

Herausforderungen und Lösungen für das Verteilnetz von morgen

Dipl.-Ing. Simon Eilenberger
Simon.Eilenberger@ieh.uni-stuttgart.de
IEH Uni Stuttgart
Deutschland

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun
Martin.Braun@ieh.uni-stuttgart.de
IEH Uni Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel
Deutschland

KURZFASSUNG

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland über 18.000 GWh an elektrischer Arbeit von 880.000 Photovoltaikanlagen erzeugt [14]. Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energien und den stetigen Zubau weiterer dezentraler Erzeugeranlagen wird ständig neue Erzeugerleistung insbesondere an das Verteilungsnetz angeschlossen. Durch lokale Häufungen von Photovoltaikanlagen gibt es schon heute Netzabschnitte, in denen die erzeugte Leistung lokal nicht mehr verbraucht werden kann. Als logische Konsequenz muss diese Leistung in die überlagerten Netzebenen zurückgespeist werden. So werden ganze Verteilnetzbezirke abhängig von der Erzeugersituation zu Netto-Stromlieferanten (Einspeisenetze). Dadurch resultiert in den betroffenen Netzabschnitten mit stärker fluktuierenden Leistungsflüssen eine höhere Dynamik der Spannung.

Da die Summe an Erneuerbaren im Netz in den letzten Jahren systemstabilitätsrelevante Ausmaße angenommen hat, ist es in den letzten Jahren notwendig geworden, die Erneuerbaren an Systemdienstleistungen zu beteiligen. Seit Anfang des Jahres sind hierzu die „Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ für Neuanlagen umzusetzen, welche einen Beitrag zur Systemstabilität durch die Erzeugeranlagen am Niederspannungsnetz fordern. Zusätzlich müssen Altanlagen teilweise nachgerüstet werden, um die Systemstabilität sicherstellen zu können.

Veränderungen im Stromversorgungssystem

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 ist die Lagerung des CO₂ umstritten. Eine sorgfältige Prüfung von möglichen Lagerstätten und Versuche im großtechnischen Maßstab sind somit unabdingbar.

Eine Alternative zur Verstromung von fossilen Brennstoffen stellte die Stromproduktion durch die Nutzung der Kernenergie dar. Durch die bisher ungelöste Endlagerproblematik sowie das Risiko von Strahlenunfällen, welches im Frühjahr 2011 bei dem Reaktorunglück in Fukushima erneut deutlich wurde, hat die Bundesregierung am 30. Juni 2011 den Ausstieg aus dieser nahezu CO₂-freien Stromerzeugungstechnologie beschlossen [16]. Damit stellt die nachhaltige Nutzung der Kernenergie in Zukunft keine Option mehr dar, was die Frage der Substitution von über 21 GW Leistung aufwirft.

Diese Lücken in der Erzeugung sollen vor Allem erneuerbare Energien (EE) mit ihrer CO₂-freien Stromproduktion schließen. Nach den Zielen der Bundesregierung soll 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix über 30% betragen. Gemäß des Leitszenarios 2010 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann der Beitrag der EE zur Stromversorgung von 94,8 TWh/a im Jahr 2009 bis 2020 auf 227 TWh/a steigen (s. Bild 1) [1], was einerseits auf das sehr hohe aktuelle Wachstum der Photovoltaik zurückzuführen ist; andererseits wurde im Basiszenario 2010 auch von einem höheren Ausbau der Windenergie an Land ausgegangen. Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der Beitrag der EE bei 40%. In 2030 werden mit 361 TWh/a bereits 64,7% des im aktualisierten Leitszenario errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt soll in 2020 eine Leistung von 111,2 GW an EE-Anlagen installiert sein, der doppelte Wert von 2010. Den Hauptanteil wird hierbei die Photovoltaik und Windkraft stellen. 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. Laut [1] soll das Potenzial der Biomasse im gesetzlichen Rahmen mit rund 60 TWh/a im Jahr 2030 bereits ausgeschöpft sein. Bei der Geothermie ist zwar ein großes Potential vorhanden, bisher gibt es allerdings erst wenige funktionierende Anlagen.

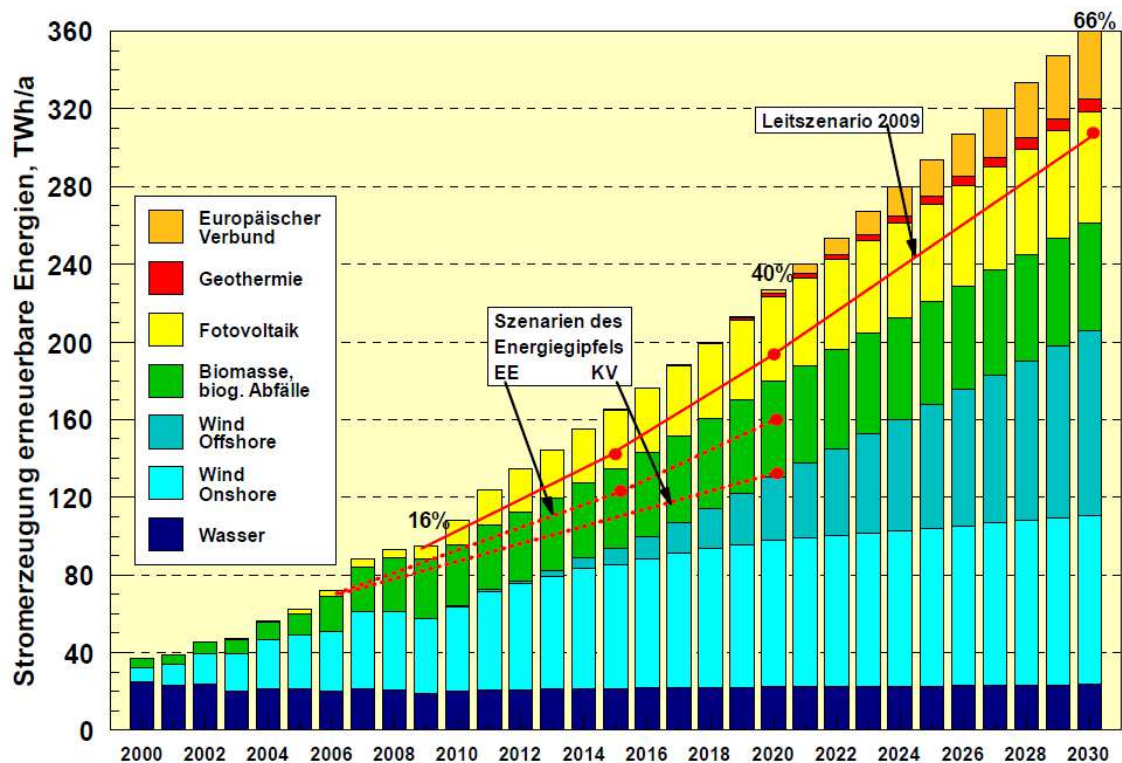


Bild 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im Basisszenario 2010; Vergleich mit dem Leitszenario 2009 [1]

Die Rahmenbedingungen der Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie und die dazugehörigen Technologien befinden sich in einem stetigen Wandel. Die technologischen Fortschritte in den letzten Jahren bei dezentralen Energieerzeugungsanlagen waren immens. Innerhalb von jeweils ca. einem Jahrzehnt haben zunächst die Windenergie und jetzt auch die Photovoltaik einen relevanten Anteil an Erzeugungsleistung von inzwischen jeweils über 20 GW im Stromversorgungssystem erlangt (s. Bild 2). Die regulatorischen und strukturellen Anpassungen zu deren Integration sind jedoch historisch bedingt nur sehr langsam fortgeschritten. Ähnlich schnell gestaltet sich nun auch die erwartete Entwicklung von Elektrofahrzeugen, welche nach den Plänen der Bundesregierung innerhalb des laufenden Jahrzehnts die Zahl von 1 Million Fahrzeugen erreichen sollen. Um die wachsende Erzeuger- und Verbraucherleistung im Netz integrieren zu können, ist ein ständiger Netzausbau notwendig.

