler Ebene, das insbesondere von den Städten und Kommunen eine konsequente strategische Planung und am Ende auch den stärkeren Auf- und Ausbau von Wärmenetzen erfordert.

Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg verpflichtet Kommunen mit mehr als 20.000 Einwohnern, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan zu erstellen. Dieser ist spätestens alle sieben Jahre nach der jeweiligen Erstellung unter Berücksichtigung der weiteren Entwicklungen fortzuschreiben. Die Novelle des Klimaschutzgesetzes mit der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung ist am 24. Oktober 2020 in Kraft getreten.

Die umsichtige und langfristige Planung der Wärmewende ist Herausforderung und Chance zugleich: Neue Konzepte sind gefragt! Energieversorger und Stadtwerke stehen in den Startlöchern. Viele Versorger setzen jetzt verstärkt auf klimaschonende Nahwärmenetze. Der Vorteil: Benachbarte Immobilien beziehen die Wärme aus gemeinsamen Energiequellen. Die Wärme muss also nicht mehr mit der eigenen Heizung produziert werden, sie wird über eine Wärmeübergabestation bezogen. Das spart Kosten, Platz und bietet Komfort hinsichtlich der gesetzlichen Erfüllungspflichten sowie der Wartung und Instandhaltung.

Bei konventionellen Nahwärmenetzen erzeugen in der Regel Blockheizkraftwerke und Holzfeuerungen die notwendige Wärme, vereinzelt kommen auch zentrale Solarthermie-Anlagen zum Einsatz. Diese wird den Verbrauchern über gedämmte Erdleitungen und Wärmetauscher zugeführt.



Kalte Nahwärme – ein Konzept mit Zukunft

In Deutschland noch recht neu sind sogenannte kalte Nahwärmenetze, die mit niedrigen Übertragungstemperaturen arbeiten und bei denen dezentrale Wärmepumpen den Temperaturhub auf Nutzungsniveau bringen. Ein Vorteil: Aufgrund der niedrigen Temperaturen im Verteilnetz müssen die Leitungen nicht gedämmt werden. Derzeit laufen unterschiedliche Projekte im ganzen Land und die Erfahrungen zeigen, dass hier in Zukunft noch deutlich mehr Projekte zu erwarten sind, wie die Energiedienst AG und die RBS wave GmbH bestätigen.



Stefan Schlachter im Murger Neubaugebiet „Auf Leim“

Im Murger Neubaugebiet „Auf Leim“ im Landkreis Waldshut hat die Energiedienst AG im letzten Jahr 45 Bauplätze für Einfamilienhäuser und sieben Bauplätze für mehrgeschossigen Wohnungsbau an eine 1.500 Meter lange Ringleitung mit Vor- und Rücklauf angeschlossen. Über 32 Sonden, die jeweils 160 Meter in die Tiefe reichen, wird die Erdwärme aus der Tiefe gefördert. Die durchschnittliche Temperatur beträgt acht Grad Celsius. Wärmepumpen erhöhen das Temperaturniveau auf 65 Grad Celsius für Warmwasser und rund 30 Grad Celsius für Heizwasser. Werden diese mit Ökostrom betrieben, entstehen beim Heizen keine Kohlendioxid-Emissionen.

Im Sommer kann das System zum Kühlen verwendet werden. Dann nehmen die Fußbodenheizungen die Wärme auf und geben sie über die Sole ins Erdreich zurück. „Mit Projekten wie in Murg wollen wir dieser modernen Form der Wärmeversorgung zum Durchbruch verhelfen“, sagt Projektleiter Stefan Schlachter. Das Land Baden-Württemberg fördert das innovative Projekt mit 110.000 Euro.

ORC-Anlieferung Energiezentrale Evonik

Neben der oberflächennahen Geothermie, die nicht nur über Erdwärmesonden, sondern bei entsprechenden Standortbedingungen auch direkt mit Hilfe von Grundwasserbrunnen nutzbar gemacht werden kann, werden immer häufiger auch Oberflächengewässer als Wärmequelle in Betracht gezogen. Für die Therme Meersburg zum Beispiel arbeitet RBS wave aktuell an einer Machbarkeitsstudie zur Nutzung von Bodenseewasser für die Wärme- und Kältebereitstellung unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.



„Am Standort Meersburg wird die erforderliche Entnahmetiefe von 40 Metern gemäß Bodensee-Richtlinie in rund 200 Meter Abstand zum Ufer erreicht. Aus dieser Tiefe kann ganzjährig Wasser mit Temperaturen um die fünf Grad Celsius entnommen werden“, erläutert Projektleiter Tim Kazenmaier von RBS wave. „Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden wir neben der Versorgung der Therme auch eine Anschlussenergieerweiterung mit Uferanrainern sowie Gebäuden der historischen Altstadt in Betracht ziehen“, so Tim Kazenmaier weiter. Die Machbarkeitsstudie wird durch das „Wärmenetzsysteme 4.0“-Förderprogramm des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle bezuschusst.

Eine weitere Wärmequelle in städtischen Quartieren ist die Abwasserwärme, die weitgehend ungenutzt durch die Kanalisation fließt. Im geplanten klimaneutralen Freiburger Stadtteil Dietenbach mit seinen 15.000 potenziellen Einwohnern könnte genau diese Wärmequelle in Kombination mit einem kalten Nahwärmenetz zum Einsatz kommen. Vertreter des Umweltschutzamtes Freiburg haben sich diesbezüglich bereits bei den Experten aus dem Bereich der Wärme- und Energielösungen der Energiedienst AG informiert. Vorbild ist nämlich das Neubaugebiet Weiermatten in Schallstadt. Da die Geologie in Schallstadt keine Erdwärmesondenbohrungen zulässt, nutzt Energiedienst dort bereits die Abwärme eines Abwasserkanals mit einer durchschnittlichen Temperatur von 15 Grad Celsius.

„Eine nachhaltige Wärmeversorgung basiert je nach Standort und in Abhängigkeit von den lokalen Gegebenheiten auf sehr unterschiedlichen Projektansätzen“, weiß Projektentwicklerin Stephanie Frick von der RBS wave GmbH. An jedem Standort sind, neben den verfügbaren Energiepotenzialen, die Wärmeabnehmer sowie die bestehende Versorgungsinfrastruktur zu beachten. In Abhängigkeit vom Standort werden dabei auch verschiedene Technologien kombiniert.

