

▶ Hingeschaut

Photovoltaik und Batteriespeicher und Produktentwicklung
Plenum 2017 beschäftigt sich mit wichtigen Impulsen für die
Energiewende

Steuerungskreis beschließt schlankere Struktur
Energie-Team künftig mit drei statt vier Themenforen

Ein Hauch von Raumfahrt in der Stadt Spaichingen
Energieversorgung Rottweil testet Erdgas-Brennstoffzelle in
Betriebsstelle

▶ Nachgefragt

Biogasanlagen: Welche Chance haben die einstigen Hoffnungsträger?
Ausschreibungsmodell im EEG wird mit gemischten Gefühlen
aufgenommen

Energiewende – die nächsten Herausforderungen kommen
Hintergrund und Perspektive der Sektorkopplung

▶ Nachgelesen

Pooling von Entnahmestellen künftig rechtssicherer
Urteil des OLG Düsseldorf bestätigt weite Begriffsauslegung

E-Mobilität – Herausforderung für die Ortsnetze
Eric Junge berichtete im Themenforum Netz aus dem
„NETZlabor Elektroflotte“

▶ Wer kommt, wer geht?

Personalien

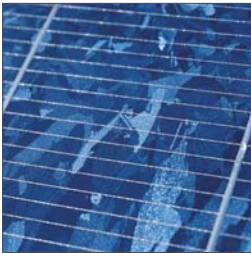
▶ Vorgemerkt

Termine Energie-Team



Photovoltaik und Batteriespeicher und Produktentwicklung

Plenum 2017 beschäftigt sich mit wichtigen Impulsen für die Energiewende



Es ist in letzter Zeit Mode geworden, hinter das Wort „Energiewende“ als Zusatz „2.0“, „3.0“ oder auch „4.0“ zu schreiben, als ob es wie bei einer Software immer weiter entwickelte und bessere Versionen geben würde. Was jeweils damit gemeint oder gewollt ist, sei dahingestellt. Zum Ausdruck kommt auf jeden Fall, dass „Energiewende“ ein quicklebendiger Prozess ist. Dazu tragen die vielfältigen gesetzgeberischen Aktivitäten bei, zunehmend aber auch Impulse aus der Verbindung von neuer Technik und künftigem Markt. Hier setzt das diesjährige Plenum am 11. Oktober 2017 in Reutlingen seinen Schwerpunkt.

Einer der derzeit wichtigen Impulse resultiert aus einem grundlegenden Wandel auf dem Feld dezentraler Solarstromerzeugung. Hausbesitzer und bald vielleicht auch Vermieter errichten neue Anlagen nicht mehr allein wegen der Einspeisevergütung, sondern sie ergänzen sie um einen Batteriespeicher und steigern dadurch den Anteil des selbst bzw. von den Mietern verbrauchten Stroms. An die Stelle der relativ einfachen Netzeinspeisung tritt ein komplexes Leistungspaket, das die Beschaffung der Geräte, die Optimierung des Selbstverbrauchs, die Vermarktung des überschüssigen und die Beschaffung des fehlenden Stroms umfasst. Erste Anbieter sind mit Produkten unterwegs, die das für den Kunden einfach machen. Auf dem Plenum werden wir am Vormittag zunächst aus der Sicht von Referenten aus dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und aus dem Geschäftsbereich Energy Storage Solutions der Robert Bosch GmbH hören, wo Photovoltaik und Batteriespeicher heute technisch stehen und welche Anwendungen das eröffnet. Am Nachmittag werden sich ein dritter Fachvortrag und eine anschließende Gesprächsrunde damit beschäftigen, was dies zusammen mit anderen sich verändernden Faktoren für die Entwicklung neuer Produkte bei den Energieversorgern bedeutet.

Darüber hinaus wird es auf dem Plenum wieder zwei Staffeln von Diskussionsforen geben, die in bewährter Manier aktuelle Themen praxisnah aufgreifen, und nicht zuletzt ausreichend Gelegenheit für fachliche und informelle Gespräche mit Kolleginnen und Kollegen aus der Branche.

Das Einladungsprogramm für das Plenum wird Ende Juli versandt. Sollte es bei Ihnen nicht ankommen, bitte kurze Mail an info@energie-team.org

Axel Pfrommer
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0711 289-46646
a.pfrommer@enbw.com



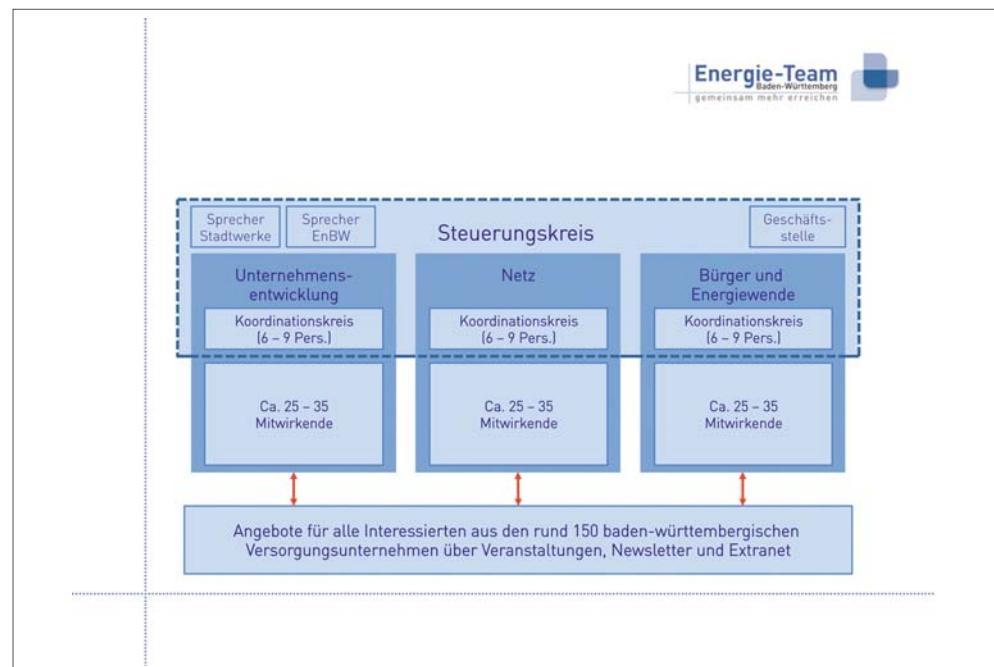
Steuerungskreis beschließt schlankere Struktur

Energie-Team künftig mit drei statt vier Themenforen

Auf seinem Treffen im Mai hat der Steuerungskreis eine Veränderung der seit 2012 geltenden Struktur der Themenforen beschlossen. Das Themenforum „Erzeugung und Beschaffung“ wird eingestellt, die entsprechenden Themen werden aber nicht aufgegeben, sondern von den anderen Themenforen bearbeitet. Die Mitwirkenden des Themenforums werden eingeladen, sich einem der drei anderen Foren anzuschließen: „Unternehmensentwicklung“, „Netz“ oder „Bürger und Energiewende“.

Äußerer Anlass für die Überlegung war der Rückzug der EnBW aus dem B2B-Geschäft im letzten Jahr. Peter Solberg, der Ende 2016 als Geschäftsführer der Energie- und Wasserversorgung Bruchsal in den Ruhestand trat und dem Themenforum als einer der Koordinatoren angehörte, brachte den Vorschlag auf die Tagesordnung. Sein Hauptmotiv war aber nicht die Veränderung bei EnBW. Vielmehr sah er im Unterschied zu früheren Jahren der Liberalisierung weniger Bewegung im Themenspektrum Beschaffung und weniger Interesse auf Seiten der Stadtwerke im Blick auf größere, vor allem konventionelle Erzeugungsanlagen.

Die Diskussion des Vorschlags im Steuerungskreis am 18. Mai in Ludwigsburg bestätigte diese Einschätzung. Hinzu kam die Überlegung, dass in der Kommunikationsarbeit nichts versäumt werde, wenn sich wie geplant die anderen Themenforen explizit mit der Materie beschäftigen, und dass bei einer spürbaren Belebung von Themenlage und -interesse wieder ein eigenständiges Themenforum eingerichtet werden könnte. Außerdem sprach nach einhelliger Meinung auch nichts dagegen, bei unveränderter Effektivität mit schlankerer Struktur zu agieren.