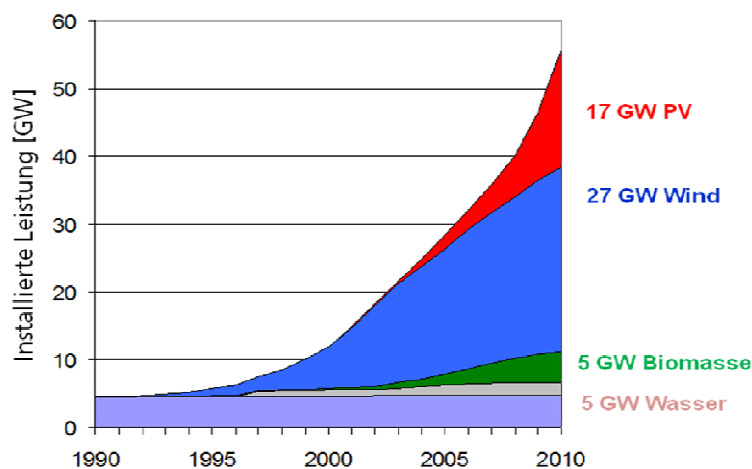


Bild 2: Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien [9]

Übertragungsnetz

Der Ausbau der offshore Windenergie und die politisch forcierte zunehmende Abkehr vom Prinzip der verbrauchsnahe Erzeugung bedingen die Notwendigkeit eines Ausbaus der Übertragungskapazität des Netzes. Schon heute müssen auf Grund von Netzengpässen in Norddeutschland Windparks zeitweise abgeschaltet werden [10]. Die Basis für die Netzausbauplanung auf Grund der Netzintegration der Windenergie bilden die DENA-Netzstudien aus den Jahren 2005 und 2010 [2, 3]. Nach DENA I müssen bis 2010 461 km und bis 2015 zusätzliche 390 Kilometer neue Leitungstrassen gebaut und zusätzlich bestehende verstärkt werden. Die Kosten für diesen Netzausbau wurden mit 1,1 Mrd. Euro geschätzt. Nach DENA II müssen bei Verwendung etablierter 380-kV-Freileitungstechnik bis zum Jahr 2020 3.600 km Höchstspannungstrassen neu gebaut werden. Die Kosten für diese Basisvariante betragen einschließlich des Anschlusses der Offshore-Windparks insgesamt 9,7 Milliarden Euro. Ohne diese Maßnahmen ist der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien technisch nicht 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.

Bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen ist die beschränkende Größe der Stromübertragung die thermische Belastbarkeit der Leitung und somit ihr maximaler Durchhang. Während man die Hoch- und Höchstspannungsleitungen aus wirtschaftlichen Gründen nahe an ihrer Belastungsgrenze fährt, ist man bestrebt diese nicht nur auf den thermischen Grenzstrom bei Normbedingungen festzulegen. Abhängig von der Wetterlage wird versucht die noch maximal zulässige Strombelastbarkeit zukünftig auf die im Rahmen des Freileitungsmonitoring festgestellte Temperatur und Durchhang anzupassen.

Ein Netzausbau wird in diesen Spannungsebenen normalerweise durch eine zu geringe Übertragungskapazität notwendig, wohingegen die Spannungshaltung durch Transformatorstufensteller und Blindleistung sichergestellt werden kann. Bild 3 zeigt Regionen in Deutschland, an deren Grenze nicht ausreichend Leistung übertragen werden kann [3].

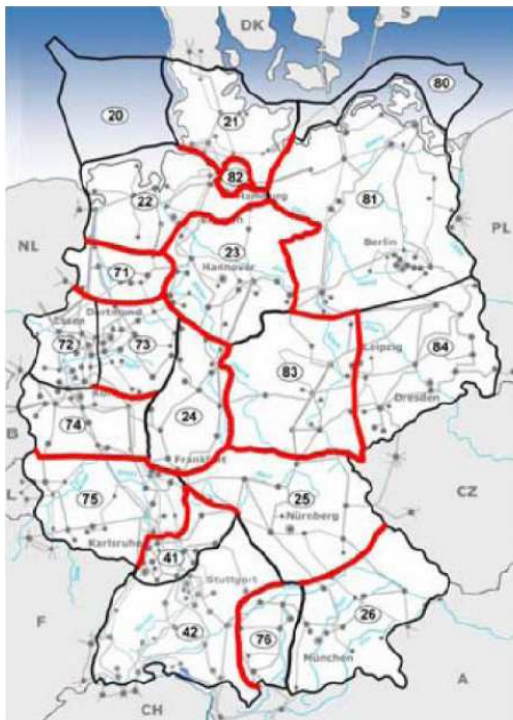


Bild 3: Regionengrenzen mit nicht übertragbarer Leistung nach DENA II [3]

Verteilungsnetz

Die Aufgabe des Verteilnetzes war noch vor 10 Jahren relativ einfach zu beschreiben. Das Verteilnetz befand sich so gut wie immer am Ende einer Kette des Übertragungswegs. Die Energie die vornehmlich in die Hoch- und Höchstspannungsebene eingespeist wird, konnte über ein weitmaschiges überregionales Transportnetz in Verbrauchsregionen transportiert werden.

Während sich die Erneuerbaren Energien im Jahr 2002 gerade mal mit 7,8% an der Stromerzeugung beteiligt haben, war deren Beitrag 2010 schon auf 17,1% angestiegen. Der Zuwachs an installierter Leistung von Photovoltaikanlagen ist in dieser Zeit jedoch unverhältnismäßig stark gewesen und bewegte sich von 296 MW_{el} im Jahr 2002 auf 17.320 MW_{el} im Jahr 2010 [9]. Da ungefähr 75% dieser Erzeugerleistung auf die Niederspannungsebene entfallen, ergeben sich bereits heute grundsätzlich andere Anforderungen an süd-deutsche Verteilnetze, als vor wenigen Jahren.

Die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen ist nicht homogen über Deutschland verteilt. Während der Gesamtdurchschnitt von ca. 40 kWp / km² im Norden Deutschlands bis auf sehr wenige Stellen deutlich unterschritten wird, ist eine sehr deutliche Häufung der Einspeiseleistung mit Maxima bis über 200kWp / km² im Süden zu erkennen (Stand: September 2009). In diesem Gebiet ist der größte Teil Erzeugerleistung an unser Energieversorgungsnetz angeschlossen. Und eben an diesen lokalen Einspeise-HotSpots wird bereits heute die klassische Rolle des Verteilnetzes in der historisch gewachsenen Top-Down-Struktur durch Umkehr der Lastflüsse aus ihrer ursprünglichen Energieverteiler-Rolle zeitweise in eine Energiesammler-Rolle gedreht.