ORC-Einbau
Energiezentrale Evonik



Ein Beispiel findet sich im Kinzigtal, wo die Stadtwerke Haslach eine Heizzentrale zur Wärmeversorgung einer Sporthalle und eines Nahwärmenetzes betreibt. Als im Bereich zwischen Sporthalle und Freibad der Mischwasserkanal erneuert werden musste, konnte RBS wave mit einem Energiekonzept die wirtschaftliche Integration eines Abwasserwärmetauschers in Verbindung mit einer Großwärmepumpe darstellen. In der aktuellen Planungs- und Umsetzungsphase wird der Wärmeübertrager in den Kanal eingebaut und die Anlagentechnik der Heizzentrale erweitert.



Industrielle Abwärme – eine Wärmequelle mit Potenzial

Bei vielen Produktionsprozessen entsteht Abwärme in großen Mengen. Bisher wurde diese industrielle Abwärme meist nicht weiter genutzt. Das soll sich nun ändern. „Mit dieser Abwärme wollen wir am Hochrhein künftig zunehmend Neubaugebiete und bestehende Wohnquartiere umweltfreundlich mit Wärme versorgen“, erklärt Projektleiter Markus Nägele von der Energiedienst AG.

Bereits seit 2015 nutzt der Energieversorger die Abwärme des eigenen Laufwasserkraftwerks Laufenburg, um damit ein benachbartes Wohnquartier zu versorgen. „In 2020 haben wir die Auskopplung von Teilen der Industrieabwärme der Evonik Industries AG in unser Wärmenetz in Rheinfeldern realisiert und versorgen das Wohngebiet Grendelmatt und Areale in der Schildgasse“, sagt Markus Nägele. Bislang wurde die Abwärme ungenutzt in den Rhein geleitet, künftig nimmt die Energiedienst AG ganzjährig die Wärme ab.

Unlängst hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle grünes Licht für die Förderung einer „Machbarkeitsstudie Wärmeverbund Hochrhein“ gegeben. „Zusammen mit den Projektpartnern endura kommunal GmbH und der RBS wave GmbH werden wir innerhalb eines Jahres die technische Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens bewerten und über die Zukunftsfähigkeit einer großindustriellen Abwärmenutzung entscheiden“, sagt Markus Nägele.

Für die Nutzbarmachung industrieller Abwärme ist RBS wave auch außerhalb von Baden-Württemberg aktiv. Für das Pfaff-Areal in Kaiserslautern setzt das Unternehmen aktuell planerisch die Idee vorheriger Konzeptionen um, Abwärme aus einer nahegelegenen Gießerei für die zentrale Wärmeversorgung des Quartiers zu nutzen. „Die Stadt Kaiserslautern entwickelt derzeit mit dem Pfaff-Areal das Gelände der ehemaligen Nähmaschinenfabrik zu einem urbanen, nachhaltigen Mischgebiet“, erläutert Projektleiter Tim Kazenmaier.

„Die Umsetzung der Wärmewende ist eine vielschichtige und facettenreiche Aufgabe, bei der nicht nur technische, sondern auch administrative Herausforderungen zu lösen sind. Erfolgreich sind wir nur, wenn wir ein gemeinsames Vorgehen aller Akteure – angefangen bei den Kommunen, über die Planer, die Genehmigungsbehörden bis zum Betreiber – hinbekommen“, sind sich Stephanie Frick und Stefan Schlachter einig.

Ingo Fleuchaus
Freier Journalist
07628 803320
info@textdirekt.de



Wie messe und schätze ich Strommengen richtig?

Anforderungen an das Messen und Schätzen von Strommengen

Die jährliche Veranstaltung „Energiewirtschaftliche Umlagen“, welche die Fachleute des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW zusammen mit dem Energie-Team den Fachleuten der Verteilnetzbetreiber anbieten, findet stets große Resonanz, denn an Neuerungen, Anpassungen und Präzisierungen in der weiten Landschaft der Abwicklungsfragen herrscht kein Mangel. Deshalb wurde sie im November 2020 online durchgeführt. „Messen & Schätzen“ war eines der Themen auf der Agenda.

Bei der Erfassung und Abgrenzung von umlagepflichtigen Strommengen sehen sich Letztverbraucher im industriellen, gewerblichen wie auch im privaten Bereich häufig Fragen gegenübergestellt, zu denen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in seinen Vorgängerversionen keine unmittelbaren, klaren Antworten gab: Wann und wie muss ich Strommengen messen und voneinander abgrenzen? Darf ich hierbei auch schätzen und wenn ja, wie? Mit den Änderungen im EEG 2017 zielte der Gesetzgeber darauf ab, genau diese Fragen zu beantworten und Rechtssicherheit zu schaffen. Eine ausführliche Anwendungshilfe zu dieser Thematik stellt der im Oktober 2020 veröffentlichte Leitfaden „Messen und Schätzen“ der Bundesnetzagentur dar. Weitere Konkretisierungen haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in ihrem gemeinsamen Grundverständnis zum Messen und Schätzen veröffentlicht. Auf diesen Grundlagen aufbauend fasst dieser Artikel die Anforderungen an das Messen und Schätzen von Strommengen zusammen.

Die gesetzlichen Anforderungen

Gemäß § 62b Abs. 1 EEG 2021 müssen umlagepflichtige Strommengen grundsätzlich mess- und eichrechtskonform erfasst und, sofern die Strommengen unterschiedlich hohen Umlagesätzen unterliegen, voneinander abgegrenzt werden. Möchte ein Letztverbraucher von umlagesenkenden Privilegien Gebrauch machen (zum Beispiel bei Eigenversorgung aus EEG-Anlagen, effizienten KWK-Anlagen oder in der besonderen Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen), trägt er die Darlegungs- und Beweislast für diesen umlagesenkenden Tatbestand (vgl. BT-Drs. 19/5523, S. 81). Mit Blick auf die sogenannte „Zeitgleichheit“ bei Eigenversorgungskonstellationen benennt § 62b Abs. 5 EEG 2021 weitere Anforderungen: Hier ist geregelt, dass „Strom höchstens bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt werden [darf]“.

Was bereits in der Theorie anspruchsvoll klingt, kann in der Praxis einen nicht unerheblichen Aufwand und Herausforderungen für die Messung und Abgrenzung komplexer Sachverhalte nach sich ziehen. Daher dürfte es vielen Letztverbrauchern gelegen kommen, dass § 62b Abs. 2 EEG 2021 die Möglichkeit eröffnet, unter bestimmten Voraussetzungen auf eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung und Abgrenzung betroffener Strommengen zu verzichten.



