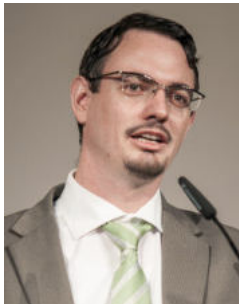


Schlüsselrolle der Stromnetze bei der weiteren Dekarbonisierung der Stromversorgung



50Hertz Transmission GmbH

Dr. Matthias Müller-Mienack
matthias.mueller-mienack@50hertz.com

DLR

Dr. Franz Trieb
franz.trieb@dlr.de

Fraunhofer ISE

Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES

Prof. Dr. Martin Braun
martin.braun@iwes.fraunhofer.de

Dr. Bernhard Lange
bernhard.lange@iwes.fraunhofer.de

Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Dr. Philipp Strauß
philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

1. Energiepolitische Zielstellungen und bereits erreichter EE-Stromanteil

Die Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einer dekarbonisierten Stromerzeugung und die Umsetzung der zugehörigen Maßnahmen ist die Herausforderung des 21. Jahrhunderts. Die Umgestaltung betrifft die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und alle zugehörigen Bereiche wie Erzeuger, Netze, Speicher, Verbraucher und Märkte. Die Umstellung der elektrischen Energieversorgung von der konventionellen Erzeugung zur Nutzung der erneuerbaren Energien insbesondere aus Wind und Sonne ist die wichtigste Maßnahme bei der Transformation. Sie bewirkt eine drastische Senkung der CO₂-Emissionen und darüber hinaus eine enorme Effizienzsteigerung durch die Vermeidung ungenutzter Abwärme.

Im Juni 2011 beschloss die Bundesregierung die sogenannte Energiewende. Damit sind der Ausbau und die Integration der erneuerbaren Energien die wichtigsten Faktoren der künftigen Stromerzeugung. Ziele sind die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien

auf mindestens 80 % bis 2050 und eine stetige Verringerung des Primärenergieverbrauchs.

Im Energiekonzept der Bundesregierung [1] wird der Windenergie mit einem Anteil von rund 50 % an der Stromversorgung in 2050 hierbei ein entscheidender Anteil zugeschrieben. Die installierte Windleistung an Land und auf See soll bis 2020 auf zusammen ca. 45.000 MW und bis 2050 auf 85.000 MW anwachsen.

Die Offshore-Windenergienutzung soll sich dabei bis 2050 zu einer tragenden Säule der Stromversorgung entwickeln. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung insofern vor, dass bereits 2030 insgesamt 25.000 MW Windleistung in Nord- und Ostsee installiert sein sollen. Dies bedeutet, dass die Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands regelmäßig mit Windstrom aus Nord- und Ostsee versorgt werden und dass die Energie über weite Strecken transportiert werden muss.