Die erste Hälfte von Bild 6 zeigt den Spannungsverlauf an einer Ortsnetzstation in der Modellregion Sonderbuch bei volatiler Einspeisung. In der zweiten Hälfte des Bildes ist die Leitungskurve dargestellt, die zu diesem Spannungsprofil führte. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich hier der Bezug aus dem Netz ($P > 0$) und die Einspeisung von Energie ($P < 0$) in das Netz auch während der Mittagsstunden abwechseln können, was schon heute zur hier vorherrschenden Dynamik im Netz führen kann.

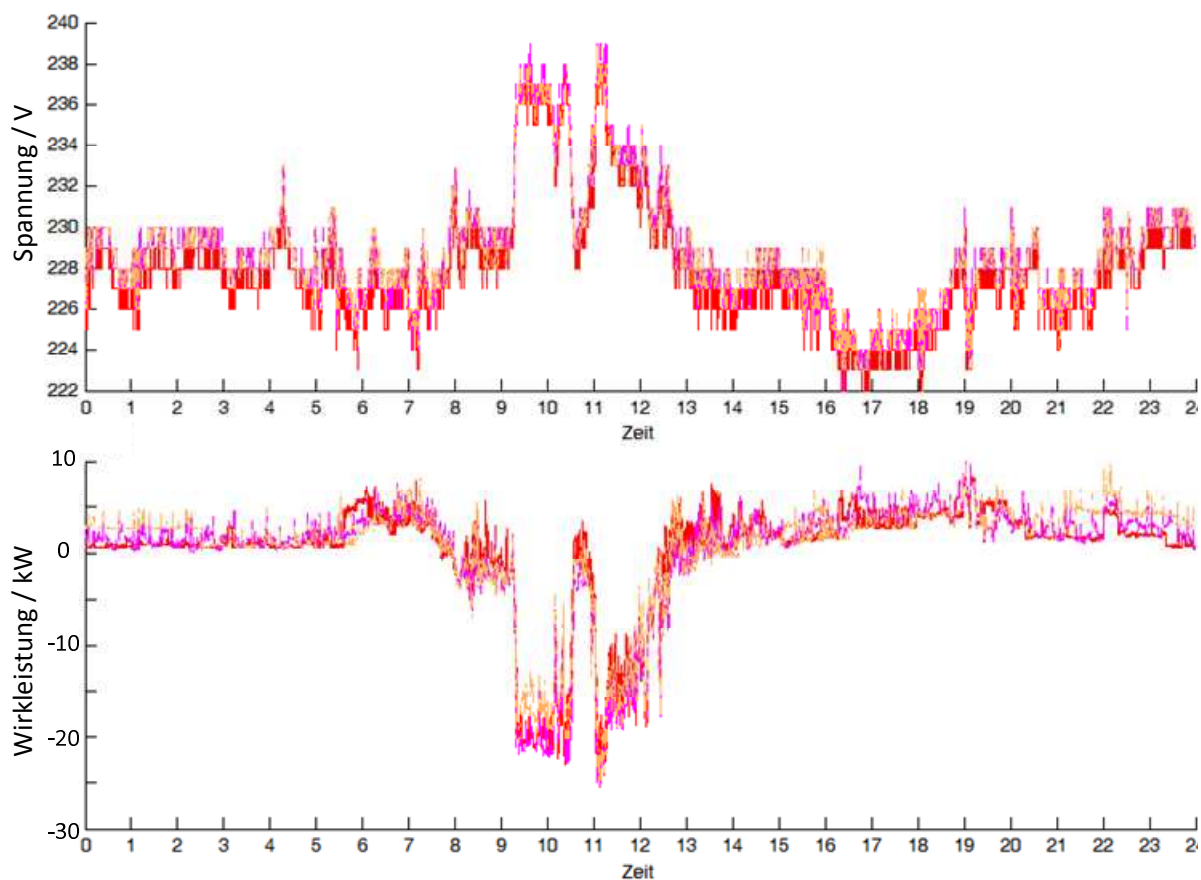


Bild 4: Spannungsverlauf eines Strangs bei dynamischer Erzeugersituation, gemessen in einer Ortsnetzstation in Sonderbuch im Tagesverlauf

Während in der Hoch- und Höchstspannungsebene der thermische Grenzstrom nahezu ausschließlich das begrenzende Kriterium ist, wird im Verteilnetz die maximale Betriebsmittelauslastung eigentlich nicht erreicht. Die für den Systembetrieb relevante Größe im Verteilnetz ist die obere und untere Spannungsgrenze. Diese Spannungsgrenze muss unabhängig von der installierten Leistung eingehalten werden, was bei über 10 GW installierter Leistung der Photovoltaik in der Niederspannungsebene (s. Bild 5) in vielen Netzen einen Netzausbau erfordert.

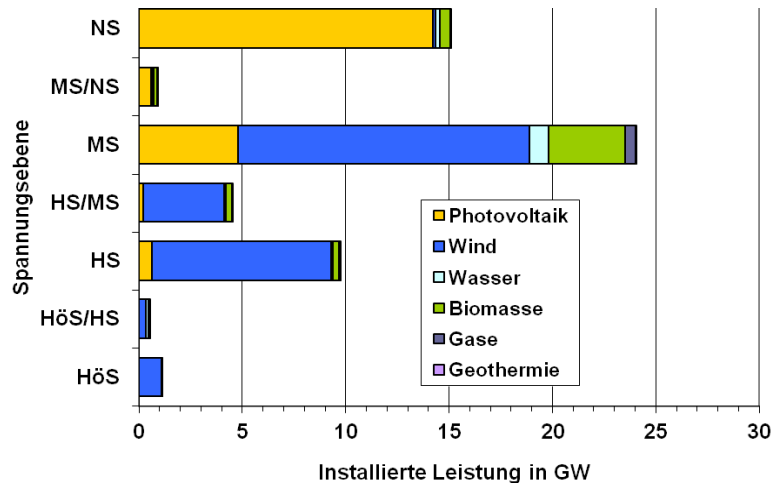
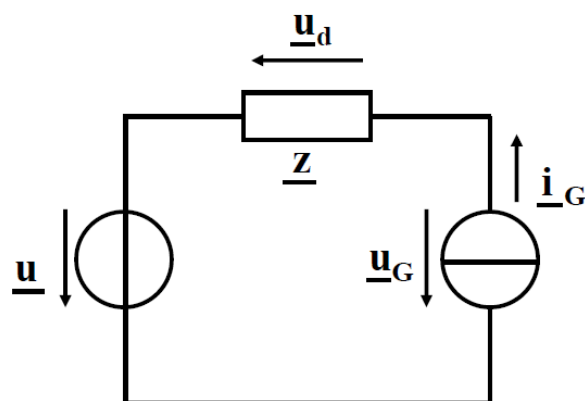


Bild 5: Installierte Leistung erneuerbarer Energieträger nach Spannungsebenen [15]

Durch eine Veränderung des R/X-Verhältnisses von $R/X \ll 1$ im Höchstspannungsnetz bis zu $R/X > 1$ im Verteilnetz ist neben der Blindleistungsregelung auch die Wirkleistungsregelung zu beachten.



$$\begin{aligned} \underline{u} &= U \\ \underline{i}_G &= I_G e^{j\varphi_G} \\ \underline{z} &= Z e^{j\varphi_N} = R + jX \\ \underline{u}_G &= \underline{u} - \underline{u}_d \\ \underline{u}_d &= \underline{z} \cdot \underline{i}_G \\ \frac{U_G}{U} &= \frac{|U - Z e^{j\varphi_N} \cdot I_G e^{j\varphi_G}|}{U} \end{aligned}$$

Bild 6: Ersatzschaltbild zur Leistungs-/Spannungsregelung, sowie zugehörige Grundgleichungen [18]

Bild 6 zeigt ein Ersatzschaltbild (ESB) zur Spannungsregelung. Im ESB wird von einem Generator (Index G) ausgegangen, der einen Strom mit veränderbarem Phasenwinkel in das Netz einspeisen kann.

