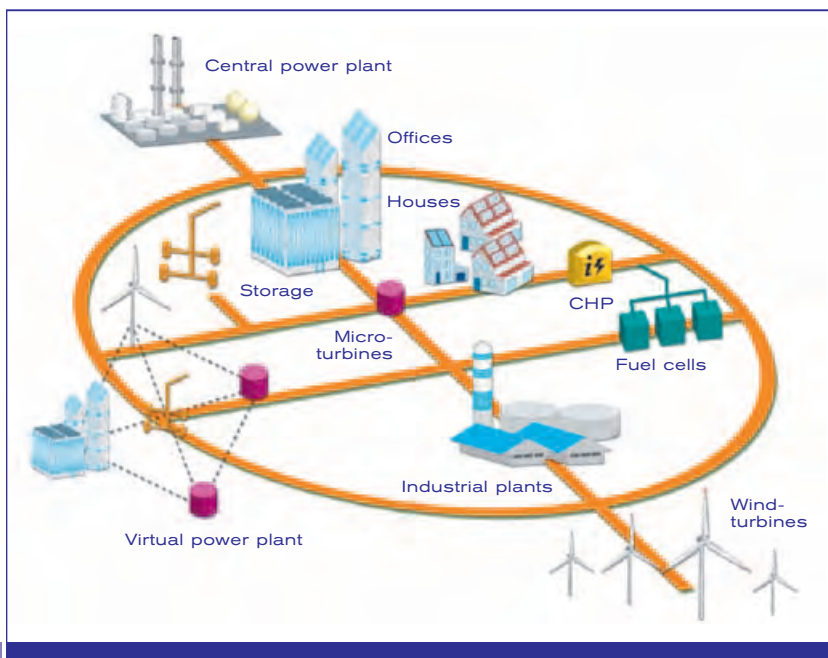


Neuer Strom in alten Netzen?

Anforderungen an die elektrische Energieversorgung der Zukunft



Die Rahmenbedingungen der Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie und die dazugehörige Technologie befinden sich in einem stetigen Wandel. Während der letzten Dekaden des 19. Jahrhunderts stritten Thomas Alva Edison und George Westinghouse im so genannten „Stromkrieg“ um die Technologie der Netze. Edison bevorzugte die Gleichspannung und zog mit nicht gerade zimperlichen PR-Kampagnen gegen Westinghouse zu Felde. Tiere wurden mit Wechselspannung getötet, um die

Gefahren dieser Technik zu belegen. Edison ersann eigens das Verb „to westinghouse“ dafür. Nachdem 1891 Oskar von Miller die Überlegenheit der Wechselspannung durch Übertragung einer Leistung von 70 kW von Lauffen am Neckar nach Frankfurt gezeigt hatte, konnte auch Westinghouse mit Nikolai Teslas Hilfe den Stromkrieg für sich und die Wechselspannung entscheiden. Mit dem Umbau des konventionellen Kraftwerksparks und der Integration der Erneuerbaren Energien in die Stromnetze steht die elektrische Energieversorgung nun wieder vor großen Herausforderungen.

1. RAHMENBEDINGUNGEN

Die Herausforderungen des 21. Jahrhunderts an die Energieversorgung sind seit Oskar von Miller und Westinghouse ungleich größer geworden. Während die elektrische Energieversorgung zum ausgehenden 19.

Jahrhundert noch eine Nischenanwendung war, ist heutzutage die umfassende Versorgung mit elektrischer Energie nicht mehr wegzudenken. Große Veränderungen der Energieversorgungssysteme, die,

SUMMARY

The electrical power supply in Europe is in a profound process of change. In order to mitigate global warming, a significant reduction in CO₂-emissions is required. According to the objectives of the German Federal Government, the share of renewables in electricity supply ought to be 30% in 2020. In addition to the retrofitting of conventional power stations, major investments in distributed generation units are therefore inevitable. To integrate the volatile renewable energy sources in the existing electrical grid on a large scale, the transmission system is not only to be expanded but also needs to get smarter through the use of information and communication technology, even down to the distribution level. This so-called SMART GRID should interconnect Dispersed Energy Resources (DER, e.g. renewable energy sources, fuel cells, small combined heat and power plants) and adaptable customer loads. The control of the load according to the actual available power in the grid can be performed by means of smart meters. In that respect also electric vehicles are an interesting option, because they can provide system services by controlled loading or feeding the grid. Thus an active research field at the Institute of Power Transmission and High Voltage Technology (IEH) is the integration of renewable energy sources and electric vehicles into the power system.

wie wir im Folgenden noch sehen werden, unumgänglich sind, erfordern Investitionen in Milliardenhöhe.

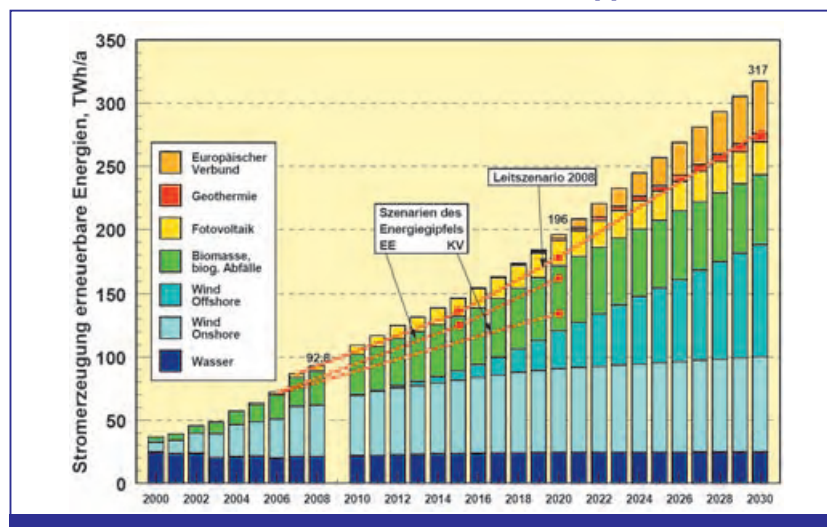
Die wohl gewaltigsten Veränderungen ergeben sich aus der globalen Klimaerwärmung aufgrund der Verbrennung fossiler Energieträger. Um die Klimaerwärmung aufzuhalten oder zumindest den Temperaturanstieg abzumildern, ist eine signifikante Absenkung der CO₂-Emissionen erforderlich. Gegenwärtig beruht ein Großteil der Stromerzeugung auf der Verbrennung fossiler Rohstoffe, im wesentlichen Braun- und Steinkohle. Verfahren zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung des CO₂ sind zwar in Erprobung. Allerdings sinkt dadurch der Wirkungsgrad der Kraftwerke, da ein Teil der Energie zur Abscheidung des CO₂ benötigt wird. Des Weiteren ist die Lagerung des CO₂ in der Bevölkerung umstritten. Eine sorgfältige Prüfung von möglichen Lagerstätten und Versuche im großtechnischen Maßstab sind somit unabdingbar.