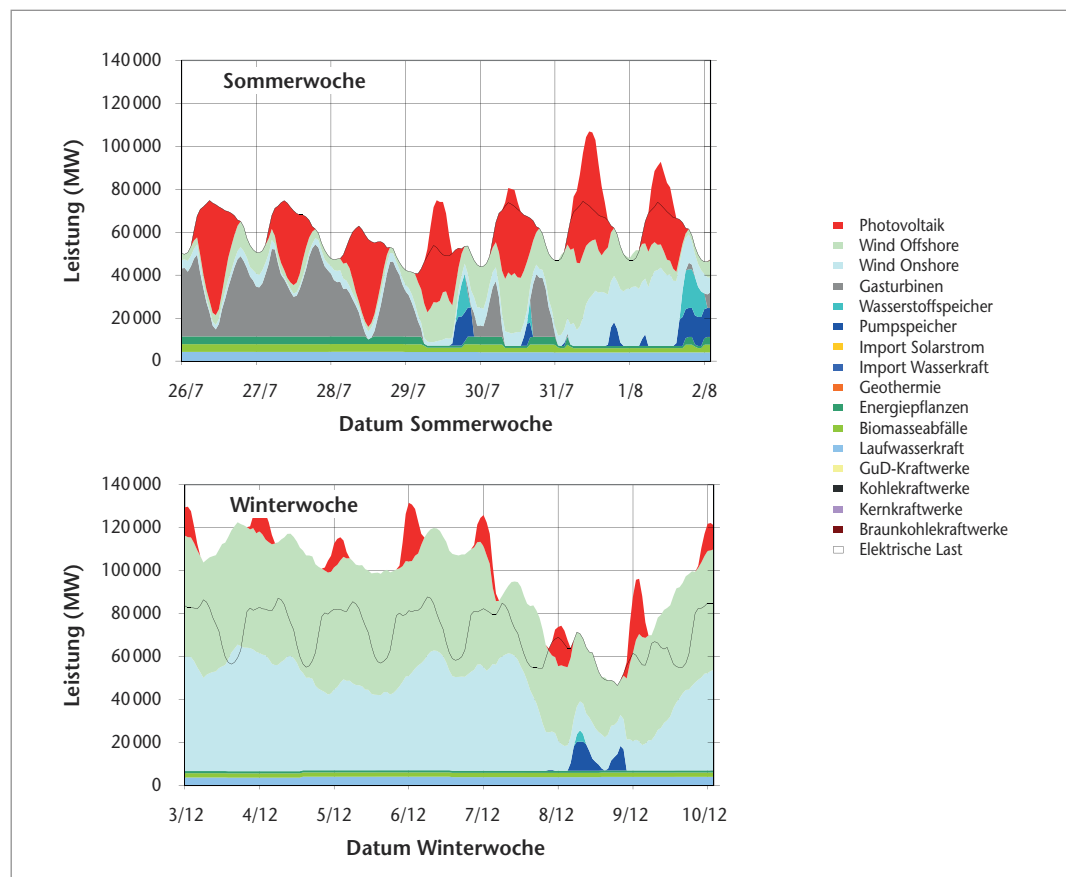


Abbildung 1

Stündliche Energiebilanz in Deutschland in einer Sommerwoche (oben) und in einer Winterwoche (unten) im Jahr 2050 für ein Szenario mit 90 % jährlichem erneuerbarem Energieanteil an der Stromversorgung auf der Basis überwiegend variabler erneuerbarer Quellen.

Quelle: Trieb et al, 2012

Neben dem Ausbau der Windenergie wird aber auch das enorme Wachstum der Photovoltaik im Süden Deutschlands eine weitere Herausforderung für die Stromnetze und das Energieversorgungssystem insgesamt bedeuten.

2. Dezentralere Erzeugung versus lastferner Verbrauch

Netzverstärkung und Netzausbau sind zentrale Maßnahmen für die nachhaltige Umstrukturierung des Energieversorgungssystems und für ein darauf zugeschnittenes Stromnetz. Es müssen Lösungen gefunden werden, die die kurzfristigen, regionalen Fluktuationen der Einspeisung auffangen, sowie die längerfristigen, saisonalen Schwankungen ausgleichen, was *Abbildung 1* gut verdeutlicht.

Auf nationaler und europäischer Ebene ist dabei der Bau von leistungsfähigen Übertragungsleitungen für den Transport großer Energiemengen über weite Strecken erforderlich. Mit einem so genannten Supergrid werden nicht nur Erzeugungsschwerpunkte mit Lastzentren verbunden, sondern auch Speicherreservoirs erschlossen sowie Lastschwankungen vergleichmäßig.

Auf regionaler Ebene spielen dabei bewährte und neue Speichertechnologien, das koordinierte Zusammenspiel verschiedener regenerativer Energiequellen und das Lastmanagement, auch unter Einbeziehung des Wärme- und Verkehrssektors, eine wichtige Rolle. Die Steuerung und die Koordination dieser unterschiedlich agierenden Komponenten erfolgt künftig durch den informationstechnischen Zusammenschluss, gekoppelt mit Energiemanagementsystemen. So genannte Virtuelle Kraftwerke (VK) oder Regenerative Kombikraftwerke (RKW) erweitern die Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung erheblich und sind der Kern neuer Versorgungsstrukturen. Es ist aber nicht nur erforderlich, den Energiebedarf jederzeit zu decken, sondern den Betrieb des Netzes aktiv mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu unterstützen.