Künftig gibt es also im Energie-Team drei Themenforen, die aus ihrer jeweiligen Perspektive die aktuelle Landschaft der branchenspezifischen Ereignisse, Perspektiven und Probleme beackern: Das Themenforum „Unternehmensentwicklung“ fasst Entwicklungen innerhalb des Unternehmens ins Auge, also zum Beispiel Strategie, Personalthemen, Kaufmännische Fragen und IT; das Themenforum „Bürger und Energiewende“ greift auf, was „draußen“ bei den Zielgruppen relevant ist, Stichworte wären unter anderem Ökologie, Energieeffizienz, Prosumer oder „Smarte Welt“; das Themenforum „Netz“ schließlich beschäftigt sich mit allem, was Technik, Zuverlässigkeit, Regulierung und Wirtschaftlichkeit von Infrastrukturen betrifft. Aus dem bisherigen Themenforum „Erzeugung und Beschaffung“ würden Themenaspekte zu Börsenmarkt und Erzeugungsanlagen künftig zu „Unternehmensentwicklung“ gehören, marktorientierte Beschaffung und Erneuerbare-Energien-Projekte zu „Bürger und Energiewende“. Im Grundsatz aber gilt wie bisher, dass sich die jeweiligen Kreise selbst steuern und ihre Arbeitsinhalte nach der Interessenslage der Mitwirkenden suchen.

Wenn Sie Interesse an der Mitwirkung in einem Themenforum haben, erreichen Sie uns unter 0711/289-44382.

Axel Pfrommer
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0711 289-46646
a.pfrommer@enbw.com



Ein Hauch von Raumfahrt in Spaichingen

Energieversorgung Rottweil testet Erdgas-Brennstoffzelle in Betriebsstelle



Sie „verordneten“ der Betriebsstelle Spaichingen eine Erdgas-Brennstoffzelle: Die beiden Energieberater der ENRW, die „Energie-Docs“ Martin Raible (oben) und Markus Bur am Orde

Was haben das amerikanische Raumschiff „Apollo 11“ und die 12.000-Einwohner-Stadt Spaichingen im Landkreis Tuttlingen gemeinsam? Antwort: Die Existenz von Brennstoffzellen. Bereits bei der Mondlandung der Amerikaner 1969 wurde die Technologie der Brennstoffzelle für die Stromversorgung des Raumschiffs „Apollo 11“ genutzt. Die Energieversorgung Rottweil (ENRW) wird in ihrer Betriebsstelle in Spaichingen das Verfahren testen, um umweltfreundlich und äußerst effektiv das Gebäude zu beheizen.

„Die Brennstoff-Zelle wurde über Jahrzehnte konsequent weiterentwickelt“, berichtet Martin Raible, Teamleiter Energiedienstleistungen der ENRW, „jetzt ist sie für den Gebrauch in Wohn- und Gewerbeimmobilien nutzbar.“ Unter den Oberbegriff „Kraft-Wärme-Kopplung“ fällt auch die Erdgas-Brennstoffzelle. Zwar wird hier in erster Linie Strom produziert, die dabei entstehende Wärme kann aber hervorragend zum Heizen und der Erwärmung des Wassers genutzt werden. Der Wirkungsgrad einer solchen Anlage ist somit doppelt so hoch wie bei der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.

Bei einer Erdgas-Brennstoffzelle gibt es keinen Brennvorgang mit einer Flamme. Die Brennstoffzelle verwendet die beiden Elemente Wasserstoff und Sauerstoff, welche sie aus dem Erdgas gewinnen kann. Im Spannungsfeld kleiner Elektroden kommt es zu einer chemischen Reaktion zwischen diesen beiden Stoffen, und es entstehen Strom und Wärme. Letztere erwärmt über Wärmetauscher das Wasser im Haus. Der produzierte Strom kann selbst verbraucht oder ins öffentliche Netz eingespeist werden.

Dieses chemische Verfahren ist komplett schadstofffrei. Gewonnen wird der energieliefernde Wasserstoff aus Erdgas, dem umweltschonendsten fossilen Brennstoff. Da bei Brennstoffzellen-Heizgeräten die Stromproduktion im Mittelpunkt steht, wird Erdgas deutlich effizienter genutzt als bei herkömmlichen Gasbrennwertheizungen. Im Gegensatz zu Blockheizkraftwerken (BHKW), die ebenfalls Strom und Wärme produzieren, besticht die Brennstoffzellen-Heizung durch eine äußerst geringe Geräuschkentwicklung und wenig bewegliche Teile, die verschleifen können.

„Wir sind nun sehr gespannt, dieses Verfahren in der Praxis zu testen“, erklärt Martin Raible, „wir denken, dass gerade in Neubaugebieten die Brennstoffzellen-Technik sehr interessant sein kann. Als Betreiber von Erdgasnetzen haben wir natürlich ein Interesse daran, sowohl Bestands- als auch Neukunden innovative Lösungen mit dem Brennstoff Erdgas aufzuzeigen.“ Im Gegensatz beispielsweise zu Luft-Wärme-Pumpen wird bei der Wärmegewinnung kein Strom verbraucht, sondern produziert und im Gegensatz zu Blockheizkraftwerken ist das Verhältnis von Wärme zu Strom ideal auf kleinere Gebäude abgestimmt. Bei der Erdgas-Brennstoffzelle halten sich elektrische und thermische Leistung die Waage, was bei perfekt gedämmten Neubauten ein wichtiges Kriterium darstellt. Schließlich ist der Platzbedarf äußerst gering, da die Erdgas-Brennstoffzelle kaum größer als ein Kühlschrank ist und auch im Wohnraum stehen kann.





Produktschnitt eines Brennstoffzellen-Heizgeräts Vitocalor 300-P (Copyright: Viessmann Werke GmbH & Co. KG)

Als Testobjekt dient der ENRW deren zweistöckiges Betriebsgebäude in Spaichingen mit einer Fläche von 256 Quadratmeter: „Das Gebäude ist energetisch saniert und verfügt von daher über einen Vollwärmeschutz und neue Fenster.“ Erfüllt die Technologie die Erwartungen des regionalen Energieversorgers, wollen Martin Raible und seine Kollegen die Erdgas-Brennstoffzelle interessierten Kunden direkt in der Betriebsstelle vorführen und erklären: „Eine Mondreise können wir zwar nicht bieten, aber vielleicht eine Heiztechnologie, die ganz im Zeichen der Energiewende dezentral und umweltschonend Strom erzeugt.“

Dr. Jochen Schicht
Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG
0741 472-104
jochen.schicht@enrw.de

Biogasanlagen: Welche Chance haben die einstigen Hoffnungsträger?

Ausschreibungsmodell im EEG 2017 wird mit gemischten Gefühlen aufgenommen

Biogas kann als einziger erneuerbarer Energieträger das Stromnetz stabilisieren. Wenn Windkraft- und Solaranlagen wetterbedingt keinen Strom erzeugen, können Biogasanlagen in die Bresche springen. Flexibel einsetzbar, sollten sie die Energiewende vorantreiben. Früher großzügig gefördert, retteten sie zahlreichen Landwirten den Hof. Heute ist von der einstigen Aufbruchsstimmung nicht mehr viel zu spüren. Doch die Wertschöpfungskette von Biogas hat nach wie vor Potenzial. So entwickelt beispielsweise die Erdgas Südwest GmbH neue Geschäftsmodelle.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 beschnitt die Förderung massiv, der Anlagenneubau brach ein. 2015 wurden lediglich Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund zehn Megawatt errichtet, das entspricht einem Markteinbruch von 85 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Nun bereitet der Branche das EEG 2017 neue Sorgen. Zum Jahresbeginn 2017 wurde die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien auf ein Ausschreibungsmodell umgestellt. Garantierte Festvergütungen gehören seither der Vergangenheit an.