Die zugehörigen Grundgleichungen leiten den Zusammenhang zwischen der Spannung U und der Generatorausgangsspannung U_G im quasistationären Zustand her. In Bild 7 ist erkennbar, dass in einem rein resistiven Netzwerk $\varphi_N = 0^\circ$ die Spannungsstützung durch einen Generatorwinkel von $\varphi_G = 180^\circ$ (keine Blindleistung) maximiert wird, während eine reine Blindleistungsgeneration bei einem $\varphi_G = 90^\circ$ bzw. $\varphi_G = 270^\circ$ keinen Effekt auf die Spannung hat. Im Fall eines Netzphasenwinkels von $\varphi_N = 90^\circ$ (rein induktiv) wird die Spannung durch die Bereitstellung von kapazitiver Blindleistung ($\varphi_G = 90^\circ$) erhöht, während die Bereitstellung induktiver Blindleistung ($\varphi_G = 270^\circ$) die Spannung senkt. Ein Phasenwinkel von $\varphi_G = 180^\circ$ beeinflusst die Spannung an dieser Stelle durch die Erzeugung von Wirkleistung nicht.

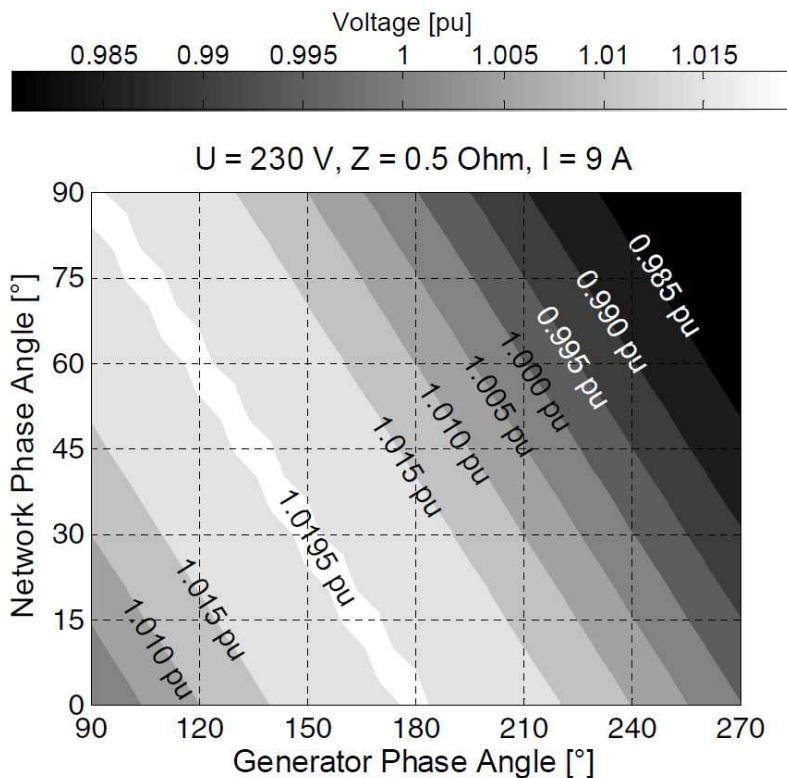


Bild 7: Spannungsbeeinflussung beim Phasenwinkel φ_G bei verschiedenen Netzimpedanzwinkeln φ_N [18]

Bild 7 zeigt die Spannungsbeeinflussung durch verschiedene Phasenwinkel des Generators φ_G in Abhängigkeit verschiedener Netzimpedanzwinkel φ_N . Unter den oben genannten Annahmen kann zusammengefasst werden, dass die Spannungsbeeinflussung im Übertragungsnetz hauptsächlich durch Blindleistung realisiert werden kann, wohingegen im Verteilnetzbereich die Wirkleistung einen größeren Effekt auf die Spannung haben kann.

Um im Verteilnetz ähnliche Möglichkeiten der Spannungsbeeinflussung bereitstellen zu können wie im Übertragungsnetz, ist es notwendig, entsprechende Regelmöglichkeiten zu schaffen.

Eine erste Möglichkeit wäre beispielsweise die Blindleistungsregelung, die durch entsprechende Wechselrichter mit veränderbarem Phasenwinkel umgesetzt werden kann.

Als zweite Möglichkeit ist die Wirkleistungsregelung zu nennen, welche die abgegebene Wirkleistung am Wechselrichter beschränkt und reduzieren kann.

Eine weitere Möglichkeit stellt die stufenweise Beeinflussung der Spannungshöhe an einer Ortsnetzstation durch einen regelbaren Ortsnetztransformator dar.

Transformatorstufensteller an Niederspannungstransformatoren werden hierzu im Feldbetrieb gerade erprobt um das Potenzial der Spannungsbeeinflussung abschätzen zu können (z.B. [11]). Bild 8 zeigt die Position eines regelbaren Ortsnetztransformators schematisch.

Ein Fallbeispiel - Sonderbuch

Um die Energieversorgung in den kommenden Jahren weiterhin sicher zu gestalten, ist es bereits heute notwendig, Netzabschnitte zu finden, die ein mögliches zukünftiges Entwicklungsszenario schon heute widerspiegeln können. Die EnBW Regional AG hat im Rahmen einer Forschungsk Kooperation mit der Universität Stuttgart das Ortsnetz Sonderbuch in der Gemeinde Zwiefalten im Landkreis Reutlingen ausgewählt.

Ländlich gelegen an einem Hang bieten die südliche Ausrichtung und die Größe der Dachflächen ideale Rahmenbedingungen für die Installation von Photovoltaikanlagen.

Mit einer maximalen Rückspeiseleistung von ca. 1,3 MW, welche den Verbrauch um den Faktor 10 übersteigt, ist Sonderbuch sehr deutlich ein Einspeise-Hotspot.

Die kleine, 80 Haushalte umfassende, Gemeinde wurde ausgewählt, um an diesem Verteilnetzabschnitt Fallstudien für zukünftige Smart Grids durchzuführen. Dazu sollen neue technische Lösungen in das Netz oder in einzelne Netzabschnitte eingebracht werden.

Im beschriebene Verteilnetz wird im ersten Teil der Untersuchung ein besonderes Augenmerk auf die Spannungshaltung gelegt. Wie jedes andere Verteilnetz mit hohem Anteil volatiler, erneuerbarer Energien – vornehmlich Photovoltaik – liegt auch dieses Netz stellenweise am oberen Limit der Spannungsanhebung durch die Einspeisung der Photovoltaikanlagen in den Mittagsstunden. Was in diesem Netz aktuell zu keinen Problemen führt, kann allerdings bei weiterem PV-Ausbau zu deutlichen Überspannungen führen, die ein Abschalten und somit einen Erzeugungsausfall der Photovoltaikanlagen zur Folge haben. Es wurden bereits Netzausbaumaßnahmen durchgeführt, um einen sicheren Betrieb in der aktuellen Situation zu gewährleisten.