Die Netzintegration der wachsenden Anzahl dieser fluktuierenden Stromerzeuger stellt eine der Herausforderungen dar. Dabei muss auch in Zukunft ein sicherer, stabiler und wirtschaftlicher Netzbetrieb gewährleistet sein. Die damit verbundenen Herausforderungen sind z. B. die Verletzung der Spanningskriterien, die Überlastung von Leitungen und Transformatoren, zeitweise Lastflussumkehr und Einspeisemanagement in kritischen Netzsituationen. Neue Netzanschlussbedingungen verlangen deshalb Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) zur Abmilderung von Spannungsanstiegen [2]. Des Weiteren hat der Gesetz-

geber mit dem EEG 2012 den Netzbetreibern die Möglichkeit der Wirkleistungsreduzierung durch Einspeisemanagement auch für PV-Anlagen kleiner 100 kW geschaffen. Nichtsdestotrotz sind weitere verbesserte Lösungsansätze zu entwickeln.

Die Vielzahl an DEA bringt neue Regelmöglichkeiten und neue Freiheitsgrade für den Netzbetrieb und die Netzplanung mit sich:

- **Zentrale Regelung**
beinhaltet eine kommunikationsbasierte Regelung von der Netzleitstelle aus. Beispielsweise ist eine zentrale Regelung notwendig, um auf die DEA in unteren Netzebenen einzuwirken (Einspeisemanagement), wenn im Übertragungsnetz eine Situation auftritt, welche die Systemstabilität bzw. -sicherheit gefährdet.
- **Dezentrale Regelung**
ist eine kommunikationsbasierte Regelung, die mit einer Zwischeninstanz im Netz kommuniziert. Hierbei können beispielsweise Niederspannungsnetze als Netzzellen mit einer intelligenten – und möglicherweise auch regelbaren – Ortsnetzstation ausgestattet, einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb des Niederspannungsnetzes autonom sicherstellen. Auch Vorgaben oder Informationen aus übergeordneten oder nebeneinanderliegenden Netzgebieten können hier berücksichtigt werden.
- **Lokale Regelung**
kommt ohne Kommunikation aus. Die Erzeugungseinheit reagiert auf die jeweilige Netzsituation entsprechend den in der lokalen Regelung hinterlegten Parametern sowie den am Netzanschlusspunkt gemessenen Größen wie Netzspannung, Netzfrequenz oder auch Netzimpedanz.

Sowohl technisch als auch wirtschaftlich wird derzeit untersucht, welche ideale Kombination von zentraler, dezentraler und lokaler Regelung sinnvoll ist [3]. Eine wesentliche Frage ist, in welchem Umfang kostenintensive Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen benötigt werden, wenn an sie eine höhere Zuverlässigkeit und höhere Sicherheitsanforderungen gestellt werden, als dies aktuelle öffentliche Infrastrukturen (z. B. für Internetanwendungen) gewährleisten. Zentrale Regelungsansätze sind jedoch notwendig, um bei netzkritischen Situationen in überlagerten Netzen auf DEA in unterlagerten Netzen einzuwirken, wenn dies mit lokalen Messgrößen (Frequenz, Spannung, Impedanz) nicht erfasst werden kann. Grundsätzlich ist daher aus Kosten- und Stabilitätsgesichtspunkten die Prämisse zu befolgen: **„so lokal wie möglich und so zentral wie nötig.“** Durch Einsatz dieser optimierten Regelungskonzeption können wesentliche Potenziale für eine

Reduktion der Verteilnetz-Ausbaukosten durch zunehmende dezentrale Anlagen in den Verteilungsnetzen realisiert werden [3].