Eine Möglichkeit, elektrische Energie im großen Stil nahezu CO₂-frei zu erzeugen, ist die Nutzung der Kernenergie. Wegen Sicherheitsbedenken gegenüber Kernkraftwerken und der nach wie vor ungeklärten Endlagerproblematik stellt die nachhaltige Nutzung der Kernenergie keine Option dar. Der Kernenergieausstieg, der unter der Rot-Grünen Koalition beschlossen wurde, macht innerhalb der kommenden Jahre die Substitution von über 21 GW Kraftwerksleistung notwendig.

Die Lücken in der Erzeugung sollen Erneuerbare Energien (EE) mit ihrer CO₂-freien Stromproduktion schließen. Nach den Zielen der Bundesregierung soll 2020 der Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix 30 Prozent betragen. Gemäß des Leitszenarios 2009 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann der Beitrag der EE zur

Stromversorgung von 92,8 TWh/a im Jahr 2008 bis 2020 auf 196 TWh/a steigen **(01)** [1]. Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der Beitrag der EE bei 35,2 Prozent. Im Jahr 2030 werden mit 317 TWh/a bereits 58 Prozent des im aktualisierten Leitszenario errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt ist in 2020 eine Leistung von 79 GW an EE-Anlagen installiert, der doppelte Wert von 2008. Den Löwenanteil wird hierbei die Windkraft bilden. Dies hat mehrere Gründe. Die Photovoltaik wird dank Subventionen und fallender Kosten weiterhin zunehmen, aber bei weitem nicht so stark wie die Windenergie. Bei der Wasserkraft ist nur noch ein geringer Zuwachs durch Modernisierungsmaßnahmen und Neubau zu erwarten, da ein Großteil der geeigneten Standorte bereits genutzt wird. Die Biomasse besitzt noch ein großes Potential, obgleich hier eine gewisse Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion besteht. Bei der Geothermie ist zwar ein großes Potential vorhanden, bisher gibt es allerdings erst wenige funktionierende Anlagen.

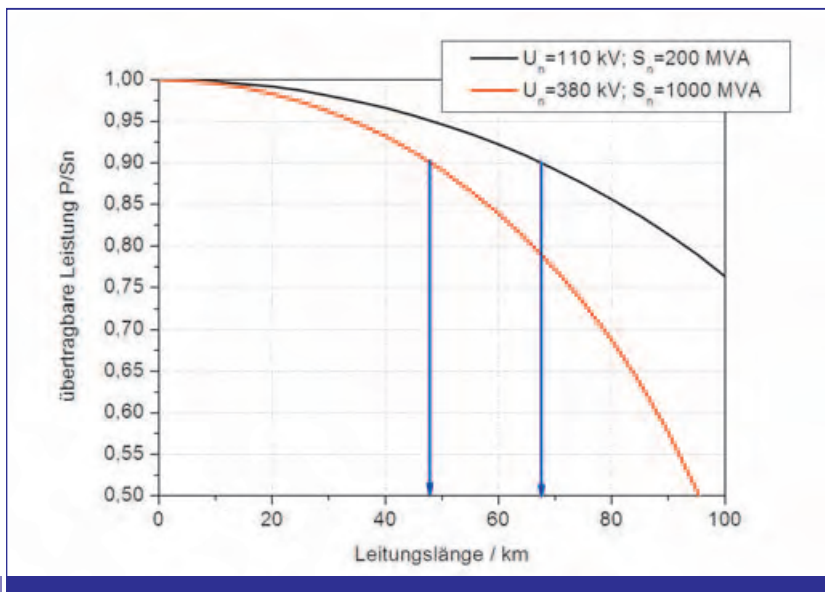
Stromerzeugung aus EE in Deutschland unter den Bedingungen der EEG-Novelle [1]



2. ÜBERTRAGUNGSNETZ

2.1. Übertragungstechnologien

Das Übertragungsnetz transportiert die elektrische Energie von den Kraftwerken zu den Lastschwerpunkten. In Deutschland werden hierfür im Höchstspannungsnetz Wechselspannungen von 220 kV oder 380 kV genutzt. Die Wechselspannung konnte sich aus mehreren Gründen durchsetzen. Zum einen lässt sich durch einen Generator eine dreiphasige Wechsel-



02

Auf die Nennleistung normierte übertragbare Leistung eines modernen VPE-Kunststoffkabels in Abhängigkeit der Leitungslänge

spannung erzeugen, mit der ein Drehfeld für Elektromotoren erzeugt werden kann. Während bei einem Gleichstrommotor zwangsweise Schleifringe eingesetzt werden müssen, kann darauf z. B. bei Drehstrom-Asynchronmotoren verzichtet werden, was zu geringerem Verschleiß und Wartungsaufwand führt. Zum anderen lässt Wechselspannung sich leicht transformieren, was für die Überbrückung längerer Distanzen unerlässlich ist, da eine verlustarme Übertragung nur mit hoher Spannung möglich ist. Seit dem Jahr 2009 sind in China Pilotanlagen mit einer Spannung von 1100 kV in Betrieb, um die weit entfernten Kraftwerke an die Lastzentren anzubinden. Dabei gilt es, zahlreiche technologische Herausforderungen in Bezug auf Dimensionierung und Bau der Betriebsmittel, Netzaufbau und -betrieb zu meistern.

Leitungen bilden im umgebenden Isolationsmedium ein elektrisches Feld aus. Bei der Verwendung von Wechselspannung führt

das permanente Umpolen dieses Feldes zu einem Blindstrom, der sich dem Laststrom auf der Übertragungsleitung überlagert. Hierdurch wird die Übertragungskapazität der Leitung reduziert. Insbesondere beim Einsatz von Kabeln mit ihren relativ hohen Kapazitätsbelägen führt der größere Blindleistungsbedarf zu einer Begrenzung der Übertragungslänge. In (02) sind die durch den Blindstrom reduzierten übertragbaren Leistungen in Abhängigkeit der Betriebsspannung des Kabels dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Leistungen auf die Nennleistung S_n des Kabelsystems bezogen. Bei Einsatz von modernen 380 kV VPE-Kunststoffkabeln kann beispielsweise bei einem maximalen Leistungsverlust von zehn Prozent nur bis zu einer Länge von ca. 45 Kilometern Energie übertragen werden. Während die in (02) angegebenen Längen für die Übertragung in städtische Ballungsräume normalerweise ausreichen, sind sie z. B. bei der Seekabelübertragung deutlich zu kurz. Eine Kompensation des Blindleistungsbedarfs ist zwar möglich, aber meist unwirtschaftlich. Die immer wiederkehrende Forderung, bei zukünftigen Netzausbauten Freileitungen durch Kabel zu ersetzen, ist so nicht nur wegen der etwa dreifachen Kosten, sondern auch wegen der beschränkten Übertragungslänge technisch nicht sinnvoll oder z. T. auch unmöglich.