Als bis jetzt gängige Lösung für die beschriebene Problematik galt der Netzausbau oder die Verstärkung bestehender Kabeltrassen. Durch die Verstärkung bzw. die Parallelschaltung eines Kabels

kann der für den Spannungsabfall über der Leitung maßgebliche Widerstand des Kabels gesenkt werden. Um ein Absenken der Spannung zu erreichen, müsste im Verteilnetz eine Wirkleistungsregelung bzw. eine Drosselung der Anlagen erfolgen. Das ist natürlich nicht erwünscht, weil die erzeugte Energie der PV-Anlagen ohne Speicher in diesem Fall verloren wäre. Beim Netzausbau kann auf die im Normalbetrieb ungewollte Drosselung der PV-Anlage verzichtet werden. Die maximal zulässige Spannungsanhebung kann eingehalten und die gewohnte Versorgungsqualität sichergestellt werden.

Eine Alternative zum klassischen Netzausbau kann die Integration von Energiespeicherlösungen oder spannungsregelnden bzw. spannungsstützenden Maßnahmen sein.

Um die Spannungsbelastung auf verschiedene Arten und Weisen zu beeinflussen, leistet die EnBW mit der Universität Stuttgart Pionierarbeit und versucht einen Batteriespeicher und einen regelbaren Verteiltransformator nutzbringend im Ortsnetz Sonderbuch in den Betriebsablauf zu integrieren.

Bild 8 zeigt eine mögliche Position eines Speichers (Batt), in Bezug zu einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) im Niederspannungsnetz (NS) bei unterschiedlichem informationstechnischem Vernetzungsgrad. Je nach Vernetzungsgrad ist die Implementierung einer lokalen oder abgesetzten Spannungsmessung sowie ein entsprechender regelungstechnischer Ansatz möglich (Bild 8, schematisch).

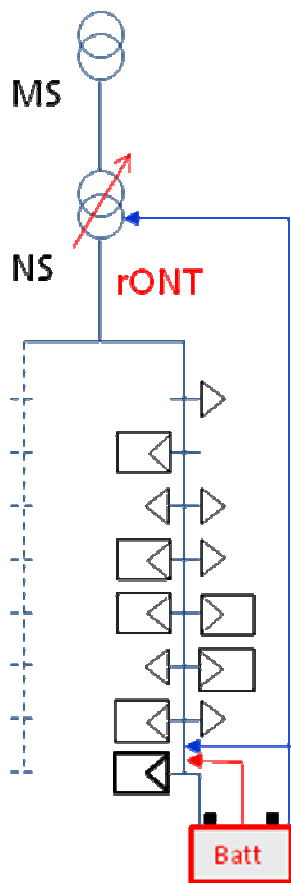


Bild 8: Mögliche Position eines Batteriespeichers in Bezug zu einem stuftbaren Ortsnetztransformator

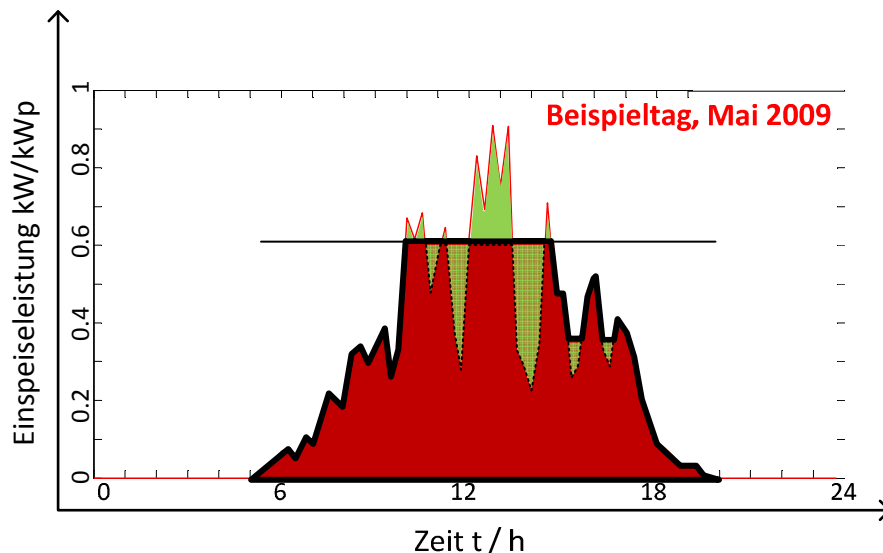


Bild 9: Erwarteter Nutzen beim Betrieb des Batteriespeichers im Modus „Loadshifting“

Zur Spannungsreduktion einzelner Abgänge soll ein Batteriespeicher im Netz implementiert werden, der eine Möglichkeit des Spannungs- und Leistungsmanagements realisiert. Durch den Batteriespeicher steht in diesem Netz in Kürze ein Prototyp zur Verfügung wie er in einem zukünftigen Netz eingesetzt werden kann.

Während mit dem Speicher einfache Spannungsstützungszyklen gefahren werden können bietet er auch das Potenzial, auf die Last und Erzeugerspitzen Einfluss zu nehmen (s Bild 9) und tageweise Extremwerte an einen Durchschnittstag anzugleichen, um die Netzbelastung zu senken.

Der Speicher nimmt im „Loadshift“-Modus ab einer bestimmten Einspeiseleistung Energie aus dem Netz auf und reduziert durch ein „Abschneiden“ der Erzeugungsspitze die aktuelle Netzbelastung (Bild 9, dunkle Schraffur, Beispieltag Mai 2009). Während einer schwachen Einspeisung wird Energie ausgespeichert, welche die Dynamik im Netzstrang reduzieren soll. Eine Aufsummierung von Speicherleistung und Erzeugerleistung ergibt die dunkel schraffierte Fläche, deren Energie in das Netz übertragen wird.

Zusätzlich zum Batteriespeicher wird ein regelbarer Verteiltransformator installiert, der die Möglichkeit zur Verfügung stellt die Spannungsanpassung von einem Strang auf größere Teile des Niederspannungsnetzes zu erweitern.

Unter diesen Rahmenbedingungen soll das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten untersucht werden.

Frequenzregelung

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 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 führen. Um einem solchen Leistungsungleichgewicht schnell entgegen wirken zu können, besteht daher ein Bedarf für sofortige Aktivierung von schneller positiver Regelleistung. Die europäischen Netzbetreiber sind zur Vorhaltung einer primären Regelleistung von 3000 MW verpflichtet, die innerhalb von 30 s aktiviert werden kann. Diese Primärregelleistung entspricht einem angenommenen Ausfall zweier Großkraftwerke mit je 1500 MW. 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.

Erneuerbare Energien nehmen bisher nicht an dieser Leistungs-Frequenzregelung teil, da sie nur einen sehr geringen Teil zur Stromerzeugung beitragen. Darüber hinaus verfügen viele der am Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossenen Anlagen nicht über die notwendigen Regelungs- oder Kommunikationseinrichtungen, um sich an der Frequenzregelung beteiligen zu können. Da der Anteil der Erneuerbaren und stetig wächst, müssen sie in Zukunft auch Systemdienstleistungen bereitstellen. In den „Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ werden Systemdienstleistungen für Neuanlagen festgeschrieben. Neben der Bereitstellung von Blindleistung ist auch die eingespeiste Wirkleistung ab 50,2 Hz mit einem Gradienten von 40% der momentan verfügbaren Leistung pro Hz abzusenken. Bei Bestandsanlagen ist diese dynamische Abregelung nicht umgesetzt. Die meisten Anlagen trennen sich innerhalb von 200 ms beim Überschreiten von 50,2 Hz vom Netz.