3. Aufrechterhaltung der Systemstabilität als Herausforderung

a) Frequenzhaltung

Auf dem Weg zur weitgehenden Dekarbonisierung hat die Stromversorgung in Deutschland nun einen kritischen Grad erreicht. Die bevorrangte Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien erreicht immer höhere Leistungsanteile, ist jedoch mit dem überwiegenden Anschluss in der Verteilungsebene und vor allem mit Blick auf die Nieder- und Mittelspannungsebene bislang kaum überwachbar und vor allem nicht durch die Netzbetreiber im Gefährdungsfall abregelbar. Erst ein signifikanter Smartgrid-Implementierungsgrad in der Verteilnetzebene, ergänzt um deutlich vergrößerte Speicherkapazitäten im Vergleich zur heutigen Situation, ermöglichen eine Änderung vom heute noch bestehenden Erzeugung-folgt-Last-Prinzip hin zum konsequenten Last-folgt-Erzeugung-Prinzip. Die bisher nicht ausreichenden Zugriffsoptionen bei der verteilten Erzeugung sind umso problematischer, als dass der regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt sicherstellen muss, die verfügbaren Regelreserven im deutschen Netzgebiet als Teil des europäischen Verbundnetzes aber insbesondere durch Atomausstieg und PV-bedingte zunehmende Unwirt-

schaftlichkeit von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken rückgängig sind. Dass jedoch für die Frequenzhaltung perspektivisch deutlich höhere Regelreserven erforderlich sind, zeigt *Abbildung 2* mit einer Prognose der Leistungsgradienten durch Wind und PV in Deutschland. [4]

b) lokale Systemdienstleistungserfordernisse

Handelt es sich bei der Frequenzhaltung bzw. Regelleistungsbereitstellung noch um eine durchaus auch überregional bereitstellbare Systemdienstleistung, müssen andere systemsichernde Aspekte zwingend lokal bzw. in der näheren elektrischen Peripherie bereitgestellt werden. Diese zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendigen netztechnischen Belange werden leider auch in der zumeist aus rein energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten geführten Kapazitätsmarktdiskussion vernachlässigt.

So besteht Deutschland bspw. eben nicht aus einer „Kupferplatte“, wie in manchen Marktmodellen vereinfacht abgebildet, die eine innerdeutsche Lastdeckung mit den installierten Erzeugungskapazitäten zu jedem Zeitpunkt erlauben würde. Vielmehr müssen die aufgrund des sich verzögernden Netzausbaus temporär vorliegenden innerdeutschen Netzengpässe durch Maßnahmen wie Kraftwerksredispatch in Echtzeit und lokal „geheilt“ werden. Doch die vor Ort verfügbaren Kapazitäten für Kraftwerksredispatch sind begrenzt und vor allem mit Blick auf die weiter steigende EE-Erzeugung nicht ausreichend homogen verteilt. Vor diesem Hintergrund wird klar, dass netzengpassbedingt nach Absenkung der konventionel-