In § 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 benennt der Gesetzgeber dabei zunächst die Vereinfachung, auf mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen gänzlich zu verzichten, indem „für die gesamte Strommenge der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz geltend gemacht wird“. Anders ausgedrückt: Wird auf die tatsächliche Privilegierung eigentlich privilegierungsfähiger Strom(teil)mengen verzichtet, so entfällt auch der Bedarf einer messtechnischen Abgrenzung dieser (Teil)Strommengen.

Gleichermaßen verhält es sich, wenn diese Form der umlageerhöhenden Zurechnung auf die Erfüllung der Zeitgleichheit übertragen wird: Werden eigenerzeugte Strommengen bilanziell zunächst vollständig dem Drittverbrauch zugeordnet (sogenannte „gewillkürte Nachrangregelung“), geht damit für diese Strommengen ein Verzicht auf eine EEG-Umlageprivilegierung einher. Im Gegenzug wird die Messeinrichtung zum Nachweis der viertelstundengenauen Zeitgleichheit obsolet. Die Abwägung von Kosten und Nutzen von Vereinfachungen verbleibt stets beim Umlageschuldner.

§ 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021 nennt die Voraussetzungen, unter denen von einer mess- und eichrechtskonformen Strommengenerfassung abgesehen und Schätzungen angewandt werden können (gemäß § 104 Abs. 10 & Abs. 11 EEG 2021 ist es möglich Strommengen zu schätzen, sofern diese bis zum 31.12.2021 verbraucht wurden). Dies ist der Fall, wenn eine mess- und eichrechtskonforme „Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist“ und die umlageerhöhende Zurechnung der Strommengen (siehe oben) nicht wirtschaftlich zumutbar ist.

In diesen Fällen können die jeweiligen Strommengen durch eine Schätzung ermittelt und abgegrenzt werden. § 62b Abs. 3 EEG 2021 nennt die dabei für die Schätzung geltenden zentralen Anforderungen:

1. Die Schätzmethode muss sachgerecht und für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit nachvollziehbar sein.
2. Die Schätzmethode muss sicherstellen, dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen.

Insbesondere die zweite Anforderung verlangt, dass Schätzunsicherheiten stets mit hinreichend großen Sicherheitsaufschlägen Rechnung getragen wird. Die dabei mindestens anzusetzenden Sicherheitsaufschläge sind dem Grundverständnis der Übertragungsnetzbetreiber zu entnehmen.

Zusammengefasst hat der Letztverbraucher, der Strommengen an Dritte weiterleitet, je nach Verbrauchskonstellation also die Möglichkeit

1. durch Vereinfachungen auf komplexe Messeinrichtungen zu verzichten,
2. mess- und eichrechtskonform zu messen, oder
3. bei Vorliegen der genannten Voraussetzungen die umlagepflichtigen Strommengen sachgerecht zu schätzen.



Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht der möglichen Vorgehensweisen, die anschließend anhand von Beispielen veranschaulicht werden.

Vorgehensweise	Erläuterung	Beispiel	
Vermeldung der Abgrenzungspflicht von Strommengen (Vereinfachungen)	Volleinspeisung einer dezentralen Stromerzeugung.	Wird der eigenerzeugte Strom vollständig über den Anschlussnetzbetreiber eingespeist und dadurch kaufmännisch-bilanziell erfasst, kommen auf einen Anlagenbetreiber i. d. R. keine weiteren Messpflichten zu (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 1.5.2).	1
	Mitteilung und Zahlung auf fremde Schuld.	Bezieht der Haupt-Letzverbraucher Strom von einem Stromlieferanten und leitet Strom (teilweise) an dritte Letztverbraucher weiter, kann auf die schuldnerscharfe Erfassung von Strommengen verzichtet werden, falls der Stromlieferant durch eine Zahlung auf fremde Schuld die EEG-Umlagepflichten des Haupt-Letzverbrauchers und aller dritten Letztverbraucher erfüllt. Hierzu muss zwischen dem Haupt-Letzverbraucher, dem Stromlieferanten und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber eine Schuldbeitrittsvereinbarung unterzeichnet werden (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 1.6.3).	2
	Umlageerhöhende Zurechnung durch Zahlung des höchsten EEG-Umlagesatzes auf die Gesamtstrommenge.	Der Umlageschuldner kann auf die Installation einer Messvorrichtung verzichten und stattdessen den innerhalb einer durchmischten Strommenge höchsten Umlagesatz auf die gesamte Strommenge entrichten (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 1.7.1).	3
	Gewillkürte Nachrangregelung	Bei privilegierter Eigenversorgung wird grundsätzlich die viertelstündlich gemessene oder anderweitig sichergestellte Zeitgleichheit zwischen Eigenerzeugung und -verbrauch gefordert (§ 62b Abs. 5 EEG 2021). Bei fehlendem messtechnischen Nachweis der Zeitgleichheit, in Kombination mit der Weiterleitung von Strom an dritte Letztverbraucher, kann der Umlageschuldner seine Umlagepflicht erfüllen, indem der eigenerzeugte und nicht ins Netz eingespeiste Strom bilanziell vorrangig zu Deckung des Drittverbrauchs und nachrangig der Eigenversorgung zugerechnet wird (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 5.2.2).	4
	Zurechnung geringfügiger Stromverbräuche Dritter.	Geringfügige Stromverbräuche Dritter (Bagatellmengen), die weitergeleitet werden und auf welche ein höherer Umlagesatz abzuführen wäre, können vereinfachend dem Haupt-Letzverbraucher zugerechnet werden. Gemäß § 62a EEG 2021 gilt dies für Stromverbräuche, wenn sie 1. geringfügig sind, 2. üblicherweise und im konkreten Fall nicht gesondert abgerechnet werden und 3. verbraucht werden a) in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers und b) im Fall einer gewerblichen Nutzung zur Erbringung einer Leistung der anderen Person gegenüber dem Letztverbraucher oder des Letztverbrauchers gegenüber der anderen Person. Als Orientierungswert für die Obergrenze eines geringfügigen Stromverbrauchs gibt die Bundesnetzagentur 3.500 kWh/a an (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 2.2.1). Typische Whitelist- und Blacklist-Verbrauchsgeräte sind in Abschnitt 2.2.3 angegeben.	5
Schätzmethoden	Worst-Case-Schätzung	Anstatt den Stromverbrauch eines Verbrauchers messtechnisch zu erfassen, kann die umlagepflichtige Strommenge geschätzt werden, indem die Nennleistung des Gerätes mit der Anzahl der Stunden eines Jahres multipliziert wird (8760 h/a). Ist die Nennleistung gesichert bekannt (bspw. aus dem Typschild oder Handbuch), sind bei dieser Methode keine Sicherheitsaufschläge erforderlich. (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 4.1.2)	6
	Referenzmessung	Bei einer Referenzmessung wird der Stromverbrauch eines Verbrauchsgerätes über eine bestimmte Periode (bspw. eine Woche, ein Monat) messtechnisch erfasst. Unter Einbeziehung von Sicherheitsaufschlägen kann die erfasste Strommenge entweder auf ein Jahr hochgerechnet und/oder auf gleiche Verbrauchsgeräte (bspw. Getränkeautomaten) unter gleichartigen Einsatzbedingungen übertragen werden. Je nach Abweichen der Einsatzbedingungen sind Sicherheitszuschläge von mind. 5 % bis mind. 10 % erforderlich (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 4.1.5, Grundverständnis der ÜNB).	6
	Verhältnisrechnung	Werden Räumlichkeiten mit ähnlichen Verbrauchskonstellationen von mehreren Letztverbrauchern genutzt, können die anteiligen Strommengen durch Verhältnisrechnungen bestimmt werden (bspw. pro Fläche oder pro Kopf). Dabei sind mind. 10 % Sicherheitsaufschlag erforderlich (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 4.1.7, Grundverständnis der ÜNB).	7
	Verbraucheranalyse	Ermittlung der Strommengen auf Basis von Einsatzzeiten und Leistungsaufnahme (ggf. Hersteller- und Literaturangaben) der Stromverbrauchseinrichtungen. Bei jedem geschätzten Parameter sind mind. 10 % Sicherheitsaufschlag erforderlich (Leitfaden „Messen und Schätzen“, Abschnitt 4.1.6, Grundverständnis der ÜNB).	8
	Vorjährige Schätzergebnisse	Verwendung robuster vorjähriger Schätzergebnisse auf die im jeweiligen Mitteilungs- und Abrechnungszeitraum tatsächlich angefallenen Strommengen. Zusätzlich zu den anderweitig geforderten Sicherheitsaufschlägen sind je nach potenziell veränderten Einsatzbedingungen mind. 5 % Sicherheitsaufschlag erforderlich, zunehmend um 1 %-Punkt mit jedem vergangenen Jahr (Grundverständnis der ÜNB).	9
	Ungeichtete Messung	Messung der Strommengen mit einer nicht mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtung; erfordert einen Sicherheitsaufschlag von mind. 5 % (Grundverständnis der ÜNB).	-