Das neue EEG soll den Wettbewerb zwischen den Betreibern stärken und zu einem kosteneffizienteren Ausbau führen. Da alleine der Preis für den Strom über den Zuschlag entscheidet, spricht die Politik von mehr Chancengleichheit für die Betreiber. Zur Pflicht wurde die Ausschreibung für alle Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 150 Kilowatt. Betreiber kleinerer Anlagen haben weiterhin einen gesetzlichen Anspruch auf Förderung.

Verantwortlich für die jährliche Ausschreibung ist die Bundesnetzagentur, die die Gebote bis zum 1. September entgegen nimmt. In den Jahren 2017 bis 2019 wird jeweils eine Leistung von 150 Megawatt ausgeschrieben, von 2020 bis 2022 sind es pro Jahr 200 Megawatt. Für Neuanlagen besteht die Förderdauer weiterhin für zwanzig Jahre. Die Höhe der Vergütung wird dabei über Auktionen ermittelt und beträgt 2017 höchstens 14,88 Cent je Kilowattstunde.

Anschlussförderung für Bestandsanlagen

Dabei können auch Bestandsanlagen an der Ausschreibung teilnehmen, sofern ihr zwanzigjähriger Förderanspruch nur noch für höchstens acht Jahre besteht. Für die Anlagenbetreiber eröffnet sich damit die Chance, nach dem ursprünglichen Förderzeitraum weitere zehn Jahre in den Genuss einer Förderung zu kommen. Diese beträgt höchstens 16,9 Cent je Kilowattstunde.

Die Förderung wird dabei auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Diese „doppelte Überbauung“ gilt als Flexibilisierungsmaßnahme, um mit der vorhandenen Überkapazität auf den schwankenden Strombedarf reagieren zu können. Wer beispielsweise ein Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 Kilowatt betreiben möchte, muss eine elektrische Leistung von 500 Kilowatt installieren. Für die Betreiber bedeutet dies zusätzliche Investitionen sowie



einen erhöhten Betriebsaufwand. Gleichzeitig werden die Anlagen meist ineffizienter, denn die erzeugte Wärme wird nur selten vollständig genutzt.

Wer sich in der Ausschreibung durchsetzt und die Förderung nach dem EEG 2017 erhält, verpflichtet sich, künftig maximal 50 Prozent Maissilage einzusetzen. Diese Obergrenze wird bis 2021 in zwei Stufen auf 44 Prozent gesenkt. Damit soll Mais-Monokulturen Einhalt geboten werden, die immer größere Anbauflächen für sich beanspruchen. In den letzten zehn Jahren hat sich die Maisanbaufläche in Deutschland nahezu verdoppelt und beansprucht gut ein Siebtel der gesamten Anbaufläche. Rund 37 Prozent der Maisernte dienen Biogasanlagen als Energielieferant.

Inzwischen etablieren sich jedoch gute Alternativen zum Mais, etwa die Durchwachsene Silphie. Sie fördert als mehrjährige Pflanze die Biodiversität und beugt der Bodenerosion vor. Ihre lange Lebensdauer wirkt sich positiv auf das Bodenleben aus und fördert den Humusaufbau und das Wasserhaltevermögen. Durch eine lange Blütezeit bietet sie einen idealen Lebensraum für Insekten und andere Tiere. Zudem benötigt die neue Energiepflanze kaum Bodenbearbeitung und fast keine Pflanzenschutzmittel.

Aus Biogas wird Biomethan

In der Regel wird Biogas in räumlicher Nähe zu den Anlagen in Blockheizkraftwerken zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet. Die dabei entstehende Wärme wird zum Teil für die Fermenter selbst verwendet und in seltenen Fällen in Wärmenetze eingespeist, die im Laufe der Jahre im Umkreis von Biogasanlagen im Rahmen von Bioenergiedörfern entstanden sind. Die meiste Wärme verpufft jedoch ungenutzt.

Aber es gibt auch Alternativen zur Verstromung von Biogas vor Ort, insbesondere bei größeren Anlagen. Biogas, das überwiegend aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht, kann zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Einmal im Erdgasnetz eingespeist, steht Biomethan dem Wärmemarkt beim Endkunden, dem Strommarkt oder als Kraftstoff zur Verfügung. Das deutsche Erdgasnetz dient dabei als Speicher für das Biomethan. Seine Speicherkapazität beträgt rund 200 Terawattstunden, was dem deutschen Strombedarf mehrerer Monate entspricht. Genutzt wird das Biomethan aus dem Erdgasnetz überwiegend in EEG-Anlagen, ein geringer Teil geht in den Kraftstoffmarkt, ein weiterer Teil in den Wärmemarkt.

Eine besondere Bedeutung kommt dem Biomethan im Wärmemarkt in Baden-Württemberg zu, denn das Erneuerbare-Wärme-Gesetz verpflichtet seit 2009 Eigentümer von Wohngebäuden mit einer Wohnfläche von mehr als 50 Quadratmetern nach einem Heizungstausch dazu, zu einem festgelegten Anteil erneuer-



Die Bioerdgasanlage Burgrieden war 2008 die erste Anlage dieser Art in Baden-Württemberg. 2012 wurde die Leistung verdoppelt und eine weitere Aufbereitungsanlage errichtet, so dass pro Stunde bis zu 660 m³ Bioerdgas ins Netz eingespeist werden können



bare Energien bei der Wärmeversorgung einzusetzen. Seit der Novellierung des EWärmeG im Jahr 2015 muss der Wärmebedarf zu 15 Prozent mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Erfüllt wird das Gesetz auch durch den Einsatz von zehn Prozent Biogas in der Kombination mit der Erstellung eines Sanierungsfahrplans, der mit fünf Prozent angerechnet werden kann.

Durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor wurden nach Angaben des Umweltbundesamts 2016 in Deutschland Treibhausgase in Höhe von rund 36 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalenten vermieden. Nach einer Studie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sind deutsche Heizungen im Durchschnitt 17,6 Jahre alt, das heißt sehr viele entsprechen nicht mehr dem neuesten Stand der Technik. Die Verwendung von Biomethan im Wärmemarkt birgt also auch für die Dekarbonisierung ein großes Potential.

Alternativen zum Ausschreibungsmodell

Biogasanlagen gibt es mit Stromleistungen von wenigen Kilowatt bis zu mehreren Megawatt. Für einen Landwirt ist es wirtschaftlich oft nicht interessant, Biogas in eigenen Anlagen in Biomethan aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Zudem trägt er hier das Vermarktungsrisiko für das Biomethan, denn im Gegensatz zu Frankreich gibt es in Deutschland keinen gesetzlich festgelegten Biomethan-Einspeisetarif. Alternativ kann er sein Rohbiogas an einen Energieversorger verkaufen. Damit verzichtet er zwar auf die EEG-Vergütung, muss aber auch nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Er vermeidet hohe Investitionen in die Überbauung seiner Anlage und gewinnt Planungssicherheit.

Allerdings rechnen sich Biogasaufbereitungsanlagen auch für Energieversorger erst ab einer Größenordnung von 500 Nm³/h Biogas, umgerechnet rund drei Megawatt elektrischer Leistung. Dies schließt den Anschluss kleinerer Anlagen nicht pauschal aus, sofern es gelingt, mehrere benachbarte Biogasanlagen zu einer Aufbereitungsanlage zusammenzufassen. Eine weitere Voraussetzung ist ein Gasnetzanschluss in räumlicher Nähe.

So betreibt etwa die Erdgas Südwest GmbH Biomethan-Aufbereitungsanlagen in Burgrieden und Riedlingen sowie eine Teilaufbereitungsanlage in Achstetten. Der Energieversorger nimmt dort Landwirten, die zusammen eine Biogasanlage betreiben, das erzeugte Rohbiogas nach dem Fermenter vollständig ab und übernimmt dann eigenverantwortlich die Aufbereitung, Einspeisung und Vermarktung des regenerativ erzeugten Biomethans. Erst kürzlich kaufte das Unternehmen zur Fortführung seiner langfristigen Biogasstrategie die bmp greengas GmbH, einen der größten Biomethanhändler in Deutschland. Momentan ist Erdgas Südwest in der Planung des ersten biohybrid Energiespeichers beim Energiepark Hahnennest. Die neue Anlage wird bis zu zehn Tonnen flüssiges Biomethan (Bio-LNG) pro Tag produzieren und speichern. Zum Vergleich: Damit könnten rund 2.500 Durchschnittshaushalte ein Jahr lang mit Biomethan versorgt und gleichzeitig etwa 11.000 Tonnen Kohlendioxid eingespart werden. Durch die Speicherung von Biomethan in Form von Bio-LNG in einem Energiespeicher ist das Biomethan nicht mehr leitungsgebunden und somit vielseitiger einsetzbar.