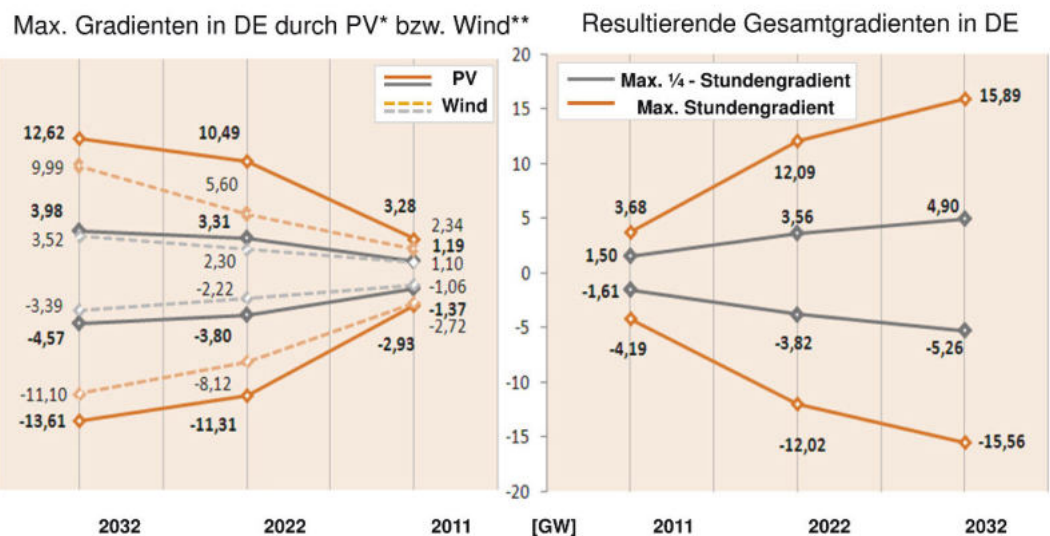


Abbildung 2
Prognose der Leistungsgradienten durch Windkraft und PV für Deutschland.
Quelle: 50Hertz, 2012

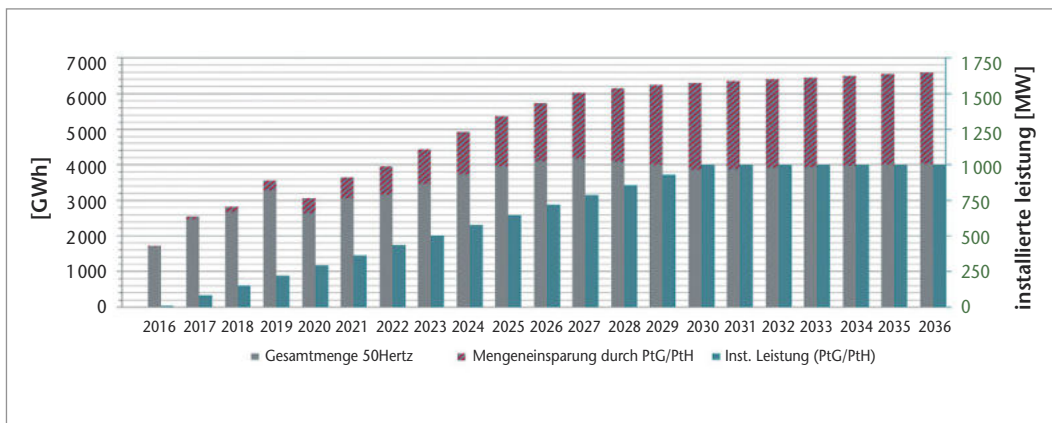


Abbildung 3
 Prognose der netzengpass- und systembilanzbedingten Abschalterfordernisse von erneuerbaren Energien in der Regelzone 50Hertz gemäß § 13(2) EnWG für Szenario „etwas verzögerter Netzausbau“.
 Quelle: 50Hertz, 2012

len Kraftwerksleistung auf das systemtechnisch erforderliche Minimum letztlich dann auch erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen. In der Regelzone 50Hertz handelt es sich heute etwa um 1 % der Gesamtwindkrafterzeugung, die abgeschaltet werden muss. Dass kurzfristig umsetzbare Maßnahmen wie Power-to-Heat (PtH) oder mittelfristig Power-to-Gas (PtG, siehe auch *Abbildung 5*) die Abschaltvolumina in der 50Hertz-Regelzone deutlich verringern können, zeigt *Abbildung 3* auf, bei der eine installierte PtH oder PtG-Leistung von 1.000 MW bis 2030 unterstellt wurde.

Anteilig von der Gesamtabschaltmenge von ca. 105 TWh bis 2030 in der Regelzone 50Hertz (was bspw. 10 % der erwarteten Windeinspeisemenge entspräche) könnten durch die PtH- oder PtG-Technologie immerhin Abschaltungen im Volumen von ca. 31 TWh vermieden werden.

Weitere lokal bereitzustellende Systemdienstleistungen sind die Blindleistungsregelung als Beitrag zur Spannungshaltung sowie ausreichend hohe Kurzschlussleistungsbeiträge durch rotierende Massen zur Gewährleistung der Netzstabilität und der Netzfehlererkennung.