Bild 10.1 zeigt den Ausfall von ca. 9 GW Erzeugerleistung, wie nach [8] möglich beim Erreichen einer Frequenz von 50,2 Hz nach beispielsweise einer Netzstörung, wie sie 2006 durch das Abschalten einer Hochspannungsleitung für ein Kreuzfahrtschiff 2006 vorkam, die das Erzeugergleichgewicht stört und Energie exportierende Regionen dann in den Überfrequenzbetrieb verschiebt.

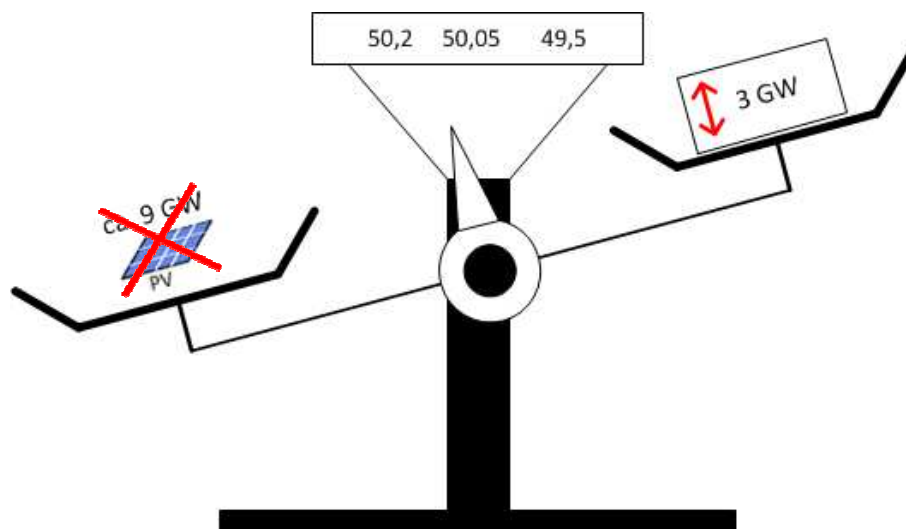


Bild 10.1: Ausfall von 9 GW Erzeugerleistung bei Erreichen der Frequenz 50,2Hz

Da die vorzuhaltende Regelleistung von 3 GW nicht ausreicht um das Gleichgewicht wieder herstellen zu können, kann die Frequenz bis unter 49,5Hz sinken (s. Bild 10.2).

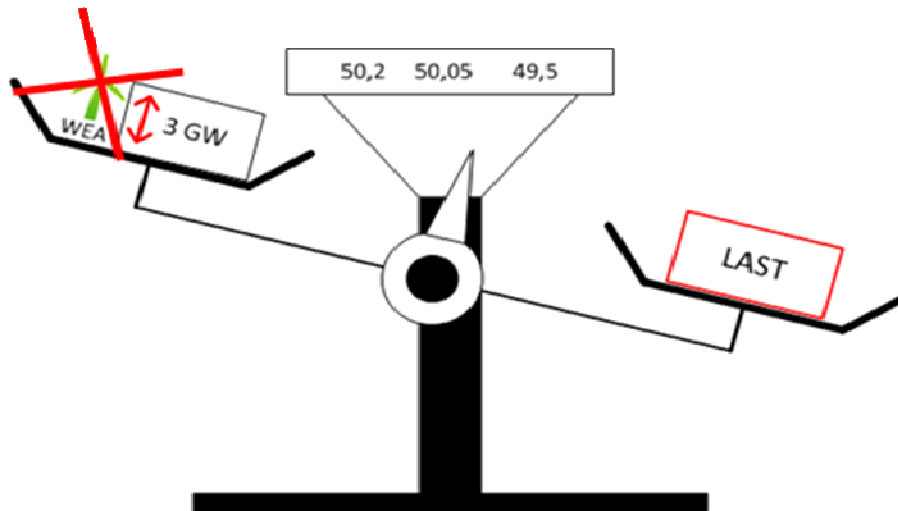


Bild 10.2: Wegfall weiterer Erzeugerleistung bei 49,5 Hz und dadurch entstehendes Ungleichgewicht

Falls 49,5 Hz unterschritten wird, gehen weitere Erzeugeranlagen (v.a. Windenergieanlagen) wegen Unterfrequenz vom Netz. An dieser Stelle ist ein Aufhalten einer weiteren Netzauftrennung oder gar eines „Blackouts“ durch die Regelreserve immer schwieriger, da viel Erzeugerleistung vom Netz getrennt wurde (s. Bild 10.3).

Um das Netz wieder zu stabilisieren, wird eine Lasttrennung notwendig, die sich in der Größenordnung der getrennten EEG Erzeugungsanlagen bewegen kann.

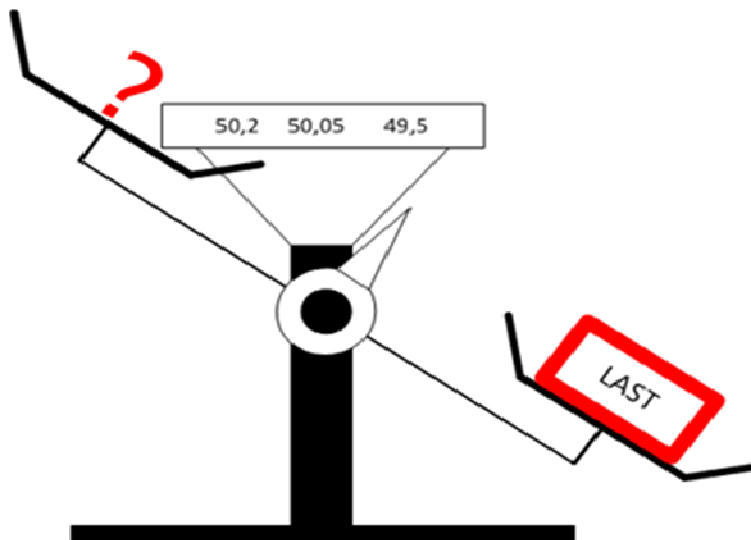


Bild 10.3: Starke Unterfrequenz durch massiven Erzeugerausfall

Da im Niederspannungsnetz neben Wasserkraft (16,3%) und Biomasseanlagen (9,7%) hauptsächlich Photovoltaikanlagen (70%) verschiedener Leistungsklassen angeschlossen sind, betrifft die Reglementierung hauptsächlich die photovoltaische Erzeugung. Die Regelung ist seit 1.1.2012 unter der VDE-AR-N 4105 festgeschrieben und soll nach der Eingliederungen in die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber unter Anderem eine Handhabe für die 50,2Hz-Problematik darstellen. Bei Altanlagen besteht der Bestandsschutz, womit eine Nachrüstpflicht für Anlagen < 10 kWp Leistung eventuell entfallen kann. Alle größeren Anlagen müssen nachgerüstet werden, bzw. Neuanlagen müssen die spezifizierten Funktionen erfüllen, damit möglichst schnell die Gefährdung der Systemstabilität reduziert werden kann.

Nach der ecofys-Studie [8] zum Thema der 50,2 Hz-Problematik bestehen generell 2 Möglichkeiten die kritischen 50,2 Hz zu erreichen.