Beispiel 1: Volleinspeisung einer dezentralen Stromerzeugungsanlage

Unternehmen A betreibt eine Photovoltaikanlage auf dem Dach seines Bürogebäudes, in welchem Räumlichkeiten an Unternehmen B vermietet werden. Anstatt den eigenerzeugten Strom zur Eigenversorgung zu nutzen, entscheidet sich Unternehmen A dazu, den Strom vollständig ins Netz einzuspeisen, um hierfür eine Vergütung zu erhalten. Dadurch entfällt der Bedarf eines Messkonzepts, welches sowohl die Zeitgleichheit zwischen Eigenerzeugung und -verbrauch nachweisen und auch die an dritte Letztverbraucher gelieferten Strommengen adäquat erfassen müsste.

Beispiel 2: Mitteilung und Zahlung auf fremde Schuld

Unternehmen A bezieht Strom von einem Stromlieferanten und leitet eine Teilstrommenge, die nicht gesondert erfasst wird, an Unternehmen B weiter, welches Stromverbrauchseinrichtungen auf dem Betriebsgelände von Unternehmen A betreibt. Anstatt die Stromverbräuche beider Unternehmen mess- und eichrechtskonform abzugrenzen und die EEG-Umlage unternehmensscharf zu bezahlen, unterzeichnen Unternehmen A, der Stromlieferant und der zuständige Übertragungsnetzbetreiber eine Schuldbeitrittsvereinbarung (Vorlage: www.transnetbw.de/files/pdf/eeg-kwkg/TransnetBW_Schuldbeitrittsvereinbarung.pdf). Dadurch genügt es, wenn der Stromlieferant die insgesamt fällige EEG-Umlage an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber abführt. Schuldbeitrittsvereinbarungen bieten sich insbesondere bei Strommengen an, für welche die gleiche Umlagehöhe gilt. Unterliegen Unternehmen A und B unterschiedlichen EEG-Umlagehöhen, so muss dabei auf die gesamte Strommenge der höchste Umlagesatz bezahlt werden, um diese Vereinfachung zu nutzen.

Beispiel 3: Umlageerhöhende Zurechnung durch Zahlung des höchsten EEG-Umlagesatzes auf die Gesamtstrommenge

Unternehmen A verbraucht im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierte Strommengen (§§ 63 ff. EEG 2021). In einem der Gebäude von Unternehmen A hat Unternehmen B einige Büros gemietet, wobei für Unternehmen B der volle EEG-Umlagesatz gilt. Um diese Drittbelieferungen sachgerecht zu bestimmen, kann das Unternehmen A einerseits den Stromverbrauch der vermieteten Büros durch ein mess- und eichrechtskonformes Messkonzept erfassen. Dies kann aber je nach konkreter Situation aufwendig und kostenintensiv sein. Andererseits kann Unternehmen A seine gesetzlichen Pflichten durch eine Messung am vorgelagerten Punkt, in Kombination mit einer umlageerhöhenden Zurechnung der eigenen Stromverbräuche zur Drittbelieferung, erfüllen. Konkret bedeutet dies, dass der gesamte Stromverbrauch der Etage, des Gebäudetraktes oder des gesamten



Gebäudes, in welchem die Drittbelieferung stattfindet, durch ein einziges Messgerät erfasst und auf diese gesamte Strommenge der höchste in der durchmischten Strommenge geltende Umlagesatz bezahlt wird. Zwar zahlt Unternehmen A durch diese Vorgehensweise mehr EEG-Umlage als im Fall einer mess- und eichrechtskonformen Abgrenzung, da eigene, privilegierungsfähige Stromverbräuche als nicht privilegiert behandelt werden; es kann so aber die Installation einer komplexen Messeinrichtung vermeiden. Letzten Endes entscheidet Unternehmen A auf Basis einer Kostenrechnung, welche Vorgehensweise die vorteilhaftere ist.