Ebenso wichtig ist die Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen (Anfahren unabhängig vom Stromnetz) im Kontext von Netzwiederaufbaukonzepten. So nehmen bspw. Pumpspeicherkraftwerke (PSW) als regelbare Erzeugung und Last grundsätzlich eine wichtige Rolle in den Netzwiederaufbaukonzepten ein. Im Falle von Großstörungen können mittels PSW spannungslose Kraftwerksblöcke gezielt wieder angefahren werden, sofern sich diese nicht im Kraftwerkseigenbedarf fangen konnten. Beim anschließenden Hochfahren des konventionellen Kraftwerksblocks kann das PSW dann wiederum als regelbare Last ein stabiles Hochfahren bis in einen stabilen Arbeitsbereich ermöglichen. Aus dem stabilen Arbeitsbereich des konventionellen Kraftwerksblockes heraus kann dann mit der Zuschaltung von Verbrauchslasten begonnen werden. PSW und an-

dere schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten tragen somit erheblich zur Begrenzung der Versorgungsausfallzeit bei.

c) Nutzungsabsicherung von Erzeugungsüberschussabsicherung

Eine weitere Herausforderung ist langfristig die Nutzung von netzengpassunabhängigen Erzeugungsüberschüssen, die dargebotsbedingt ab etwa 2020 unvermeidlich auftretenden werden. Hier bieten sich bspw. die skandinavischen Wasserreservoirs mittels effizienten Offshore-Interkonnektoren oder innerhalb Deutschlands die Power-to-Gas-Speichertechnologie mit Speicherung im Gasnetz und anschließender Rückverstromung an.

Die oben beschriebenen Anforderungen für konventionelle Kraftwerke müssen mit zunehmender Dekarbonisierung perspektivisch auch durch erneuerbare Erzeugungseinheiten wie Windparks erfüllt werden, insbesondere aber muss Windenergieerzeugung kontrollierbar und zuverlässig entsprechend der Systemanforderungen sein und Windenergieanlagen müssen das elektrische Netz bei Störungen stützen. Diese Fähigkeiten basieren auf der Steuerung der Wirk- und Blindleistung von Windparks oder großen PV-Anlagen sowie dem Verhalten bei Netzstörungen wie dem Fault-Ride-Through-Verhalten.

Zukünftig werden mit steigender Wind- und PV-Stromeinspeisung die konventionellen thermischen Kraftwerke zunehmend verdrängt. Damit entfallen auch deren systemstützende und -stabilisierende Systemdienstleistungen für die Netzbetriebsführung. Darüber hinaus wird es zu Zeiten mit hoher EE-Einspeisung zu immer häufiger auftretenden Netzengpässen sowie aufgrund der großen Energietransporte zu Spannungshaltungsproblemen im Hoch- und Höchstspannungsnetz (110 bis 380 kV) kommen. Auf der anderen Seite verursacht die Durchdringung der Photovoltaik auch Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz.



Abbildung 4
Szenarien zukünftiger
Netzstrukturen mit
Höchstspannungs-
Gleichstrom- und Dreh-
strom-Komponenten
Quelle: Fraunhofer IWES et al,
Pilotprojekt „Regeneratives
Kombikraftwerk 2“, 2011/12

Um diese Auswirkungen der wachsenden EE-Strom-einspeisung auf Stromnetze beherrschen zu können, sollten die Anlagen die systemstützenden Eigenschaften der konventionellen Kraftwerke und Netzdienstleistungen zunehmend übernehmen. Die informations- und steuerungstechnische Zusammenfassung von räumlich verteilten Windparks zu Windpark-Clustern bietet neue Freiheitsgrade für die Betriebsführung und ermöglicht eine erweiterte Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL). Im Rahmen von mehreren Forschungsvorhaben wurden neue Technologien und Strategien zur Betriebsführung von Windparks sowie deren Aggregation zu Windpark-Clustern entwickelt und erfolgreich erprobt. Diese Strategien erlauben erweiterte Möglichkeiten der Betriebsführung, um einfach, flexibel und unterbrechungsfrei auf Anforderungen der beteiligten Akteure (Windparkbetreiber, Netzbetreiber, Energiehändler) reagieren zu können.