Die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ist heute das Mittel der Wahl, um diese Längenbeschränkung praktisch aufzuheben. Da die Gleich- und Wechselrichterstationen aber einen sehr großen Investitionsbedarf darstellen, lohnt sich die HGÜ bei Freileitungen erst ab mehreren hundert Kilometern Länge und ist somit für Deutschland eine nur sekundäre Option beim Netzausbau. In China mit seinen großen Übertragungsdistanzen sind Trassen mit einer Spannung von 800 kV geplant oder teilweise bereits in Betrieb. Die Anbindung von Offshore-Windparks muss auf Grund der oben erläuterten Blindleistungsproblematik durch HGÜ-Kabel erfolgen.

Dabei werden heute zwei Technologien zum Gleich- bzw. Wechselrichten eingesetzt. Zum einen die netzgeführten Stromrichter, die bereits seit Jahren auch für höchste Leistungen im Bereich mehrerer GW eingesetzt werden. Die dort verwendeten Thyristorventile lassen sich nur ein- und nicht ausschalten. Folglich ist eine Kom-

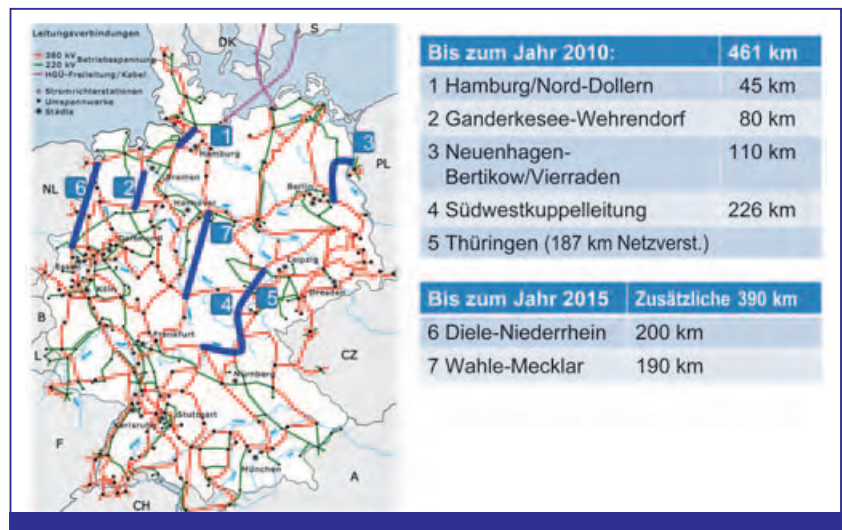
mutierungsblindleistung vonnöten, die das Netz aufbringen muss. Ein Betrieb dieser Anlage ist ohne ein funktionierendes Netz also nicht möglich. Die selbstgeführten Anlagen sind dieser Beschränkung nicht unterworfen. Die Ventile dieses Anlagentyps – meist IGBTs – lassen sich im kHz-Takt ein- und ausschalten. Durch Fortschritte auf dem Gebiet der Leistungselektronik können diese Anlagen heute einen Leistungsbereich von mehreren hundert MW abdecken.

2.2. Netzausbau

Der oben genannte Ausbau der Offshore-Windenergie und die politisch forcierte zunehmende Abkehr vom Prinzip der verbrauchsnahe Erzeugung bedingen natürlich auch einen Ausbau der Übertragungskapazität des Netzes. Schon heute müssen auf Grund von Netzengpässen in Norddeutschland Windparks zeitweise abgeschaltet werden. Die Basis für die Netzausbauplanung auf Grund der Netzintegration der Windenergie bildet die DENA-Netzstudie aus dem Jahr 2005 [2]. Laut dieser müssen bis 2010 461 Kilometer und bis 2015 zusätzliche 390 Kilometer neue Leitungstrassen gebaut und bestehende verstärkt werden. Die Kosten für diesen Netzausbau wurden auf 1,1 Mrd. Euro geschätzt. Ohne diese Maßnahmen ist der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien nicht vernünftig in das Netz einzubinden. Den Vorgaben der DENA-Studie hinkt die Realität aber weit hinterher. Die für das Genehmigungsverfahren erforderlichen Zeiten übersteigen die Zeit für den Trassenbau um den Faktor fünf. Selbst wenn die Bauanträge genehmigt sind, können Klagen von Anwohnern oder Grundstücksbesitzern Projekte über Jahre verzögern. Ob das „Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze“ hier wirklich für eine deutliche Erleichterung sorgt, wird sich noch zeigen müssen.

2.3. Systemdienstleistungen

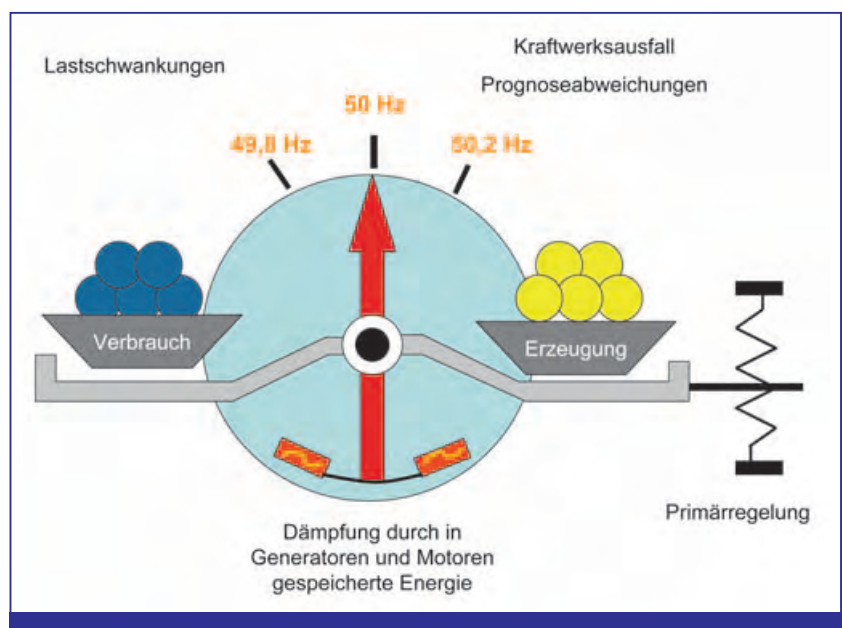
Innerhalb eines Übertragungsnetzes müssen zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie im Gleichgewicht sein. Ist der Verbrauch höher als die Erzeugung, wird den rotierenden Generatoren Energie entzogen – die Netzfrequenz sinkt. Ein plötzlicher Ausfall