Zum Einen kann die Frequenzabweichung durch den Handel am Markt zur vollen Stunde bereits heute den Wert 50,1 Hz überschreiten, wobei es denkbar ist, dass die 50,2 Hz in Zukunft erreicht werden, sofern die Marktintervalle nicht verkürzt werden und der Zuwachs an volatiler Einspeisung auch in Zukunft bestehen bleibt. Das würde zu einer Vergrößerung der Fehlprognose führen, was letzten Endes in einer Frequenzabweichung resultiert.

Während vor der Deregulierung der überwiegende Teil des Strombedarfs von integrierten Unternehmen im Lastfolgebetrieb bereitgestellt wurde, führen die neuen Randbedingungen im deregulierten 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 zeitgerasterten Fahrplänen ab. Im europaweiten Strommarkt haben sich überwiegend Produkte mit einer Stundenraasterung als Standardprodukte etabliert, weshalb durch den Übergang vom Lastfolgebetrieb zum Fahrplanbetrieb regelmäßig zum Stundenwechsel sehr große Frequenzabweichungen auftreten, die durch die Primärregelreserve abgefangen werden müssen. Bild 11 setzt die gemittelten Frequenzen in Zusammenhang zu Fahrplanänderungen.

Zum Anderen kann bei einer Netzstörung eine teilweise Auftrennung des Verbundnetzes auftreten. Netzgebiete, welche zu diesem Zeitpunkt Energie exportieren, rutschen durch ein Überangebot an Energie in den Überfrequenzbereich. Bei Überschreiten der 50,2 Hz schalten sich nach „alter“ Regelung bis zu 9 GW photovoltaischer Erzeugung gleichzeitig ab. Dieser Ausfall könnte durch die vorgehaltene Regelenergie von 3 GW nicht abgefangen werden, weshalb diese Netzgebiete in den Unterfrequenzbetrieb fallen. Bei Erreichen einer Frequenz von 49,5 Hz gehen noch nicht neu parametrisierte Windenergieanlagen vom Netz und verstärken das Versorgungsproblem noch weiter. Eine Ausdehnung auf das europäische Verbundnetz ist hier ein mögliches Szenario.

Deshalb soll nach neuer Regelung im seltenen Fall einer Frequenzüberschreitung von 50,2 Hz keine Anlagentrennung mehr stattfinden.

Die beim Überschreiten der Grenzfrequenz festgestellte Leistung P_M soll mit einem Gradienten von 40%/Hz reduziert werden.

Eine harte Abschaltung soll mit dem Erreichen einer Frequenz von 51,5 Hz zum Schutz der Anlagen erfolgen. Sobald die Frequenz von oben kommend 50,2 Hz passiert dürfen die Erzeugeranlagen nach einer Wartezeit von 60 Sekunden mit einem Gradienten von $10\%P_{\max}/\text{min}$ wieder in das Netz einspeisen.

Das Beispiel der 50,2 Hz-Problematik zeigt ganz deutlich, wie wichtig es schon heute ist die dezentralen Energieerzeuger in einen gesamtheitlichen Ansatz der Systemdienstleistungen mit einzubeziehen. Durch den stetigen Zuwachs an erneuerbaren Energien ist an dieser Stelle ein Vorhalten von Regelenergie alleine durch konventionelle Kraftwerke nicht mehr ausreichend und steht im Gegensatz zu den Zielen der Bundesregierung einer Beteiligung der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2050 von 80% zu erreichen.

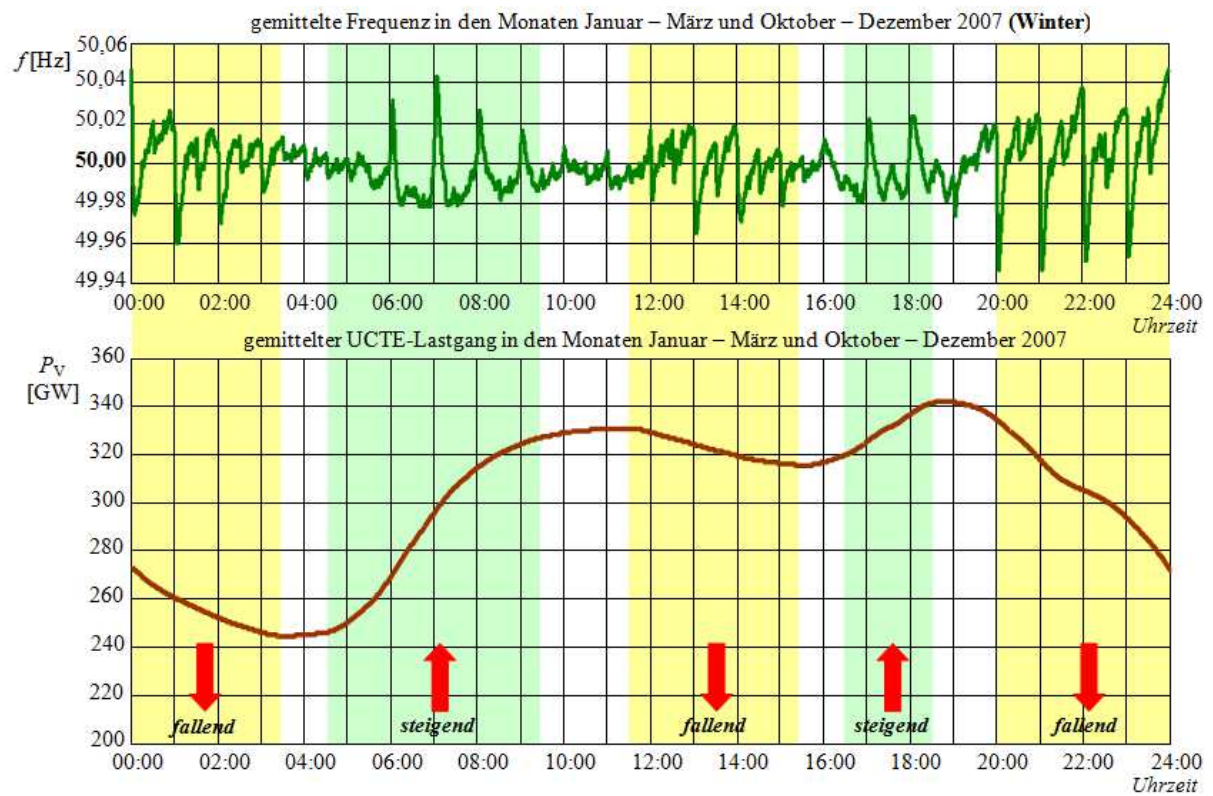


Bild 11: Frequenzabweichungen durch Fahrplanänderungen [4]