Mitte 2016 wurden rund 9.000 Biogas-Anlagen gezählt. Im November 2016 waren deutschlandweit bereits 196 Biomethan-Einspeiseanlagen in Betrieb. Durch die Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Aufbereitung und Einspeisung liegt das Potential nach einer Markteinschätzung des Energieversorgers Erdgas Südwest mittelfristig bei 1.000 Anlagen und bei der Erzeugung von rund 48 Terawattstunden gegenüber 9,4 Terawattstunden in 2016. Entgegen den Zielen der Bundesregierung sieht die Internationale Energieagentur IEA Erdgas als „klaren Sieger“ im Energiemix der Zukunft und rechnet mit einer weltweiten Steigerung der Nachfrage bis 2040 von 50 Prozent. Langfristig könnte Biomethan große Teile davon ersetzen.

Mit dem EEG 2017 werden vor allem Betreiber größerer Anlagen die Produktion auf Einspeisung von Biomethan umstellen oder Kooperationen mit Energieversorgern eingehen. Insgesamt dürfte die Anzahl der Biogasanlagen jedoch mit dem Ende der EEG-Laufzeit stark zurückgehen. Damit verringert sich die für die Stromerzeugung zur Verfügung stehende Leistung des einzigen steuerbaren erneuerbaren Energieträgers, was nicht im Sinne der Energiewende ist. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, Anreize zu setzen, damit die Biogasanlagen weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können. Um die Energiewende zu unterstützen, sind auch die Energieversorger aufgefordert, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Denn Biogas kann als einziger erneuerbarer Energieträger den Kunden bedarfsgerecht Energie zur Verfügung stellen.

Ingo Fleuchaus
Freier Journalist
07628 803320
info@textdirekt.de



Energiewende – die nächsten Herausforderungen kommen

Hintergrund und Perspektive der Sektorkopplung

Die Energiewende – bisher eigentlich eine „Stromwende“ – ist beschlossen und findet statt. Es herrscht weitgehender Konsens, dass erste Schritte getan und Richtungen festgelegt sind, der Vollzug und die „Mühen der Ebene“ aber noch viele Jahre dauern werden. Nach Abschaltung der letzten Atomkraftwerke zu Beginn des kommenden Jahrzehnts steht die schrittweise „Dekarbonisierung“ der Stromerzeugung an, Braun- und Steinkohlekraftwerke gehen aus dem Markt. Parallel werden die erneuerbaren Energien Windkraft und Solarenergie ausgebaut, das Übertragungsnetz und die Verteilnetze angepasst. Viel bzw. genug zu tun.

Das alles ist Ergebnis eines gesellschaftlichen Prozesses, der schon länger lief und mit der Katastrophe von Fukushima im März 2011 eine entscheidende Dynamik erhielt – Atomkraft-Ausstiegsbeschlüsse und das weltweit kopierte bundesdeutsche „Erneuerbare Energien-Gesetz“ gab es schon deutlich länger. Der Schlüsselbegriff lautete „Energiewende“. Parallel läuft seit dem ersten „Erdgipfel“ von Rio 1993 ein anderer, weltweiter gesellschaftlicher und politischer Prozess – „Nachhaltigkeit“ und „Klimaschutz“ sind die vielverwandten Schlüsselbegriffe.

Dieser Prozess fand seinen bisherigen zentralen Kristallisationspunkt im Pariser Klimaabkommen vom Dezember 2015, weltweit von fast allen Staaten ratifiziert, außer von Syrien und Nicaragua. Topaktuell ist die Ankündigung des amerikanischen Präsidenten, den Vertrag aufzukündigen, was einen Ausstieg der USA zum November 2020 zur Folge hätte. Auch allen bekannt: Kern des Vertrages ist die gegenseitige freiwillige Verpflichtung der Staaten, bis 2050 den CO₂-Pro-Kopf-Ausstoß der Bevölkerung auf am besten 1,5 t/Jahr, maximal 2 t/Jahr zu begrenzen, um den nicht (mehr) vermeidbaren Klimawandel und seine Folgen auf ein vielleicht erträgliches bzw. zu bewältigendes Maß zu begrenzen.

Politisch und gesellschaftlich hat damit eine Zeit der Neuorientierung und -ausrichtung begonnen: Was bedeutet dies eigentlich wirklich? Neue Schlüsselbegriffe beschreiben zentrale Problem- bzw. Handlungsfelder: „Dekarbonisierung“ und „Sektorkopplung“.

Dekarbonisierung beschreibt normativ die Notwendigkeit, alle Felder gesellschaftlichen Handelns bzw. Energieverbrauchs CO₂-frei zu machen – Schritt für Schritt bis 2050, kontinuierlich, nach allen Studien schnell ansteigend, weil sonst nicht ausreichend. Alle Felder? Landwirtschaft und industrielle Produktionsprozesse – so ist es Konsens – sind systemimmanent nicht ganz auf Null rücksetzbar. Sie werden 2050 die Bereiche sein, die für die 1,5 – 2 t/Jahr CO₂ verantwortlich sind. Strom, Wärme, Verkehr müssen deswegen bis 2050 komplett CO₂-frei sein.

Sektorkopplung beschreibt die immer weiter um sich greifende Erkenntnis, dass eine Dekarbonisierung bzw. CO₂-Freiheit in den Bereichen Wärme und Verkehr innerhalb der bisherigen Systematik und Energiebereitstellung nicht umsetzbar



ist. Öl und Erdgas müssen ersetzt werden – nach momentanem Stand lautet der CO₂-freie Hoffnungsträger auch für diese Sektoren: Strom aus erneuerbaren Energien. Die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr müssen gekoppelt, zusammen gedacht werden – auf allen Ebenen, auf europäischer, Bundes-, Regional- und lokaler Ebene. So hat z.B. die EU-Kommission im Oktober 2016 eine Expertengruppe unter Leitung des Direktors des Potsdam Instituts für Klimafolgenforschung (PIK), Prof. Dr. Hans Joachim Schellnhuber, eingesetzt, die Pfade zur Dekarbonisierung in Europa beschreiben soll.

Sektorkopplung „praktisch“ heißt unter anderem: Wo technisch möglich Elektromobilität, wo noch Flüssigkraftstoffe unverzichtbar sind wie z.B. im Flug- und Seeverkehr strombasierte Flüssigkraftstoffe; Wärmenetze und Einzelversorgung auf Basis von elektrischen Wärmepumpen, 2050 in über 80% der Haushalte.

Für die Stromwirtschaft bedeutet das Pariser Abkommen nach Fukushima also einen abermaligen Strauß von Herausforderungen. Selbst bei der Annahme des Erfolgs von umfangreichen Energieeffizienzmaßnahmen, also mehr als 50% Einsparung gegenüber heute, steigt der Strombedarf je nach Maß der Beibehaltung unseres Lebensstils bzw. unserer Konsum- und Mobilitätsmuster von derzeit jährlich 600 TWh auf 1.300 – 3.000 TWh an, die erneuerbar erzeugt werden. Sektorkopplung bedeutet aber auch einen massiven Wandel der Infrastruktur, z.B. viele hunderttausend bis Millionen von Ladesäulen und Wallboxen im privaten und öffentlichen Raum für die Elektromobilität. Lokale und regionale Netze müssen eine „intelligente“ und steuernde Anpassung daran erhalten, aber auch für die Aufnahme des notwendigen massiven Anstiegs von Solar- und Windkraftstrom. Was dies für Übertragungsnetze bedeutet, ist noch nicht wirklich politisch diskutiert, und auch noch nicht in den Bundesnetz(entwicklungs)plänen umgesetzt.