Beispiel 4: Gewillkürte Nachrangregelung

Unternehmen A betreibt im Sinne des § 61b EEG 2021 Eigenversorgung mit einer eigenen Photovoltaikanlage. Die Photovoltaikanlage ist auf dem Dach eines Gebäudes von Unternehmen A installiert. In dem Gebäude vermietet das Unternehmen A dauerhaft eine Werkstatt an Unternehmen B, wobei der jährliche Stromverbrauch der Werkstatt über einen eigenen Arbeitszähler ermittelt wird. Das Messkonzept, welches Unternehmen A benötigt, um den Nachweis der Zeitgleichheit bei Eigenversorgung zu erbringen, ist noch nicht vorhanden und wird erst im Laufe des nächsten Jahres installiert werden. Mittels der „gewillkürten Nachrangregelung“ kann die Zeitgleichheit anderweitig erfüllt werden: Hierbei wird die von der Photovoltaikanlage erzeugte und nicht ins öffentliche Netz eingespeiste Strommenge vorrangig der Drittbelieferung (Werkstatt) zugeordnet. So kann die verbleibende eigenerzeugte Strommenge als privilegierte Eigenversorgung geltend gemacht werden.

Beispiel 5: Zurechnung geringfügiger Stromverbräuche Dritter

Unternehmen A verbraucht privilegierte Strommengen, mietet in einem Bürogebäude mehrere Multifunktions-Druckgeräte von Unternehmen B und lässt im Jahr 2020 mehrere Reparaturen durch Unternehmen C auf seinem Firmengelände durchführen. Die Multifunktionsgeräte von Unternehmen B unterliegen der Whitelist gemäß BNetzA-Leitfaden und können daher als Bagatelle dem Eigenverbrauch von Unternehmen A zugerechnet werden. Durch eine sachgerechte Schätzung der von Unternehmen C im Rahmen der Reparaturarbeiten verwendeten elektrischen Geräte (Nennleistung und Einsatzzeiten) in Kombination mit Sicherheitsaufschlägen ergibt sich, dass die gesamte, vom Unternehmen C verbrauchte Strommenge 3.500 kWh nicht (oder nicht wesentlich) übersteigt. Dadurch kann auch diese Drittbelieferung dem Stromverbrauch von Unternehmen A zugerechnet werden. Zu berücksichtigen sind dabei besondere Verbrauchsgeräte bei Bauarbeiten, die gemäß BNetzA-Leitfaden nicht dem Eigenverbrauch zugerechnet werden können (Blacklist).



Beispiel 6: Worst-Case-Schätzung und Referenzmessung

Unternehmen A verbraucht privilegierte Strommengen. Ein Gastronomiebetreiber betreibt seit Jahren einen Getränkeautomaten im Unternehmen A. Da der Getränkeautomat nicht von Unternehmen A, sondern von einem Dritten betrieben wird, ist der Stromverbrauch des Getränkeautomaten als Stromlieferung an einen dritten Letztverbraucher anzusehen und damit melde- und umlagepflichtig. Unternehmen A möchte seine früheren Jahresmeldungen nachträglich korrigieren, da zuvor die Meldung der Stromverbräuche des Getränkeautomaten versäumt wurden. Zur Bestimmung der gelieferten Strommenge bieten sich hier zwei Vorgehensweisen an:

- a) Worst-Case-Schätzung: Multiplikation der Anschlussleistung des Getränkeautomaten mit der Stundenanzahl eines Jahres.
- b) Referenzmessung: Unternehmen A führt in der Gegenwart eine Referenzmessung auf wöchentlicher, monatlicher oder jährlicher Basis durch und kann die resultierende Strommenge, unter Einbeziehung von Sicherheitsaufschlägen, hochrechnen und für die Vergangenheit ansetzen.

Beispiel 7: Verhältnisrechnung

Unternehmen A verbraucht privilegierte Strommengen. In einem Bürogebäude von Unternehmen A hat Unternehmen B einige Büros gemietet, wobei für Unternehmen B der reguläre EEG-Umlagesatz gilt. Unternehmen A entscheidet sich in diesem Fall gegen eine umlageerhöhende Zurechnung (Beispiel 3). Da im gesamten Bürogebäude gleichartige Arbeitsplätze und Verbrauchseinrichtungen vorzufinden sind, können die an Unternehmen B gelieferten Strommengen durch einfache Verhältnisrechnungen (zum Beispiel über die Fläche der gemieteten Büros oder die Anzahl der zu Unternehmen B gehörenden Angestellten) ermittelt werden. Dabei sind Sicherheitsaufschläge anzuwenden.

Beispiel 8: Verbraucheranalyse

Unternehmen A bezieht privilegierte Strommengen. Auf dem Betriebsgelände von Unternehmen A führt Unternehmen B regelmäßig Reinigungsarbeiten mit leistungsstarken Hochdruckreinigern durch. Durch die Berücksichtigung der Anzahl der Reinigungstage, der Leistungsaufnahme der genutzten Hochdruckreiniger, der großzügig geschätzten Einsatzzeiten und dem Aufschlag eines hinreichend hohen Sicherheitszuschlags kann die Drittbelieferung sachgerecht geschätzt werden.



Beispiel 9: Vorjährige Schätzergebnisse

Unternehmen A bezieht privilegierte Strommengen. Auf dem Betriebsgelände von Unternehmen A führt Unternehmen B regelmäßig Reinigungsarbeiten mit leistungsstarken Hochdruckreinigern durch. Dem Unternehmen A liegt eine zwei Jahre alte Referenzmessung vor, bei welcher der Stromverbrauch eines Hochdruckreinigers eines Arbeitstages erfasst wurde. Unternehmen A schlägt auf die alte Referenzmessung (inklusive der damaligen Sicherheitsaufschläge) zwei zusätzliche Sicherheitsaufschläge auf (mindestens 5%, da alte Referenzmessung; mindestens 1%, da die Referenzmessung zwei Jahre in der Vergangenheit liegt) und kann dadurch die vorhandene Referenzmessung für eine Schätzung des diesjährigen Stromverbrauchs nutzen.