03

Notwendiger Ausbau des Übertragungsnetzes zur Integration der Windenergie [2]

eines großen Kraftwerkblocks führt demnach zum sofortigen Absinken der Frequenz und würde ohne Gegenmaßnahmen zum automatischen Abschalten von Verbrauchern bis hin zum teilweisen oder kompletten Zusammenbruch der Stromversorgung, dem so genannten Blackout, führen. Um einem solchen Leistungsungleichgewicht schnell entgegen wirken zu können, besteht daher ein Bedarf für die sofortige Aktivierung von schneller



04

Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch

positiver Regelleistung. Die europäischen Netzbetreiber sind zur Vorhaltung einer primären Regelleistung von 3000 MW verpflichtet, die innerhalb von 30 Sekunden aktiviert werden kann. Diese Primärregelleistung entspricht einem angenommenen Ausfall zweier Großkraftwerke mit

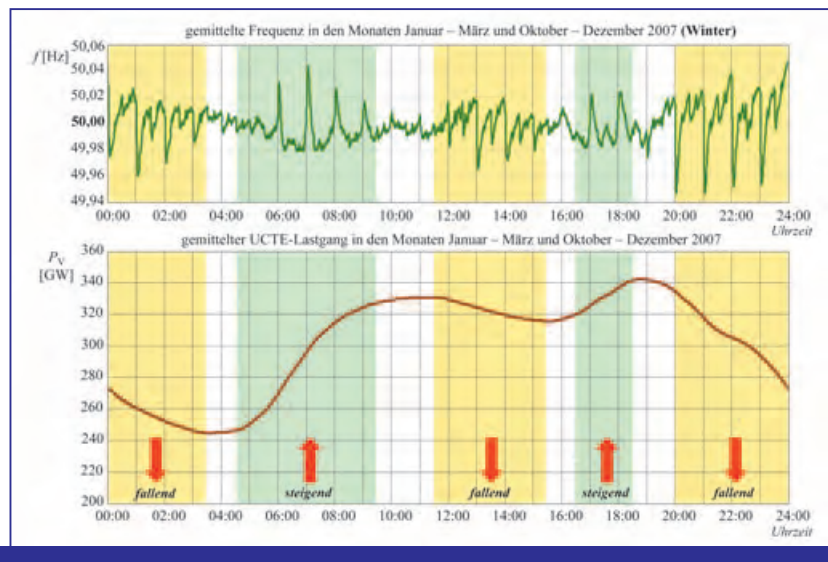
je 1500 kW. Zur Aktivierung werden in den thermischen Kraftwerken, die in der Regel angedrosselt gefahren werden, die Einlassventile geöffnet, um mehr Dampf auf die Turbinenschaufeln zu bringen. Außerdem werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gestartet.

Der Großteil der Erneuerbaren Energien nahm bisher nicht an dieser Leistungs-Frequenzregelung teil, da sie nur einen sehr geringen Teil zur Stromerzeugung beitragen, der Anschluss in der Regel am Mittel- oder Niederspannungsnetz erfolgte und die Anlagen nicht über die notwen-

steigerung ist im allgemeinen nicht möglich. Die Biomasse ist hier im Vorteil, da sie zu den steuerbaren Erneuerbaren Energien gehört. Ist im Netz ein Überangebot an Strom vorhanden, kann das Biomasseheizkraftwerk seine Leistung heruntersetzen und der Brennstoff, die Biomasse, wird eingespart. Bei sinkender Frequenz kann die Leistung des Heizkraftwerks hochgefahren werden.

Ein weiteres aktuelles Problem der Frequenzhaltung stellt der Stromhandel dar. Die Liberalisierung des Strommarkts verfolgt das Ziel eines intereuropäischen

Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsmarkt. Dies hat weitreichende Konsequenzen insbesondere für den Bereich der Erzeugung. Ein Energieversorgungsunternehmen kann für den Strom in großem Stil Energie aus verschiedenen



Frequenzabweichungen durch Fahrplanänderungen [3]

gen Regelungs- oder Kommunikationseinrichtungen verfügten, um dies zu leisten. Da der Anteil der Erneuerbaren Energien und durch deren Volatilität auch der Bedarf an Regelleistung stetig wächst, müssen sie in Zukunft auch Systemdienstleistungen bereitstellen. In der „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ werden Systemdienstleistungen für Neuanlagen, die nach dem 30.06.2010 errichtet werden, festgeschrieben. Neben der Bereitstellung von Blindleistung ist auch die eingespeiste Wirkleistung ab 50,2 Hz mit einem Gradienten von 40 Prozent der momentan verfügbaren Leistung pro Hz abzusenken. Im Bereich von 51 Hz bis 51,5 Hz werden die Windkraftanlagen gestaffelt durch den Überfrequenzschutz vom Netz getrennt. Generell können Windkraft und Photovoltaik bei zu hoher Frequenz die Einspeiseleistung absenken. Jedoch geht hier die Energie, sofern sie nicht gespeichert wird, verloren. Eine gesteuerte Leistungs-

regulierten Strommarkt zum Übergang auf eine fahrplanbasierte Lastdeckung. Die Erzeugung folgt somit nicht mehr einem prognostizierten kontinuierlichen Verlauf des Strombedarfs sondern deckt lediglich die Bestellungen seitens der Stromhändler basierend auf zeitgerasteren Fahrplänen ab. Im europaweiten Strommarkt haben sich überwiegend Produkte mit einer Stundenrasterung als Standardprodukte etabliert. Durch die Abweichung zwischen Fahrplan und physischer Nachfrage kommt es insbesondere

an den Übergabezeitpunkten des Zeitrasters zu Ungleichgewichten zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung. Da elektrische Energie innerhalb eines Verbundnetzes nicht in nennenswertem Umfang gepuffert werden kann, führt dieses Ungleichgewicht zur sofortigen Abweichung von der Sollfrequenz des elektrischen Netzes.