Fazit: Die erneuerbaren Energien – so alle Studien – müssen weit über die von der Politik derzeit definierten Ausbauziele schnellstmöglich in ihren Kapazitäten und Leistungen ausgebaut werden. Für die notwendigen Effizienzsteigerungen und „smarte“ Energiemanagement- und Speicher-Lösungen besteht weiterhin großer Bedarf an Forschung und Pilotprojekten. Neben dem beschleunigten Wandel und Ausbau der Energieerzeugungsstruktur und den Effizienzsteigerungen ist ein Aus- und Umbau der Netz- und Infrastruktur notwendig – sonst sind alle Vorstellungen und Planungen bezüglich Dekarbonisierung und Sektorkopplung bzw. das Einhalten des Pariser Klimaabkommens hinfällig und Makulatur. „Es gibt viel zu tun – packen wir's an!“ gilt für die Politik, ernsthaft wohl nach der Bundestagswahl, und für die Stromwirtschaft, den wieder neuen Hoffnungsträger.

Klaus Amler, Ökonsult GbR
0711 674474-76
amler@oekonsult-stuttgart.de



Drei interessante Studien zum Themenbereich:

1. Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Prof. Volker Quaschnig, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Juni 2016, 34 Seiten. Download:

<http://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/index.php>

2. RENEWABILITY III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Öko-Institut/DLR/ifeu/INFRAS, November 2016. Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Broschüre 50 Seiten, Endbericht 264 Seiten. Download:

<http://www.renewability.de/downloads/>

3. Sektorkopplung. Klimaschutz mit Strom für Wärme und Verkehr. Ahmels/Brandmeyer, Deutsche Umwelthilfe für das Bundesumweltministerium, Berlin, Januar 2017, 16 Seiten. Download:

<http://www.duh.de/themen/energie-klima/energiewende/stromnetz-speicher/>



Pooling von Entnahmestellen künftig rechtssicherer

Urteil des OLG Düsseldorf bestätigt weite Begriffsauslegung

Seit rund sechs Jahren wurde diskutiert und dann auch prozessiert, unter welchen Voraussetzungen bei der Ermittlung der Netzentgelte gepoolt werden darf. Pooling bedeutet, beim Vorhandensein mehrerer Entnahmestellen diese nicht einzeln zu bewerten, sondern die Leistungswerte zeitgleich übereinanderzulegen: Die zu bezahlenden Netzentgelte fallen dadurch zum Teil deutlich niedriger aus. Im Themenforum Netz des Energie-Teams stand das Thema beim aktuellen Informations- und Meinungsaustausch wiederholt auf der Agenda. Mit einem Urteil des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf vom Januar 2017 und der Entscheidung der Netze BW, keine Beschwerde einzulegen und entsprechend geänderte Rechnungen auszustellen, ist die Sache jetzt zu einem gewissen Abschluss gekommen.

In der Frühzeit der Liberalisierung waren in der Verbändevereinbarung II zur Ermittlung von Netznutzungsentgelten für das Pooling keine expliziten Bestimmungen enthalten. Auch die im Juli 2005 in Kraft getretene erste Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) enthielt keine ausdrückliche Regelung. Pooling war aber geübte Praxis und es gab viel Spielraum in der Handhabung. Netze BW nutzte ihn weitestgehend aus und fasste damals zum Beispiel Entnahmestellen auch über Spannungsebenen hinweg zusammen; diese Praxis wurde ihr zum Jahresbeginn 2011 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) untersagt.

In den nächsten Jahren gab es verschiedentlich Aussagen der BNetzA zu einzelnen Fällen, in denen nicht gepoolt werden sollte. Um die unterschiedliche Handhabung zu vereinheitlichen und eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung bei in der Folge sinkenden spezifischen Entgelten zu erreichen, fasste die Behörde schließlich im September 2011 einen förmlichen Beschluss (BK8-11/015). Die BNetzA ging davon aus, dass die bestehenden Regelungen der StromNEV implizit ein grundlegendes Poolingverbot darstellen und deshalb genau definierte Ausnahmefälle festzulegen seien. Vier Bedingungen mussten kumulativ erfüllt sein: Die Entnahmestellen mussten demselben Netznutzer zuzuordnen sein, auf der gleichen Netzebene angeschlossen sein, sich im gleichen Netzknoten oder in unmittelbarer Nähe zueinander befinden und es musste „kundenseitig die Möglichkeit einer galvanischen Verbindbarkeit (durch eine Schalthandlung)“ gegeben sein.

Bereits gegen diesen Beschluss zur Einschränkung des Poolings gab es verschiedene Beschwerden von Netzbetreibern und auch Letztverbrauchern, zum Beispiel zum Punkt „unmittelbare Nähe“. Das OLG Düsseldorf beschäftigte sich damit, ohne dass es zu einer Entscheidung kam. In einem Hinweisbeschluss vom Juni 2013 stellte das OLG aber zum Beispiel das dem Beschluss der BNetzA zugrunde gelegte grundsätzliche Poolingverbot in Frage. Gelten sollten die Bestimmungen des BNetzA-Beschlusses ab 1. Januar 2012, für Weiterverteiler gab es allerdings eine Übergangsregelung bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode 2013, so dass dann gleich die Novelle der StromNEV griff.



In dieser ab 1. Januar 2014 geltenden novellierten StromNEV wurde in § 17 ein neuer Absatz 2a eingeführt, um die von der BNetzA mit dem Beschluss vom September 2011 verfolgte Vereinheitlichung des Poolings zu berücksichtigen. Wieder waren vier zu erfüllende Bedingungen genannt, allerdings entsprachen nur zwei davon denen im Beschluss: Gleicher Netznutzer und gleiche Netzebene mussten gegeben sein. Es fehlte die Bedingung „räumliche Nähe“. Neu hinzu kam die Verbindung zum Netz desselben Netzbetreibers. Die vierte Bedingung war jetzt so formuliert, dass die Entnahmestellen „entweder Bestandteil desselben Netzknotens sind oder bei Vorliegen einer kundenseitigen galvanischen Verbindung an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind“; im Wortlaut war jetzt also von „Verbindung“ statt von „Verbindbarkeit“ die Rede und es fehlte der ergänzende Einschub „(durch eine Schalthandlung)“. Netze BW hielt sich genau an diese Formulierung und legte den technischen Begriff „galvanische Verbindung“ technisch aus. Rund ein Drittel der angeschlossenen Netzbetreiber wurde deshalb nicht mehr gepoolt abgerechnet. Von diesen kürzten einige die Rechnung, viele zahlten nur unter Vorbehalt.

Die angeschlossenen Netzbetreiber konnten sich mit ihrer Auffassung auf die Begründung stützen, die der StromNEV auf ihrem Weg durch die Instanzen als Erläuterung beigefügt war. Dort heißt es, dass kundenseitig zwischen den Entnahmestellen „entweder eine permanente galvanische Verbindung oder zumindest eine galvanische Verbindbarkeit (durch eine Schalthandlung) bestehen“ muss. Warum die Regelung aus dem Beschluss anscheinend unverändert beibehalten werden sollte, die Verordnung in § 17 Absatz 2a Satz 1 Punkt 4 aber anders formuliert ist, ist nicht nachvollziehbar. Tatsache ist, dass die angestrebte Rechtssicherheit auf diese Weise gerade nicht erreicht wurde. Matthias Steiner, bei Netze BW zuständig für die Netzkunden Strom, bewertet das so: „Im Nachhinein betrachtet ein mehr als verunglückter Paragraph!“

Insgesamt wurden von den Marktteilnehmern nach Inkrafttreten der neuen StromNEV etliche Fragen zur konkreten Auslegung aufgeworfen. Die BNetzA gab deshalb gemeinsam mit den Landesregulierungsbehörden im November 2014 ein Positionspapier heraus. Zum Pooling war darin ausgeführt, dass es keine Rolle spiele, ob „eine Möglichkeit zur Lastverlagerung über eine galvanische Verbindung im streng technischen Sinne oder aber – bei Zwischenschaltung von Transformatoren – über eine induktive Verbindung besteht.“ Der Begriff galvanische Verbindung sei „entsprechend weit auszulegen“. Der Gedanke einer weiten Auslegung zieht sich also durch vom Beschluss der BNetzA im September 2011 über die Verordnungsbegründung bis zum Positionspapier. Der genaue Wortlaut der StromNEV gibt diesen Gedanken aber so nicht wieder.