Elektromobilität

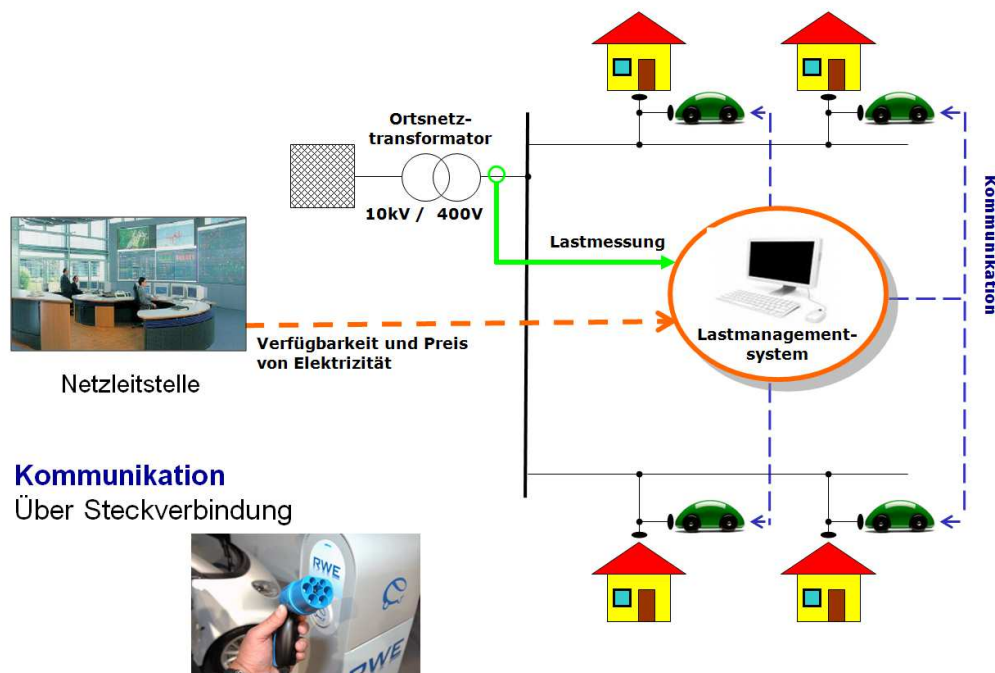


Bild 12: Konzept eines Lastmanagementsystems für Elektrofahrzeuge [13]

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 [7]. McKinsey rechnet dabei in den Metropolen sogar schon mit einer Rate von 16% 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, um die Elektromobile in das Netz zu integrieren. Beispielsweise werden nach einem Arbeitstag viele Autos geladen, was in dieser Zeit die Stromnachfrage rapide steigen lässt. Auf der anderen Seite können sie durch hohe Standzeiten am Tag einen Beitrag leisten, 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. Sie fungieren während dieser Zeit wie ein großer Batteriespeicher, der Energie aufnehmen und abgeben kann. Dadurch, dass die Energie zum Speichern nicht mit Verlusten behaftet umgeformt werden muss, wäre dieser Speicher, der sowieso im Elektromobil vorhanden ist, sehr effizient nutzbar.

Auch wäre denkbar, dass die Fahrzeuge nur dann laden, wenn das Netz dafür gerade ausreichend Kapazitäten hat, wie in Bild 12 dargestellt. Hier hat das Lastmanagement Kenntnis von der aktuellen Auslastung des Ortsnetztransformators und kann anhand der aktuellen Belastung und der Verfügbarkeit von Strom entscheiden, welche Fahrzeuge wie stark geladen oder entladen werden. Für Stromerzeuger und Netzbetreiber ist dieses Konzept interessant, da sie weniger Regelleistung bereithalten müssen und auch bei großen Speichern Kapazität sparen können. Der Verbund der Elektromobile kann somit einen Beitrag zur Netzstabilität in Form von Systemdienstleistungen liefern. 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 Annahme, dass 2015 der Anschaffungspreis 200 €/kWh und die Lebensdauer 5000 Ladezyklen betragen, wären die Kosten für die Speicherung einer kWh vier Cent. Dies ist sicherlich ein Wert, der diese Technologieoption auch wirtschaftlich erscheinen lässt. Mit 5000 Vollzyklen kann ein durchschnittliches Elektroauto mit 150 km Reichweite 750.000 km fahren, was die Nutzungsdauer der meisten Fahrzeuge bei weitem übersteigt. Insofern können die Kosten zur zusätzlichen Nutzung der Batterie für Netzdienstleistungen gering gehalten werden.

Zusammenfassung

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland über 18.000 GWh an elektrischer Arbeit von 880.000 Photovoltaikanlagen erzeugt [14]. Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energien und den stetigen Zubau weiterer dezentraler Erzeugeranlagen wird ständig neue Erzeugerleistung insbesondere an das Verteilungsnetz angeschlossen. Durch lokale Häufungen von Photovoltaikanlagen gibt es schon heute Netzabschnitte, in denen die erzeugte Leistung lokal nicht mehr verbraucht werden kann. Als logische Konsequenz muss diese Leistung in die überlagerten Netzebenen zurückgespeist werden. So werden ganze Verteilnetzbezirke abhängig von der Erzeugersituation zu Netto-Stromlieferanten (Einspeisenetze). Dadurch resultiert in den betroffenen Netzabschnitten mit stärker fluktuierenden Leistungsflüssen eine höhere Dynamik der Spannung.

Da die Summe an Erneuerbaren im Netz in den letzten Jahren systemstabilitätsrelevante Ausmaße angenommen hat, ist es in den letzten Jahren notwendig geworden, die Erneuerbaren an Systemdienstleistungen zu beteiligen. Seit Anfang des Jahres sind hierzu die „Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ für Neuanlagen umzusetzen, welche einen Beitrag zur Systemstabilität durch die Erzeugeranlagen am Niederspannungsnetz fordern. Zusätzlich müssen Altanlagen teilweise nachgerüstet werden, um die Systemstabilität sicherstellen zu können.

Literatur:

- [1] Leitszenario 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.erneuerbare-energien.de, 2010
- [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] DENA-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020, Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2010
- [4] T. Weißbach, Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen, Dissertation Universität Stuttgart (IEH), 2009
- [5] VDE-Studie: Smart Distribution 2020, Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen – Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, 2008
- [6] VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, 2009
- [7] Bundesregierung, Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, August 2009
- [8] ecofys und IFK-Studie, 50,2
- [9] Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011
- [10] ecofys-Studie: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009, 2011
- [11] ew-Magazin: Fit für mehr erneuerbare Energien, Teil 2; Ausgabe 1-2 Seite 60 ff., 2012
- [12] ew-Magazin: Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen, März 2008
- [13] Themenheft Forschung: Erneuerbare Energien, Universität Stuttgart, Juni 2010
- [14] A. Kuhlmann, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*, BDEW, Berlin, 2011.
- [15] energymap.info: Stromproduktion der Erneuerbaren in Deutschland, Stand 24.10.2011
- [16] bundesrat.de: Pressemitteilung 106/2011, 8. Juli 2011
- [17] Dena Faltblatt Freileitung und Kabel: Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich, 2006
- [18] Prof. Dr.-Ing. Martin Braun: „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators“, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Band 10, Vol. 10, Dezember 2008

Autoren:

Simon Eilenberger studierte an der Universität Stuttgart „Elektro- und Informationstechnik“ und ist derzeit wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. Er forscht auf dem Gebiet des Systemverhaltens von intelligenten Netzen mit dem Fokus auf einen optimierten Verteilnetzbetrieb.

Prof. Dr. -Ing Martin Braun ist seit 2011 Juniorprofessor für „Smart Power Grids“ an der Universität Stuttgart. Parallel dazu leitet er seit 2009 die Forschungsgruppe „Dezentrale Netzdienstleistungen“ am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel. Er studierte an der Universität Stuttgart „Elektro- und Informationstechnik“ und „technisch orientierte Betriebswirtschaftslehre“. In den Jahren 2005-2008 war er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) und promovierte 2008 an der Universität Kassel über das Thema „Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch dezentrale Erzeuger“.

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