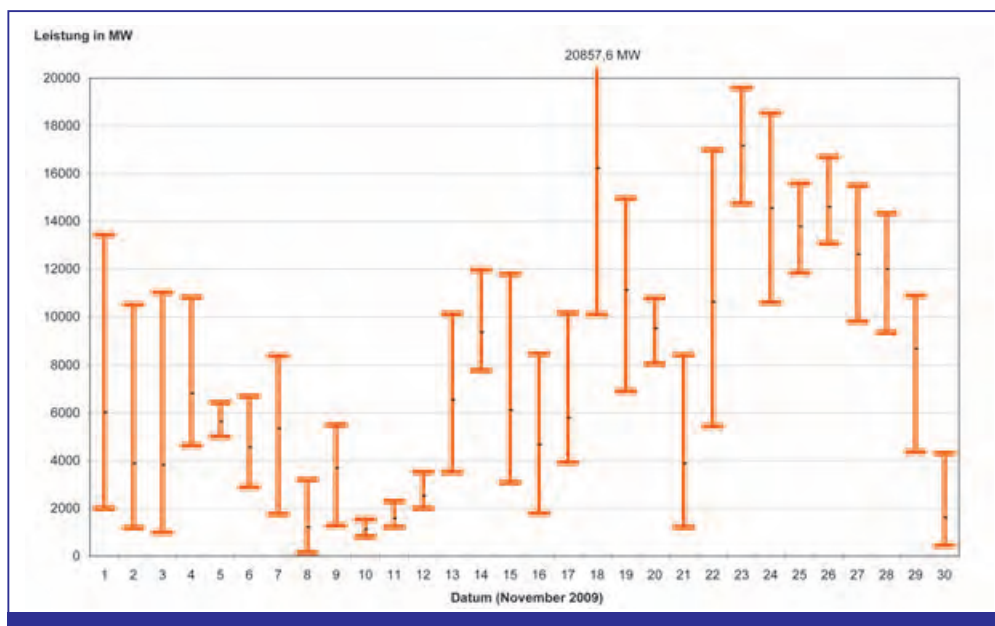
So treten durch den Übergang vom Lastfolgebetrieb zum Fahrplanbetrieb regelmäßig zum Stundenwechsel sehr große Frequenzabweichungen auf, die durch die Primärregelreserve ausgeregelt werden

nahmen wurde im Rahmen einer Dissertation an der Universität Stuttgart [3] untersucht und werden nun auf der Ebene der Regelzonenbetreiber diskutiert.

3. VERTEILNETZ

3.1. Aufgabe und Aufbau

Die Aufgabe des Verteilnetzes ist die Verteilung der elektrischen Energie von den Umspannwerken über zwei oder mehrere Spannungsebenen zu den Netzstationen, die das Niederspannungsnetz und die



müssen. In (05) sind der über die Wintermonate gemittelte Netzfrequenzverlauf und der entsprechend gemittelte Gesamtlastgang im Verbundnetz dargestellt. Dabei ist deutlich zu erkennen, wie Amplitude und Richtung der stündlichen Frequenzabweichungen direkt mit den Lastgradienten korrelieren. Ein ähnliches, aber etwas weniger ausgeprägtes Verhalten lässt sich auch für die Sommermonate feststellen [3].

Zum einen beanspruchen diese für den eigentlichen Netzbetrieb unnötigen Leistungsregelungen die für die Regelenergie zuständigen Kraftwerksblöcke dauernd und erhöhen so Materialbeanspruchung und Verschleiß. Zum anderen steht die Primärregelreserve nicht mehr im Falle eines gleichzeitig auftretenden Ausfalls von Erzeugerleistung zur Verfügung und es kommt somit zu einer Beeinträchtigung der Netz Zuverlässigkeit. Gegenmaß-

daran angeschlossenen Verbraucher mit 400 V Drehstrom oder 230 V Wechselstrom versorgen. Dabei kommen in städtischen Netzen ab 10 kV vorwiegend Kabel zum Einsatz, da die zu überbrückenden Längen vergleichsweise kurz und die Spannung und damit die nötige Blindleistung relativ gering ausfallen. Mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien fällt dem Verteilnetz mit der Integration der von Photovoltaikanlagen und kleineren Windparks erzeugten elektrischen Energie eine neue Aufgabe zu.

3.2. Virtuelle Kraftwerke

Gerade Photovoltaik- und Windkraftanlagen weisen eine starke Wetter- bzw. Witterungsabhängigkeit auf. In (06) ist die Schwankungsbreite der Windenergieeinspeisung durch die Viertelstundenwerte für den Monat November 2009 dargestellt.

Volatilität der Stromerzeugung aus Windenergie – Tagesminima und Tagesmaxima der 1/4-Stunden-Leistungsprofile (Quelle: BDEW)

Innerhalb eines Tages ist eine Schwankungsbreite von bis zu 12 GW zu erkennen. An mehreren Tagen gab es Zeiten, in denen weniger als 1000 MW aus Windenergie eingespeist wurde. Dies ist unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit bedenklich, da in diesen Zeitraum auch die Jahreshöchstlast fällt, die natürlich durch Kraftwerksleistung gedeckt sein muss.

Um regionale klimatische Schwankungen und Abweichungen von der am Tag zuvor prognostizierten Erzeugungskapazität auszugleichen, fasst man verschiedene Anlagen in einen Verbund zusammen, der ein so genanntes „virtuelles Kraftwerk“ bildet. Obwohl die Leistung der einzelnen Anlage vergleichsweise niedrig und u. U. fluktuierend ist, ergibt sich im Verbund eine Leistung und eine Verfügbarkeit, die durchaus vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken ist [4]. Fasst man beispielsweise Windparks und Solaranlagen in einem virtuellen Kraftwerk zusammen, so kann der Windpark trotzdem Strom liefern, selbst wenn keine Sonne scheint und umgekehrt. Durch einen Verbund von vielen Anlagen wird die Versorgungssicherheit erhöht, da die Standort- und Wetterabhängigkeit reduziert wird und sich auch die Prognostizierbarkeit verbessert. Einzelne Wolken, die ein Solarpanel verdecken, sind schwerer zu prognostizieren als Tiefdruckgebiete, die eine ganze Region bewölken. Dazu müssen die Anlagen aber kommunizieren können, so dass die Biogasanlagen hochfahren, um die Windflaute zu kompensieren.