Auch mit der Veröffentlichung des Positionspapiers sah die Netze BW, so Matthias Steiner, aus mehreren Gründen keine ausreichende Rechtsbasis für eine gepoolte Netzentgeltabrechnung. Unverändert stand der eindeutige Wortlaut des § 17



der Verordnung im Raum, der nach Auffassung der Netze BW als gewichtiger anzusehen war als eine relativierende Aussage in der Verordnungsbegründung – zumal in derselben Verordnungsbegründung an anderer Stelle auch zu lesen war, dass „eine Umspannebene (Transformator) nie eine elektrisch leitfähige Verbindung darstellt“. Außerdem hätte die Behörde anstelle eines Positionspapiers, das eine Rechtsauffassung wiedergibt, auch die verpflichtende Form eines Beschlusses wählen können. Und schließlich handelte es sich um eine Ausnahmegesetzgebung, das heißt in allen anderen als den genau definierten Fällen ist Pooling unzulässig. Auf diese Punkte hätten sich potentielle Kläger wie zum Beispiel Lieferanten stützen können, die bei weiter Auslegung des Pooling von daraus resultierenden höheren spezifischen Netzentgelten betroffen sind. Eine unstrittige Umsetzung detaillierter und komplexer Bestimmungen ist praktisch unmöglich, wenn amtlicher Verordnungstext und behördliche Interpretation so weit auseinanderliegen.

Klarheit konnte, abgesehen von einer weiteren Novellierung der StromNEV, offenbar nur der Weg über die Gerichte bringen. Im Februar 2015 reichte die Netze BW eine Musterklage gegen die Netze Mittelbaden ein. Die Netzgesellschaft des Elektrizitätswerks Mittelbaden hatte die Netzentgeltzahlungen um den Betrag gekürzt, der durch das nicht mehr angewandte Pooling zusätzlich in Rechnung gestellt worden war. In der Größenordnung machte das, so Geschäftsführer Michael Binder, etwa 10 bis 20 % aus. Das Landgericht Offenburg bestätigte im Juli 2015, dass Netze BW die Netzentgelte „ordnungsgemäß berechnet“ hat. Zwar verstoße der Ordnungsgeber gegen das Diskriminierungsverbot, wenn er Pooling nur bei galvanischer Verbindung erlaube, weil auch eine induktive Verbindung die Kostenersparnis im vorgelagerten Netz ermögliche. Aber der Wortlaut einer Vorschrift sei Ausgangspunkt und zugleich Grenze der Auslegung und der Begriff galvanische Verbindung sei „ein fachsprachlicher Begriff, der keine unscharfen Ränder aufweist“. Aus der Verordnungsbegründung ergebe sich, dass dem Ordnungsgeber der fachsprachliche Wortsinn von „galvanisch“ sowie der Unterschied zu „induktiv“ bewusst war und „er die beiden Begriffe im elektrotechnischen Sinne verstanden wissen wollte.“ Netze Mittelbaden legte gegen das Urteil Berufung beim OLG Karlsruhe ein.

Im März 2015 stellten außerdem die Rastatter star.Energiewerke gegen Netze BW einen Missbrauchsantrag bei der BNetzA. Sie hatten zunächst Abschlagszahlungen unter Anwendung der Poolingregeln geleistet, doch im Oktober 2014 kündigte Netze BW an, rückwirkend ab 1. Januar 2014 ungepooled abzurechnen. Die vorgelagerten Netzkosten wurden dadurch fast verdoppelt. Olaf Kaspyryk, Geschäftsführer der star.Energiewerke, sah sich in der Pflicht, die Netzentgelte auf ein notwendiges Maß zu begrenzen: „Es ist uns ein Anliegen, unsere Kunden stets so günstig wie möglich zu versorgen!“ In ihrer Entscheidung über den Missbrauchsantrag im Oktober 2015 folgte die BNetzA wenig überraschend



ihrer eigenen Verordnungsinterpretation, die sie schon im Positionspapier ein Jahr zuvor dargelegt hatte. Sie führte aus, dass für die Auslegung der Formulierung „galvanische Verbindung“ ein streng technisches Begriffsverständnis abzulehnen sei, sondern sich vielmehr aus einer Gesamtwürdigung der Poolingvorschriften ergäbe, dass der Verordnungsgeber ein weites Begriffsverständnis wollte. Sie räumte „eine vom Verordnungsgeber missverständlich bzw. fehlerhaft verwendete Begriffswahl“ ein, die im vorliegenden Fall „also nicht zu einer unsachgemäßen Entgeltabrechnung führen“ könne. Die Netze BW legte daraufhin Beschwerde beim OLG Düsseldorf ein. Die star.Energiewerke legten ihrerseits ebenfalls Beschwerde ein; die BNetzA verfügte nämlich eine gepoolte Abrechnung erst ab 2015, weil sie in einem Missbrauchsverfahren nur für die Zukunft eine Entscheidung treffen könne und das Kalenderjahr 2014 zum Zeitpunkt der Antragsstellung bereits abgeschlossen war.

In seinem Urteil vom Januar 2017 bestätigte das OLG Düsseldorf zum einen die Entscheidung der BNetzA im Missbrauchsverfahren, Netze BW muss also poolen: Unstreitig seien die Entnahmestellen kundenseitig nicht im technischen Sinne galvanisch verbunden, eine unterspannungsseitige Verbindung über die Mittelspannung sei aber ausreichend und die Möglichkeit der Lastverlagerung bestehe unabhängig von der Natur der Verbindung; es sei der „Begriff der galvanischen Verbindung nicht im streng technischen Sinne zu verstehen“ und dies entspreche „dem zutage getretenen Willen und der Zielsetzung des Verordnungsgebers“. Zum anderen wird die BNetzA verpflichtet, den Anspruch der star.Energiewerke auch für das Jahr 2014 rückwirkend anzuerkennen, weil es sich um einen einheitlichen Streitgegenstand handle.

Die Netze BW hat keine Beschwerde gegen das OLG-Urteil eingelegt. Es ist zwar noch nicht rechtskräftig, weil die BNetzA gegen die Rückwirkung auf 2014 Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof eingelegt hat, aber in der Sache sieht Netze BW eine ausreichende Rechtssicherheit gegeben. Sie wird noch 2017 eine auf Grundlage der Entscheidung des OLG Düsseldorf geänderte Abrechnung anstreben, soweit nach Angabe der betroffenen Netzbetreiber wie im Positionspapier genannt mindestens die Hälfte der Last kundenseitig verlagert werden kann, und dabei auch das Kalenderjahr 2014 einbeziehen.

Axel Pfrommer
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0711 289-46646
a.pfrommer@enbw.com



E-Mobilität – Herausforderung für die Ortsnetze

Eric Junge berichtete im Themenforum Netz aus dem „NETZlabor Elektroflotte“



Die Elektromobilität nimmt in Deutschland aktuell richtig Fahrt auf. In vielen Großstädten steht schon jetzt ein flächendeckendes Netz an Ladesäulen zur Verfügung. Aber auch in kleineren Städten und ländlichen Regionen kommt der Ausbau voran. Werden die Verteilnetze zum ‚Flaschenhals‘ für die neue Art der Mobilität? Wie lässt sich die Ladeinfrastruktur insbesondere in die Ortsnetze erfolgreich integrieren? Diesen Fragen geht die Netze BW in ihrem neuen „NETZlabor Elektroflotte“ nach.