Fazit

Grundsätzlich sind EEG-umlagepflichtige Strommengen mess- und eichrechtskonform zu erfassen und voneinander abzugrenzen. Vereinfachungen, teils verbunden mit bestimmten Voraussetzungen, können diesen Messaufwand vermeiden. Unter bestimmten Bedingungen kann auf ein Messkonzept verzichtet und von sachgerechten Strommengenschätzungen Gebrauch gemacht werden. Bei Schätzungen sollte stets der folgende Leitgedanke beachtet werden: Durch eine sachgerechte Schätzung von Strommengen muss sichergestellt werden, dass dem EEG-Konto nicht weniger Umlagezahlungen zugeführt werden als es bei einer mess- und eichrechtskonformen Erfassung und Abgrenzung von Strommengen der Fall wäre.

Dimitrij Chudinow
TransnetBW
d.chudinow@transnetbw.de



Elektromobilität nimmt Fahrt auf

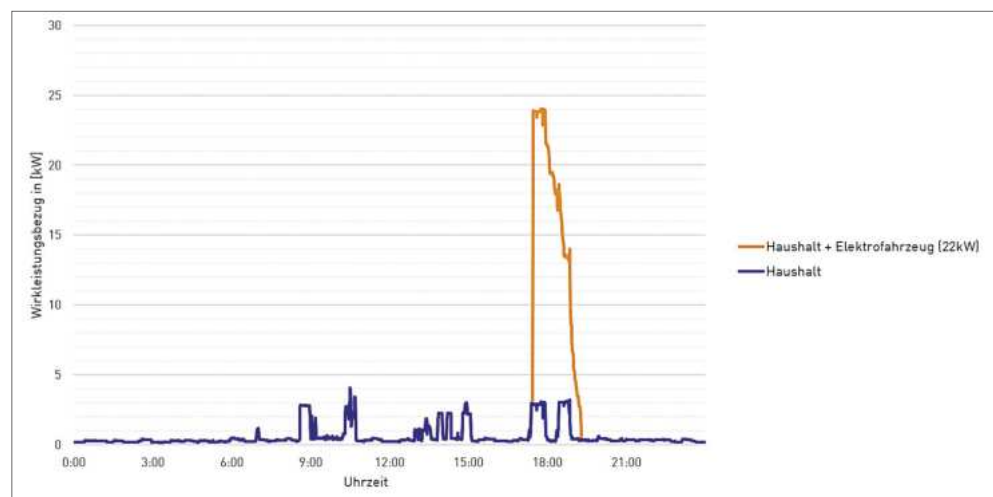
So machen wir das Stromnetz fit für die Zukunft der Elektromobilität



Die Anzahl an E-Fahrzeugen steigt in Deutschland aktuell so schnell wie noch nie zuvor. Noch im Laufe dieses Jahres werden voraussichtlich über eine Million Elektrofahrzeuge auf unseren Straßen unterwegs sein. Zu dem rasanten Anstieg haben vor allem die zahlreichen Fördermöglichkeiten beigetragen, aber auch eine größere Modellvielfalt, steigende Reichweiten und der stetige Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur. So sollen bis 2030 eine Million Lademöglichkeiten im öffentlichen Raum geschaffen werden. Das sieht der Masterplan Ladeinfrastruktur vor. Zeitgleich erleben wir einen deutlichen Zubau an privater Ladeinfrastruktur im Wohnbereich. Aufgrund der immensen Nachfrage wurden die Fördermittel des KfW-Förderprogramms mittlerweile auf 400 Mio. Euro aufgestockt.

Herausfordernd für das Verteilnetz ist besonders das private Laden zuhause aufgrund des vergleichsweise hohen und lang andauernden Leistungsbezugs eines Ladevorgangs. Bild 1 zeigt das gängige Lastprofil eines Haushaltes in Verbindung mit der zum Laden eines Elektrofahrzeugs benötigten Leistung. Betrachtet man einen ganzen Stromkreis kumuliert sich dieser Effekt zeitweise. Daher ist die Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge entscheidend. Dieser hohe Leistungsbezug und der aktuelle Hochlauf der Elektromobilität verdeutlichen, wie wichtig ein starkes und intelligentes Verteilnetz heute und in Zukunft ist. Vor diesem Hintergrund hat die Netze BW früh damit begonnen, eine kundenfreundliche Integration der Elektromobilität in das Stromnetz vorzubereiten.

Gängiges Lastprofil eines Haushaltes mit und ohne Elektrofahrzeug



Um potenzielle Netzengpässe zu identifizieren, nutzt der Verteilnetzbetreiber ein selbst entwickeltes Frühwarnsystem. Über die Regionalisierung von Prognosen des Hochlaufs von Elektromobilität und den Abgleich mit der vorhandenen Netzkapazität werden sogenannte Hotspot-Gebiete erkannt und insgesamt 500 kritische Ortsnetzstationen mittels Sensorik überwacht. Abgeleitete Maßnahmen können



intelligente Lademanagementkonzepte zur Optimierung des bestehenden Netzes oder ein frühzeitiger, bedarfsgerechter und zukunftssicherer Netzausbau sein. Beim Lademanagement werden Ladevorgänge sinnvoll gesteuert, indem die zur Verfügung stehende Ladeleistung zeitweise an die Kapazität des Stromnetzes angeglichen wird. So können mehr Ladestationen schneller einen Netzanschluss erhalten und sicher aus dem bestehenden Netz versorgt werden.

NETZlabore ermöglichen Tests unter realen Bedingungen

In gezielt konzipierten Feldversuchen realisiert die Netze BW eine relevante Durchdringung von Elektromobilität in einem Stromkreis. Diese sogenannten NETZlabore ermöglichen es, unter realen Bedingungen das tatsächliche Ladeverhalten von Kunden und vor allem dessen Auswirkung auf das Stromnetz zu untersuchen.

Mit der bereits erfolgreich abgeschlossenen E-Mobility-Allee, dem ersten NETZlabor dieser Art, hat die Netze BW den Fokus bewusst auf den vorstädtischen Raum gelegt. Hier ist mit dem schnellsten Hochlauf zu rechnen. Durch die aktuellen Entwicklungen wird die Anzahl an E-Fahrzeugen auch im ländlichen Raum voraussichtlich immer stärker ansteigen. In der E-Mobility-Chaussee – einem der drei aktuellen NETZlabore – untersucht die Netze BW die Auswirkungen von Elektromobilität auf die ländlichen Stromnetze. Im NETZlabor Intelligentes Heimpladen steht vor allem die Technik zur Steuerung von Ladevorgängen über intelligente Messsysteme im Fokus. Das E-Mobility-Carré untersucht die Netzintegration von Elektromobilität bei Mehrfamilienhäusern im Bestand.