Das ‚Erneuerbare Energien Gesetz‘ und das ‚Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung‘ macht den Netzbetreibern zur Vorgabe, sämtliche Energie aus solchen Quellen selbst bei einem Überangebot ins Netz einzuspeisen und nach festgesetzten Tarifen zu vergüten. Im Zweifelsfall müssen konventionelle Kraftwerke heruntergefahren werden, um dies auszugleichen. Nur wenn die Netzstabilität gefährdet ist, darf die aus Erneuerbaren Energien eingespeiste Leistung reduziert werden. Die Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien haben somit keinen Anreiz, ihre Erzeugung dem Verbrauch anzupassen, was bei einer fluktuierenden Einspeisung vorteilhaft wäre. Des Weiteren waren für kleine Anlagen keine Kommunikationsschnittstellen vorgesehen, da dies zu aufwändig war. Aber erst die intelligente

Regelung und Kommunikation zwischen Erzeugungseinheiten und Lasten gewährleisten bei einem hohen Anteil volatiler Erzeuger die Systemstabilität. Folgerichtig wird solch ein intelligentes Netz auch als „Smart Grid“ bezeichnet. Die Einbeziehung von Wind-, Sonnen- und Lastprognosen in das System sowie die Verknüpfung von intelligenten Zählern und steuerbaren Verbrauchern eröffnet hier ein großes Optimierungspotential. Neue Technologien und sinkende Preise im Markt für Kommunikationstechnik haben einen deutlichen Entwicklungsschub ausgelöst. Dies ist gleichzeitig der Bereich, in dem zur Zeit die größten Forschungsanstrengungen unternommen werden. Dabei muss die Kommunikationsinfrastruktur Anforderungen, wie beispielsweise Sicherheit gegen Missbrauch und ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit, erfüllen. Bislang spielen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) in der Energieversorgung noch keine große Rolle. So besteht erheblicher technologischer Handlungsbedarf, um die großen Optimierungspotenziale der IKT für den Energiebereich zu erschließen.

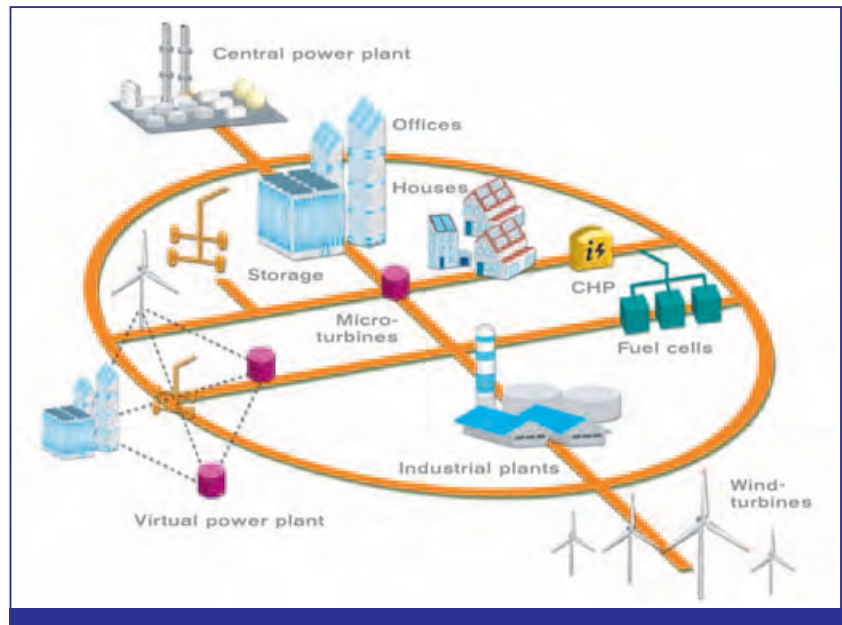
3.3. Lastbeeinflussung

Auch auf Seiten der Verbraucher besteht Handlungsbedarf. Nach der Ölkrise wurde auf elektrische Nachtspeicherheizungen gesetzt, die mit günstigerem Nachtstrom geladen wurden. Somit war man zum einen unabhängig vom Öl und hatte andererseits die Möglichkeit, den nächtlichen Energieüberschuss der Grundlastkraftwerke zu nutzen. Elektrische Nachtspeicherheizungen sind aus klimaproblematischer Sicht nicht sinnvoll, wenn der zum Betrieb notwendige Strom aus Kohle gewonnen wird. Es ist ineffizient, Kohle im Kraftwerk zu verfeuern, aus der dadurch gewonnenen Wärmeenergie mit einem geringen Wirkungsgrad von etwa 40 Prozent elektrische Energie zu erzeugen, nur um diese dann wieder beim Verbraucher in Wärmeenergie umzuwandeln. Diese Betrachtung ändert sich allerdings schlagartig, wenn der Strom CO₂-frei aus Erneuerbaren Energien gewonnen wird. Durch Nachtspeicherheizungen bestände die Möglichkeit, die Last in großem Maßstab der Erzeugung anzupassen. Intelligente, kommunikationsfähige Stromzähler und flexible Tarife sind allerdings not-

wendig, um den Verbrauchern einen Anreiz dazu zu geben.

3.4. Smart Metering

Intelligente Zähler, auch Smart Meter genannt, sind elektronische Stromzähler, bei denen der aktuelle Verbrauch über das Internet abgefragt werden kann. Durch die Analyse des Verbrauchs wird der Verbraucher für das Thema Energiesparen sensibilisiert. Erste Praxiserfahrungen zeigen, dass durch das damit einhergehende höhere Effizienzbewusstsein zwischen drei und fünf Prozent an Strom eingespart werden können. Weitere Kosteneinsparungen können durch die automatische Zählerablesung realisiert werden. Smart Metering bietet den Energieversorgern die Möglichkeit, zeitabhängige, adaptive Tarife einzuführen, die den Verbrauch besser steuern. Hierdurch hat zum einen der Kunde einen Kostenvorteil, wenn er z. B. seine Waschmaschine erst nach 21 Uhr einschaltet, zum anderen der Netzanbieter, der so eine Möglichkeit hat, das Lastprofil zu beeinflussen, indem er den Kunden einen finanziellen Anreiz gibt, bei großer Netzauslastung Strom zu sparen. So wird weniger Regelenergie benötigt, um Lastspitzen zu kompensieren. In weiterer Zukunft könnte dies mit Hilfe der intelligenten Zähler auch automatisiert werden. Dies setzt allerdings voraus, dass Haushaltsgeräte „kommunikationsfähig“ werden. Somit könnten Geräte wie zum Beispiel Gefriertruhen oder Wärmepumpen immer dann in Betrieb genommen werden, wenn ein hohes Stromangebot herrscht. Smart Meter sind damit ein Herzstück für Smart Grids – also die Aufrüstung der Stromnetze mit Informations- und Kommunikationstechnologie. Durch intelligente Netze können die stark fluktuierenden Erneuerbaren Energien besser in das bestehende Energieversorgungssystem integriert werden. Seit dem 1. Januar 2010 ist bei Neubauten und Altbausanierung der Einbau von intelligenten Stromzählern verbindlich vorgeschrieben. Bis zum Jahr 2022 müssen in Deutschland 42 Millionen Stromzähler ausgetauscht werden. Allerdings stecken die automatisierte Verbrauchersteuerung und die zur Verbreitung der Zähler notwendigen Geschäftsmodelle z. Z. noch in den Kinderschuhen.