Den entscheidenden Anstoß für das Forschungsprojekt mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft lieferte der hauseigene Fuhrpark. Insgesamt 50 E-Golf hatten wir vor etwa einem Jahr beschafft, von denen ein großer Teil am Stuttgarter Standort im Stöckach stationiert ist. Die sind in der Regel tagsüber unterwegs. Entsprechend wird es gegen Abend „spannend“, wenn viele Fahrzeuge gleichzeitig laden wollen. Solche Konstellationen auf Basis größerer gewerblicher Elektroflotten zeichnen sich bereits als relevante Anwendungsfälle ab. Das könnte in einen Spagat münden: Wir wollen den Kunden ja einen komfortablen Zugang zum benötigten Ladestrom bieten. Gleichzeitig soll aber die Überlastung des Netzes und damit die Erfordernis eines teuren Ausbaus vermieden werden.

Aber der Reihe nach. Im Moment gibt es kaum Erfahrungen mit der komplexen Aufgabe der Netzintegration. Ein erstes wesentliches Ziel lautet deshalb, das Ladeverhalten und die Rückwirkungen ins Netz möglichst präzise kennenzulernen und zu analysieren. Am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Uni Stuttgart wurden dafür neue, leistungsstarke Messgeräte mit entsprechenden Auswertungsalgorithmen entwickelt. Mithilfe von 140.000 Abtastungen pro Sekunde erkennen die selbst winzige Veränderungen im Verhalten des Ortsnetzes. Die ersten Erkenntnisse aus dem Stöckach: Die Ladevorgänge erfolgen meist zwei- oder gar einphasig. Was vermutlich an der verfügbaren Technik liegt. Dabei wären möglichst symmetrische, dreiphasige Beladungen ideal.



Das macht bei einzelnen Fahrzeugen nichts aus, birgt aber bei größeren Flotten, die gleichzeitig am Netz hängen, das Risiko von Schiefasten oder gar Schäden an Betriebsmitteln.

Die Lösung könnten „intelligente“ Ladesäulen bieten, die den aktuellen Netzzustand messen und die jeweils verfügbare Phase frei schalten. Prototypen für solche Phasenwähler werden im Moment von einem industriellen Partner entwickelt und sollen baldmöglichst im Netzlabor zum Einsatz kommen.




Viele Bausteine zu einer Lösung zusammensetzen

Letztlich geht es auch hier um ein umfassendes System für das Lastmanagement gemäß dem Grundgedanken aller NETZlabore bei der Netze BW: Wie lassen sich Einspeisung und vor allem Verbrauch netzdienlich steuern und am besten aufeinander abstimmen? Und wie lassen sich mit diesen Erkenntnissen die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze begrenzen? Dazu tragen nicht nur technische Komponenten wie der Phasenwähler bei. Vielmehr geht es auch um regulatorische Maßnahmen und wirtschaftliche Anreize. So gehören Ladesäulen zwar im Grunde zu den steuerbaren Lasten gemäß § 14 EnWG. Rüstet man sie zukünftig mit einem intelligenten Messsystem (iMS) sowie einer Steuerbox aus, könnte sie der Netzbetreiber entsprechend netzdienlich einsetzen und das ganze über verringerte Netzentgelte honorieren. Im Gegensatz zu den EEG-Anlagen besteht bei Ladeeinrichtungen dafür jedoch keine Verpflichtung. Außerdem lässt deren Technik (bislang) auch noch keine stufenweise Abregelung zu.

Steigende Zahl von Kundenanfragen – auch bei vielen Stadtwerken

Weniger komplex gestalten sich bisher die aktuellen Anfragen von Netzkunden, die uns vor allem aus Privathaushalten, aber auch Gewerbebetrieben wie Autohäusern oder Einkaufszentren erreichen. Die häufen sich allerdings spürbar. Wie geht man damit am besten um? Auch mit Vertretern von Verteilnetzbetreibern aus dem Kreis des Energie-Teams stehen wir dazu regelmäßig im Kontakt. Zunächst gilt es, verschiedene Anwendungsfälle und Standorte zu unterscheiden.

Anwendungsfälle von Ladeinfrastruktur		Privater Aufstellort: aktuell 85 % perspektivisch über 2020 hinaus: 60 - 70 %			Öffentlich zugänglicher Aufstellort: aktuell 15 % perspektivisch über 2020 hinaus: 30 - 40 %		
Typische Standorte für Ladeinfrastruktur							
	Einzel- / Doppelgarage bzw. Stellplatz beim Eigenheim	Parkplätze bzw. Tiefgarage von Wohnanlagen, Mehrfamilienhäusern, Wohnblocks	Firmenparkplätze auf eigenem Gelände	Autohof, Autobahn-Raststätte	Einkaufszentren, Parkhäuser, Kundenparkplätze	Straßenrand / öffentliche Parkplätze	
Vorgaben zur Ladetechnologie	Combined Charging System vorschreiben			Combined Charging System als Mindeststandard in Ladesäulenverordnung vorgeschrieben			
Ladedauer für 20 kWh (Verbrauch für 100 km)	6 Stunden (AC 3,7 kW)	6 Stunden (AC 3,7 kW) 1-2 Stunden (AC/DC 11-22 kW)	6 Stunden (AC 3,7 kW)	30 Minuten (DC 50 kW) 10 Minuten (DC 150 kW)	6 Stunden (AC 3,7 kW)	1-2 Stunden (AC/DC 11-22 kW)	
Ladedauer perspektivisch				wenige Minuten (DC 350 kW)			
Fragen	<ul style="list-style-type: none"> Ab wie vielen Elektroautos gerät das Netz an seine Kapazitätsgrenze? Wann wird Netzausbau nötig und in welchem Umfang? Welche Auswirkungen auf die Elektroenergiequalität sind zu erwarten? 						

Quelle: NPE Nationale Plattform Elektromobilität, 28.11.2016



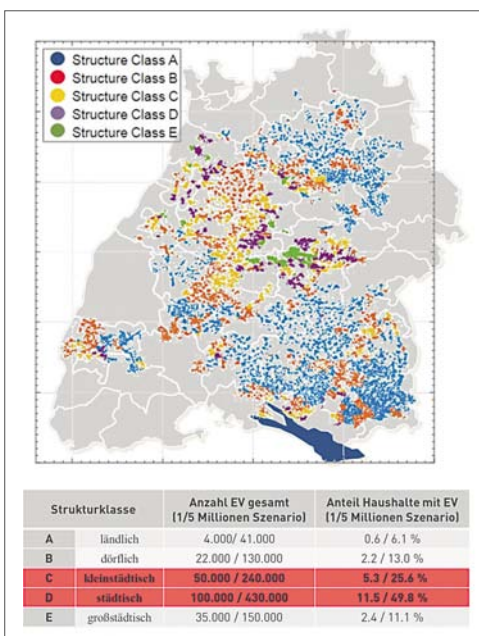
Grundsätzlich unterscheidet man zwischen

- privaten Aufstellorten wie Haushalte, Tiefgaragen von Wohnanlagen oder Firmenparkplätze
- öffentlichen Aufstellorten (Parkplätze am Straßenrand, Parkhäuser und große Kundenparkplätze, Autobahnraststätten)
- außerdem einzelnen Sonderanwendungen wie elektrischen Stadtbussen.

Entsprechend unterscheiden sich die Kundenbedürfnisse: Während es im Privatbereich eher darum geht, das Fahrzeug z.B. über Nacht wieder voll zu laden, soll an Autobahnraststätten möglichst schnell wieder „vollgetankt“ werden. Daran orientieren sich die Techniken. So rüstet die EnBW aktuell über 150 Autobahnraststätten unter anderem mit DC-Ladestationen aus, die mit Gleichstrom Ladeleistungen bis 50 kW erreichen. Perspektivisch sollen bald 150 und schließlich 350 kW möglich sein. In der eigenen Garage oder am Dienstsitz reichen meist Leistungen von 3,7 bis zu 22 kW, wofür AC-Säulen eingesetzt werden, die mit Wechselstrom laden.