Die NETZlabore verteilen sich über das gesamte Versorgungsgebiet der Netze BW in Baden-Württemberg

Elektromobilität in Mehrfamilienhäusern

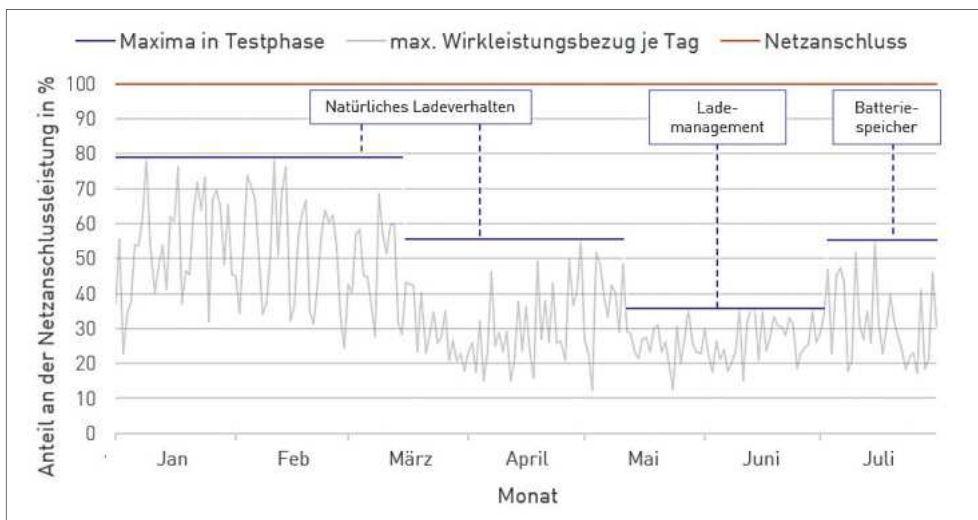
Circa 53% der Wohneinheiten in Deutschland befinden sich in Bestandsgebäuden in Mehrfamilienhäusern. Diese rücken zunehmend in den Fokus der Elektromobilität: durch die im Dezember 2020 in Kraft getretene Änderung des Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetzes (WEMoG) wird die Hürde, Ladeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern zu installieren, deutlich gesenkt. Bislang mussten Eigentümergemeinschaften dem Bau von Ladestationen in gemeinsam genutzten Tiefgaragen zustimmen – und zwar einstimmig. Mittlerweile genügt eine einfache Mehrheit der Stimmen. Zusätzlich greift das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) das Thema „Privates Laden“ auf und schreibt die Vorbereitung von Stellplätzen für Lademöglichkeiten in Neubauten und bei größeren Sanierungsmaßnahmen in Bestandsgebäuden vor. Beide gesetzlichen Maßnahmen dürften zu einem Hochlauf der Elektromobilität beitragen – insbesondere in Mehrfamilienhäusern. Deshalb ist eine steigende Nachfrage nach kundenfreundlichen Lösungen zur Integration von Elektromobilität in Mehrfamilienhäusern zu erwarten.

Wie die Netzintegration von Elektromobilität in Mehrfamilienhäusern am besten gelingen kann, erprobt die Netze BW im NETZlabor E-Mobility-Carré unter realen Bedingungen. 48 Haushalte der Wohnanlage „Pura Vida“ in Tamm nahe Ludwigsburg unterziehen das lokale Stromnetz einem besonderen Stresstest. Dafür stellt die Netze BW den Teilnehmern von Dezember 2019 bis April 2021 insgesamt 45 E-Fahrzeuge (VW e-Golfs und BMW i3) und eine zentrale Ladeeinrichtung mit 58 Ladepunkten zur Verfügung. Zusätzlich werden Batteriespeicher und Lademanagement eingesetzt, um zu testen, wie durch diese Lösungen Ladeinfrastruktur optimal in bestehende Mehrfamilienhäuser integriert werden kann – ohne dass der bestehende Netzanschluss oder das vorgelagerte Stromnetz übermäßig stark belastet werden. Dadurch sparen sowohl Kunden als auch Netzbetreiber Zeit und Geld.

Die Ergebnisse der ersten Testphasen (siehe BILD 3) zeigen, dass durch das intelligente Lademanagement der Leistungsbedarf der Ladeinfrastruktur stärker reduziert wird als durch den isolierten Einsatz des Batteriespeichers. Als Referenzwert für den Vergleich dient der Leistungsbedarf zu Beginn des Projektes, basierend auf dem natürlichen Ladeverhalten der Teilnehmer. Während dieser Zeit wurde der Netzanschluss mit einer Leistung von 124 kW maximal zu 79 Prozent ausgelastet. Jedoch wurde auch nur maximal an 13 der 58 Ladepunkte gleichzeitig geladen. Deutlich sichtbar ist zudem die Auswirkung des ersten Corona-Lockdowns auf den Leistungsbedarf im Zeitraum von April bis Mai 2020.

Mittels Lademanagement konnte der Leistungsbedarf in etwa halbiert werden (max. 35 Prozent Auslastung des Netzanschlusses). Der Batteriespeicher hingegen zeigte sich weniger effektiv: Der Leistungsbedarf aus dem Stromnetz konnte zwar ebenfalls reduziert werden, dennoch betrug die maximale Auslastung des Netzanschlusses noch 55 Prozent. Besonders erfreulich ist, dass 93 Prozent der Projektteilnehmer sich nicht durch das Lademanagement eingeschränkt fühlten.





Leistungsbedarf der Ladeinfrastruktur während der verschiedenen Testphasen

Weitere Ergebnisse zu den einzelnen Testphasen sowie zum Ladeverhalten der Bewohner und der dadurch entstandenen Gleichzeitigkeit werden im Laufe dieses Jahres in den Abschlussberichten des E-Mobility-Carrés sowie der weiteren NETZlabore veröffentlicht.