Smart Grid

07

3.5. Speichertechnologien

Ein weiteres wichtiges Element in der Energieversorgung der Zukunft und in einem Smart Grid sind Energiespeicher, die genutzt werden können, wenn Über- oder Unterkapazitäten im Netz auftreten. Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Aufgabe so alt wie die Existenz der Stromnetze selbst. Weil Strom in großem Maßstab nur schwer und mit großen Verlusten gespeichert werden kann, wird die Energieerzeugung dem Energieverbrauch nachgeführt, so dass hier ein Gleichgewicht herrscht. Jedoch ändert sich die Nachfrage nach Strom über den Tag hinweg (05). Um die benötigte zusätzliche Energie beispielsweise zur Mittagszeit zur Verfügung zu stellen, können Speicher verwendet werden. Diese werden zur Schwachlastzeit, also normalerweise nachts, geladen, und im Bedarfsfall wieder entladen. Diese Speicher sind unverzichtbar, um kurzfristige Lastspitzen auszugleichen.

Als Energiespeicher im Stromnetz haben sich seit Anfang des 20. Jahrhunderts Pumpspeicherkraftwerke bewährt. Sie bestehen im Wesentlichen aus einem Ober- und einem Unterbecken, welche höhenmäßig möglichst weit auseinander liegen. Nun ist das Kraftwerk einerseits in der Lage, Strom zu liefern, indem es Wasser vom Ober- ins Unterbecken ablässt und damit Generatoren antreibt. Andererseits kann es beispielsweise in Zeiten eines Stromüberangebots Energie speichern,



Internetfähiger intelligenter Stromzähler (Smart Meter)

08

indem es Wasser wieder vom Unter- ins Oberbecken pumpt. So wird in der Nacht Energie aus Grundlastkraftwerken gespeichert und zu Spitzenlastzeiten am Tag zusätzlich zur Verfügung gestellt. Neue Speichertechnologien, wie z. B. Druckluftspeicher, bei denen Druckluft in Kavernen gespeichert wird, sind in der Entwicklung. Für den weiteren Einsatz der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung sind sie unverzichtbar, da Speicher helfen, die Prognostizierbarkeit zu verbessern, indem sie überschüssigen Strom aufnehmen, sofern der tatsächlich produzierte Strom die Prognose übersteigt, beziehungsweise Strom abgeben, sollte die Prognose unterschritten werden.

3.6. Elektromobilität

Einen hohen Wirkungsgrad im Vergleich zu den zwei zuvor erwähnten Speichertechnologien haben Batterien. Problematisch ist allerdings der z. Z. noch sehr hohe Preis und die beschränkte Lebensdauer. Dies könnte sich in den nächsten Jahren allerdings schnell ändern, da zur Zeit die Batterietechnik in den Mittelpunkt der Forschung gerückt ist. Batterien sind eine Schlüsseltechnologie für den Durchbruch von Elektroautos, weshalb die Forschung auf diesem Gebiet sowohl vom Bund als auch von der Automobilindustrie stark gefördert wird. Elektroautos haben diverse Vorteile gegenüber Autos mit Verbrennungsmotor:

- Elektromotoren erzeugen vor Ort keine Abgase und können einen Beitrag zur Verringerung des Schadstoffausstoßes in Ballungszentren liefern;
- Elektromotoren sind deutlich wartungsärmer;
- durch elektrisches Bremsen kann Energie zurückgewonnen werden;
- einfaches kostengünstigeres Tanken an der Steckdose, kein Verschütten/Verdunsten;
- kein Energieverbrauch bei Staus oder Ampelstopps.

CO₂- und Schadstoffemissionen werden nicht nur aus den Städten zu den Kraftwerken verlagert, sondern darüber hinaus auch deutlich reduziert. Die Ziele der EU sehen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehr auf 120 g CO₂ bis 2012 und 95 g CO₂ bis 2020 vor. An dieser Stelle können Elektroautos einen wesentlichen Beitrag leisten. Ein Smart ForTwo electric drive erzeugt nur 65 g/km CO₂ (geladen mit deutschem Strommix 541 g CO₂ / kWh). Die vergleichbare Benzinervariante erzeugt bereits 103 g/km und die Dieselvariante 88 g/km. Jedoch hat der Diesel weitere Nachteile wie den erhöhten Ausstoß von Stickoxiden und Feinstaub, die zu einer Belastung der Umwelt und der Gesundheit führen. Des Weiteren ist abzusehen, dass sich, wie oben ausgeführt, die elektrische Energieerzeugung in den nächsten Jahren strukturell ändern wird und ein zunehmender Anteil aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird. Durch die Modernisierung des Kraftwerksparks sinkt damit zusätzlich jedes Jahr der Treibhausgasausstoß pro kWh.

Jedoch haben Elektroautos auch einige Nachteile, wie die erhöhten Anschaffungskosten, lange Ladezeiten und geringe Reichweite, die alle mit dem Batteriespeicher zu tun haben. Derzeit haben Elektroautos eine Reichweite zwischen 150 und 350 Kilometern. Dies erscheint im ersten Moment relativ wenig, da Tanken vergleichsweise lästig ist. Jedoch bedeutet das Tanken bei einem Elektroauto lediglich, dass man, wenn man zuhause ist, den Wagen an eine Steckdose anschließt. 90 Prozent der Tagesfahrstrecken sind kürzer als 100 Kilometer. Dabei beträgt die durchschnittliche Tagesstrecke sogar nur 30 Kilometer. Lediglich für längere Strecken wäre es notwendig, die Batterie zwischendurch zu laden. So genannte Plug-In Hybride könnten bei längeren Strecken und leerer Batterie auf den Benzinmotor umschalten, aber während der täglichen Fahrten zur Arbeit vollständig mit Strom gespeist werden, da die Batterie jeden Abend geladen wird. Die herkömmliche Autobatterie ist eine Bleisäure-Batterie. Sie zeichnet sich durch eine hohe Zyklenfestigkeit und einen