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers entscheidend ist dabei zu erfahren, wo diese Ladestationen aufgebaut werden. Die Herausforderung liegt erfahrungsgemäß im privaten Bereich. Wallboxen z.B. lassen sich inzwischen mit wenig Aufwand installieren und werden nur selten dem Netzbetreiber angezeigt. Deswegen haben wir in den TAB der Netze BW inzwischen eine Meldepflicht für Anlagen >4,6 kVA Leistung verankert. Alle Anlagen >12 kVA sind (wie vergleichbare Elektrogeräte) gemäß der TAB 2007 genehmigungspflichtig. Zusammen mit den im Netzgebiet zugelassenen Elektrikern arbeiten wir an der Umsetzung der Meldepflicht. Zudem bemühen wir uns auf Normungs- (VDE FNN) und Gremienebene (BDEW, BNetzA) um eine Überführung in die Technischen Richtlinien.

**HochlaufszENARIO
Elektromobilität bei
Netze BW, Darstellung
Trafostationen nach
DENA Strukturklassen**



Wissen, was im eigenen Netz los ist

Natürlich wäre es sinnvoll zu wissen, wo die bisher nicht gemeldeten Stationen installiert sind. Deshalb wollen wir an als „Hot-Spots“ identifizierten Regionen spezielle Messtechnik in Trafostationen einbauen, die den Zustand des Netzes kontinuierlich überwacht. Ein erster Feldversuch ist im östlichen Landkreis Biberach vielversprechend angelaufen. Ergänzend untersucht die Netze BW regelmäßig die aktuellen Hochlaufzahlen von Elektrofahrzeugen im eigenen Netzgebiet. Unter Berücksichtigung politischer und sozialer Rahmenbedingungen leiten wir dann ab, wo am wahrscheinlichsten Ladepunkte neu entstehen werden. Die Daten tragen zur vorausschauenden Netzplanung bei.

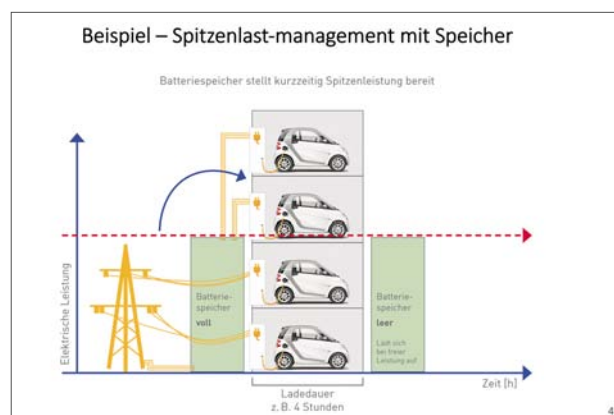
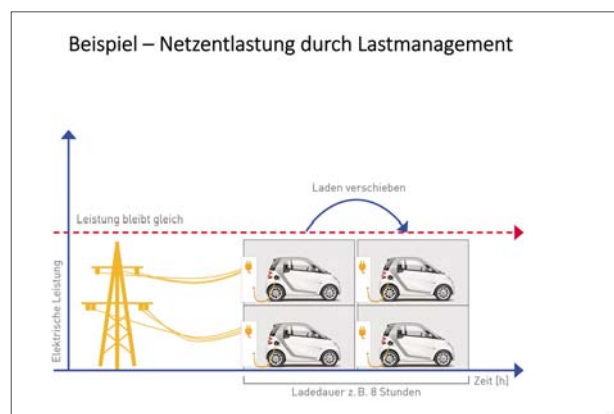
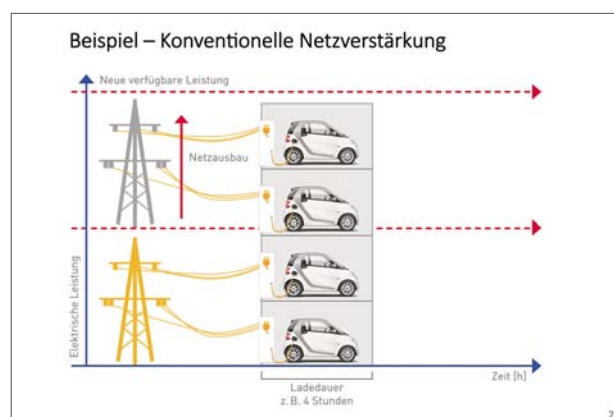
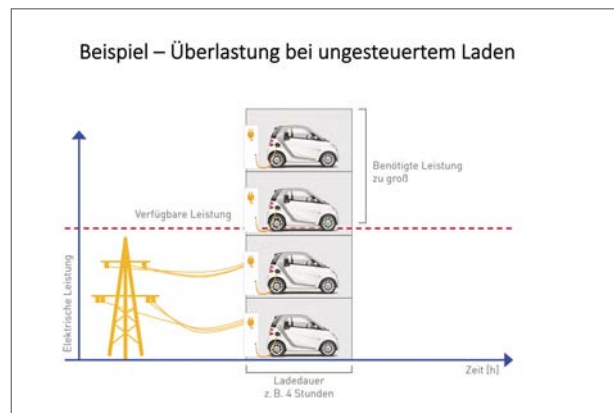


Ist der Standort einmal bekannt, gilt es die Auswirkungen der Ladepunkte auf das Verteilnetz zu bewerten und zu entscheiden, welche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzuleiten sind. Dafür hat die Netze BW bereits Planungsgrundsätze entwickelt. Die beruhen auf dem realen Ladeverhalten von E-Mobilen und berücksichtigen die Wahrscheinlichkeit, mit der diese auf einmal Leistung aus dem Netz ziehen.

Womit wir wieder bei der Technik im Netzlabor wären. Dazu stehen einige Entscheidungen an: Gibt es ein Lastmanagement-System, das zu den Anforderungen aus den Forschungen gut passt? Welche Batterietypen eignen sich als verlässliche Puffer, um das Netz in Spitzenzeiten wie am Abend zu entlasten? Und welche Akku-Systeme lassen sich ins Lastmanagement am besten integrieren?

Sobald die Weichen gestellt sind, können innerhalb der Infrastruktur des NETZlabors Elektroflotte die unterschiedlichen Konstellationen getestet werden. Wir werden im Energie-Team über Ergebnisse und Schlussfolgerungen gerne weiter informieren.

Eric Junge
 Projektleiter NETZlabor Elektroflotte
 Netze BW GmbH
 0711 289-48323
 e.junge@netze-bw.de



Vier Szenarien mit Smarts



Personalien

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

Personalien aus Unternehmen

Mühlacker: [Roland Jans](#) übernimmt am 1. September 2017 die Geschäftsführung der Stadtwerke Mühlacker von [Jürgen Meeh](#), der in den Ruhestand geht. Jans war zuvor Geschäftsführer der Bayerngas Energy Trading GmbH in München.

Muggensturm: [Jochen Mühl](#) wird zum 1. Oktober 2017 neuer Geschäftsführer der eneRegio. Er folgt auf [Volker Schuster](#), der nach 18 Jahren an der Unternehmensspitze am 30. September 2017 in den Ruhestand verabschiedet wird.

Personalien aus dem Energie-Team:

[Helmut Oehler](#), Geschäftsführer der Stadtwerke Baden-Baden, ist neues Mitglied des Steuerungskreises des Energie-Teams. Damit ist Baden-Baden nach dem Ausscheiden von [Rainer Pahl](#) weiterhin in diesem Gremium vertreten.



Termine 2017

Energie-Team Baden-Württemberg

29. Juni 2017

Infoveranstaltung „Neue Rahmenbedingungen für Photovoltaik“

Merklingen/Wiesensteig

13. September 2017

Themenforum Netz

Vormittags

Wendlingen

13. September 2017

Besichtigung neue Hauptschaltleitung der TransnetBW

Wendlingen

21. September 2017

Steuerungskreis

Geislingen an der Steige

11. Oktober 2017

Energie-Team Plenum

Ganztägig

Reutlingen

10. November 2017

Infoveranstaltung Energiewirtschaftliche Umlagen

Ganztägig

Stuttgart



Impressum

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

www.energie-team.org

Redaktion

Katharina Heck
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Telefon 0711 289-44382
Telefax 0721 914-20463
k.heck@enbw.com

Axel Pfrommer
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Telefon 0711 289-46646
Telefax 0711 289-44792
a.pfrommer@enbw.com

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

Markus Schneider
Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Gestaltung und Produktion

Guntram Gerst
guntramgerst.de