Nähere Informationen finden Sie außerdem über den angegebenen QR-Code bzw. unter:

<https://www.netze-bw.de/netzintegration-elektromobilitaet>

Markus Wunsch
Netze BW
0160 96753995
mar.wunsch@netze-bw.de



Personalien

Schicken Sie uns Ihre
Meldungen zu
Personalien an
info@energie-team.org

Personalien aus Unternehmen:

Bad Säckingen: Seit 1. Februar 2021 leitet [Udo Engel](#) als Geschäftsführer die Stadtwerke Bad Säckingen anstelle des nach Straubing gewechselten [Martin Ritter](#). Engel war bisher Prokurist bei den Stadtwerken Neuwied in Rheinland-Pfalz.

Freiburg im Breisgau: Badenova bekommt im Sommer 2021 zwei neue Vorstände. [Hans-Martin Hellebrand](#) ersetzt den Finanzvorstand [Maik Wasmer](#), der das Unternehmen bereits Mitte letzten Jahres verlassen hat, und [Heinz-Werner Hölscher](#) ist der designierte Nachfolger von Technikvorstand [Mathias Nikolay](#), der im Februar 2022 in den Ruhestand geht. Hellebrand kommt von der E.ON-Vertriebtochter Eprimo, wo er seit 2018 kaufmännischer Geschäftsführer war, Hölscher war Geschäftsführer der SWO Netz in Osnabrück.

Haslach im Kinzigtal: [Benjamin Roth](#) ist seit 1. Februar 2021 kaufmännischer Werkleiter der Stadtwerke Haslach als Nachfolger von [Hans-Peter Falk](#), der nach 32 Jahren in Diensten der Stadtwerke in den Ruhestand trat. Technischer Werkleiter ist unverändert [Ralf Rösch](#).

Hechingen: [Markus Friesenbichler](#) ist seit 1. April 2021 Betriebsleiter der Stadtwerke Hechingen. Er trat bereits vor rund 20 Jahren als Auszubildender bei den Stadtwerken ein und war zuletzt stellvertretender kaufmännischer Betriebsleiter. Sein Vorgänger [Reinhold Dieringer](#) scheidet altershalber aus dem Dienst aus.

Heidelberg: Neuer technischer Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Umwelt ist seit September 2020 [Heiko Faulhammer](#). Er ist bereits seit mehr als acht Jahren bei den Stadtwerken mit technischen Großprojekten betraut und kam damals von MVV Energie. Kaufmännischer Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Umwelt bleibt [Peter Erb](#).

Karlsruhe: In der Nachfolge von [Hans-Josef Zimmer](#), der am 31. Mai 2021 in den Ruhestand tritt, wird das Vorstandsressort Technik der EnBW Energie Baden-Württemberg AG aufgeteilt und der Vorstand dadurch erweitert. Das Ressort Systemkritische Infrastruktur, zu dem unter anderem Netze und Telekommunikation gehören, übernimmt [Dirk Güsewell](#), der bisher bei EnBW den Bereich Erzeugung Portfolioentwicklung leitete. Das Ressort Erzeugungs-Infrastruktur, das unter anderem konventionelle und erneuerbare Erzeugung und Fernwärme umfasst, verantwortet [Georg Stamatelopoulos](#), bislang Leiter des Bereichs Erzeugung Betrieb.



Schorndorf: Zum 1. Dezember 2020 übernahm [Daniel Beutel](#) die kaufmännische Geschäftsführung der Stadtwerke Schorndorf. Er war bisher Geschäftsführer des Wasserbands Rems, davor kaufmännischer Geschäftsführer der Kerntechnischen Entsorgung Karlsruhe GmbH und kaufmännischer Leiter des EnBW-Vertriebs. Sein Vorgänger [Marcus Bort](#) war vom Aufsichtsrat der Stadtwerke nach wenigen Wochen abberufen worden.

Sigmaringen: [Markus Seeger](#) ist neuer Geschäftsführer der Stadtwerke Sigmaringen als Nachfolger von [Bernt Aßfalg](#), der das Unternehmen nach fast 30 Jahren aus gesundheitlichen Gründen verlassen hat. Seeger war zuvor Geschäftsbereichsleiter und Prokurist beim Stadtwerk am See.

Stuttgart: Zum neuen technischen Geschäftsführer der Stadtwerke Stuttgart hat der Aufsichtsrat [Peter Drausnigg](#) bestellt. Sein Vorgänger [Olaf Kieser](#) wechselt ab April als Vorsitzender der Geschäftsführung zur EAM nach Kassel. Drausnigg war zuletzt Geschäftsführer der Stadtwerke Bad Nauheim und davor des Regionalwerks Würmtal und früher in Führungspositionen bei der EnBW tätig.

Tübingen: [Dr. Achim Kötzle](#) hat sich zum Jahresende 2020 aus gesundheitlichen Gründen aus der Geschäftsführung der Stadtwerke Tübingen zurückgezogen, bleibt dem Unternehmen aber als Generalbevollmächtigter für Netze und Konzessionen erhalten. Alleiniger Geschäftsführer der Stadtwerke ist jetzt [Ortwin Wiebecke](#).

Personalien aus dem Energie-Team

[Eberhard Oehler](#), der im Januar als Geschäftsführer der Stadtwerke Ettlingen in den Ruhestand getreten ist, scheidet aus dem Steuerungskreis aus. Er wirkte bereits bei der Gründung des Energie-Teams 2001 mit und gehörte seither diesem Gremium an.



Termine 2021

Energie-Team Baden-Württemberg

Nähere Auskünfte zu den Terminen erhalten Sie unter info@energie-team.org oder 0711 289-42311.

3. Februar 2021

Steuerungskreis

Videokonferenz

25. Februar 2021

Themenforum Netz

Videokonferenz

16. März 2021

Themenforum Bürger & Energiewende

Videokonferenz

24. März 2021

Runder Tisch Öffentlichkeitsarbeit

Videokonferenz

21. April 2021

Themenforum Unternehmensentwicklung

Videokonferenz

11. Mai 2021

Steuerungskreis

Rastatt oder Videokonferenz

14. Juli 2021

Steuerungskreis Strategieworkshop

Ort noch offen



Impressum

Energie-Team Intern
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart

www.energie-team.org

Redaktion

Anca Kolenbrander
Netze BW GmbH
Telefon 0711 289-42311
a.kolenbrander@netze-bw.de

Axel Pfrommer
Netze BW GmbH
Telefon 0711 289-46646
a.pfrommer@netze-bw.de

Dr. Jochen Schicht
ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG

Markus Schneider
Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Gestaltung und Produktion

Guntram Gerst
guntramgerst.de