ZUSAMMENFASSUNG

Die elektrische Energieversorgung Europas befindet sich in einem tief greifenden Veränderungsprozess. Um die Klimaerwärmung abzumildern, ist eine signifikante Absenkung der CO₂-Emissionen erforderlich. Nach den Zielen der Bundesregierung soll daher 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung 30 Prozent betragen. Neben der Ertüchtigung des konventionellen Kraftwerksparcs sind daher große Investitionen in dezentrale Erzeugungseinheiten unumgänglich. Um die z. T. sehr volatilen erneuerbaren Energien im großen Maßstab in die bestehende Stromnetze integrieren zu können, müssen die Übertragungsnetze nicht nur ausgebaut, sondern auch durch Informations- und Kommunikationstechnik bis hinunter auf die Verteilungsebene intelligenter gemacht werden. So sind aktuelle Forschungsthemen am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) die Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze der Zukunft. Hierbei könnte die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge, wie z. B. gesteuertes Laden oder Rückeinspeisung in das Netz, eine viel versprechende Option sein.

günstigen Preis aus. 2000 Zyklen und eine Lebensdauer von 6 bis 12 Jahren sind üblich. Die Blei-Säure-Batterie kostet etwa 100 bis 300 EUR/kWh. Sie ist jedoch nicht geeignet, das gesamte Fahrzeug anzutreiben, da die spezifische Kapazität lediglich 25 Wh/kg beträgt. In mobilen Anwendungen sind Lithium-Ionen-Batterien quasi der Standard geworden. Sie zeichnen sich durch eine hohe spezifische Kapazität von circa 120 Wh/kg aus, was sie sehr viel leichter als Blei-Säure-Batterien macht. Allerdings verlieren sie etwa 20 Prozent ihrer Kapazität nach 500 Zyklen, was ihre Lebensdauer verkürzt. Zudem sind sie mit 500 bis 1000 EUR/kWh deutlich teurer, aber trotzdem momentan die erste Wahl, wenn es um Elektromobilität geht. Zur Zeit forschen viele, wie zum Beispiel Li-Tec (ein Zusammenschluss von Evonik und Daimler), an der Verbesserung der Lithium-Ionen Batterie und es wurden bereits deutliche Fortschritte gemacht, was die Lebensdauer betrifft. Die Kosten zur Herstellung werden ebenso fallen, wenn sich Elektrofahrzeuge durchsetzen und die Absatzmenge steigt [5].

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Das Ziel der Bundesregierung ist es, eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland im Jahr 2020 zugelassen zu haben [6]. McKinsey rechnet dabei in den Metropolen sogar schon mit einer Rate von 16 Prozent Neuzulassungen von Plug-In Hybriden im Jahr 2015. Es stellt sich die Frage, ob das derzeitige Stromnetz dieser Verbreitung gewachsen ist oder ob zusätzliche Maßnahmen getroffen werden müssen. Nach der Arbeit, wenn viele Berufstätige nach Hause fahren, wird das Auto beispielsweise zum Laden an die Steckdose angeschlossen. Zu dieser Zeit wird die Stromnachfrage rapide steigen. Auf der anderen Seite können Elektroautos aufgrund der in ihnen verbauten Speicher,

welche die meiste Zeit am Tag ungenutzt auf einem Parkplatz stehen, auch dazu beitragen, das Netz zu entlasten und regenerative Energien im Verbund mit einem virtuellen Kraftwerk besser zu nutzen, indem sie zu Starklastzeiten Strom zurück ins Netz einspeisen. Für Stromerzeuger und Netzbetreiber ist dieses Konzept interessant, da sie weniger Regelleistung bereithalten müssen und auch bei großen Speichern Kapazität sparen können. Für den Halter eines Fahrzeugs kann es ebenso interessant sein, das eigene Fahrzeug für Regeldienste zur Verfügung zu stellen, da dieser beispielsweise dafür entsprechend entlohnt wird. Heutzutage stehen diesem vehicle-to-grid genannten Konzept allerdings noch die hohen Kosten für die Energiespeicherung in der Lithium-Ionen-Batterie entgegen. Unter der realistischen Annahme, dass 2015 der Anschaffungspreis 400 EUR/kWh und die Lebensdauer 5000 Ladezyklen betragen, wären die Kosten für die Speicherung einer kWh acht Cent. Dies ist sicherlich ein Wert, der diese Technologieoption auch sinnvoll erscheinen läßt.

Neue Tarife sind gegenwärtig in der Planung. Teilweise sehen diese Tarife vor, keinen Strom zu handeln, sondern die Mobilität selbst. Die Idee von Better Place etwa ist, dass der Kunde zwar das Elektroauto kauft, aber ohne Batterie (www.better-place.com). Diese ist Eigentum von Better Place. Das Konzept sieht vor, vollautomatische Batteriewechselstationen flächendeckend aufzubauen, so dass lange Wartezeiten beim Aufladen wegfallen. Während die Batterien in den Wechselstationen geladen werden, könnte Better Place mit den ungenutzten Energiespeichern zusätzlich Netzdienstleistungen durch Bereitstellen von Regelleistung erbringen. •

Stefan Tenbohlen,
Alexander Probst,
Patrick Wajant

DIE AUTOREN

**PROF. DR.-ING. STEFAN TENBOHLEN**

studierte an der RWTH Aachen Allgemeine Elektrotechnik und promovierte dort am Institut für Allgemeine Elektrotechnik und Hochspannungstechnik über die „Entladungsentwicklung in gasisolierten Schaltanlagen“. Von 1997 bis 2004 war er bei der AREVA Schorch Transformatoren GmbH in Mönchengladbach in verschiedenen verantwortlichen Positionen tätig. Seit 2004 leitet er das Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik an der Universität Stuttgart. Professor Tenbohlen ist Mitglied des Vorstands der energietechnischen Gesellschaft im VDE.

**ALEXANDER PROBST**

studierte an der Universität Stuttgart Technische Kybernetik und ist derzeit wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. Er forscht auf dem Gebiet der Elektromobilität und ihrer Auswirkung auf die elektrischen Netze.

**PATRICK WAJANT**

studierte an der Universität Stuttgart Elektro- und Informationstechnik und ist derzeit wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. Er forscht an dynamischen Modellen dezentraler Einspeiser und deren Einfluss auf die elektrischen Netze.

Kontakt

Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart, Tel. 0711/685-67870, Fax 0711/685-67877
E-Mail: ieh@ieh.uni-stuttgart.de, Internet: www.uni-stuttgart.de/ieh

LITERATUR

- [1] Leitszenario 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.erneuerbare-energien.de, 2009
- [2] DENA-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2005
- [3] T. Weißbach, Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen, Dissertation Universität Stuttgart, 2009
- [4] VDE-Studie: Smart Distribution 2020, Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen – Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, 2008
- [5] VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, 2009
- [6] Bundesregierung, Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, August 2009