Im Rahmen des Projekts „Regeneratives Kombikraftwerk“ (Abbildung 4) wurde eindrucksvoll demonstriert, dass die regenerativen Energien Wind, Sonne und Biogas zusammen perspektivisch in der Lage sein werden und sein müssen, Deutschland nahezu vollständig mit elektrischer Energie zu versorgen. In dem Folgevorhaben „Regeneratives Kombikraftwerk 2“ soll demonstriert und untermauert werden, dass die regenerativen Energien auch fähig sind, bislang von konventionellen Kraftwerken erbrachte Systemdienstleistungen zu übernehmen und damit einen sicheren und stabilen Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten.

4. Absehbarer Systembedarf versus fehlende Wirtschaftsgrundlage für Speicher und Spitzenlastkraftwerke

Bei der Transformation des Energieversorgungssystems werden die fluktuierenden Einspeiser Wind- und Solarenergie die Hauptrolle einnehmen und enorme Anforderungen an die Integration stellen. Diese Anforderungen betreffen zum einen den Stromtransport über weite Strecken, zum anderen aber die Speicherung großer Strommengen im Terrawattstunden-Bereich.

Heute und in naher Zukunft werden die fluktuierenden Anteile durch Wind- und PV-Einspeisung über die flexible Fahrweise des konventionellen Kraftwerks-parks und durch Tagesspeicher, wie z. B. Pumpspeicherwerke, aufgenommen. In der weiteren Zukunft werden diese Anteile die Maximallast und die maximale Kapazität vorhandener Speicher und flexibler Kraftwerke bei Weitem übersteigen.

Entscheidendes Kriterium für die Transformationsphase ist der Paradigmenwechsel in der Philosophie der Energiespeicherung, in dem aus „überschüssigem“ erneuerbaren Strom, bspw. mittels Power-to-Gas, erneuerbares Methan erzeugt, im vorhanden

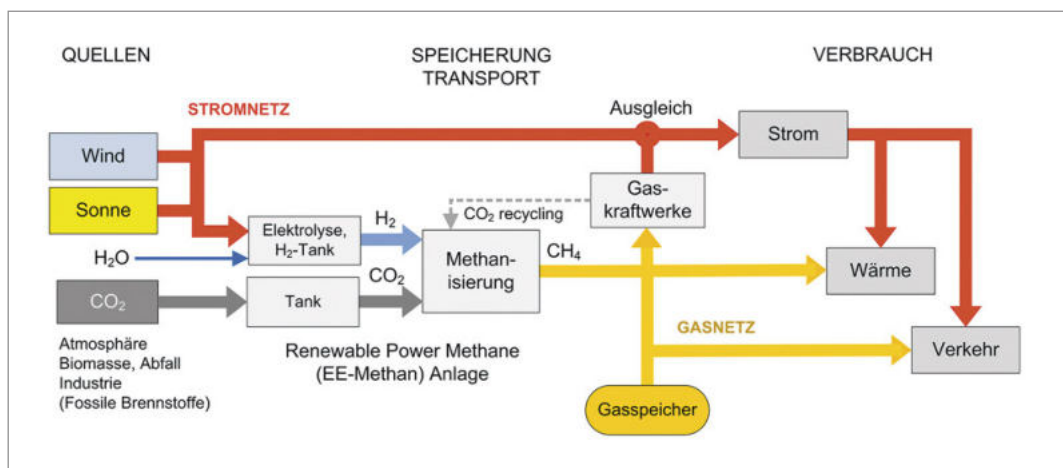


Abbildung 5
Stromspeicherung durch
Kopplung von Strom-
und Gasnetz.
Quelle: ZSW und IWES

Erdgasnetz gespeichert und seinerseits wieder zu Strom, Wärme und Kraftstoff umgewandelt werden kann. Für die Verstromung bieten sich Gaskraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden von bis zu 60% an (Abbildung 5). Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz benötigt Deutschland den Zubau dieser hocheffizienten Kraftwerke, um schnell auf Lastschwankungen reagieren zu können.

Aufgrund der Funktionsprinzipien des Strommarktes vermindert heute paradoxerweise gerade die massive PV-Einspeisung zu Peakzeiten mit dem resultierenden Absinken der durchschnittlichen Spitzenpreise an der Strombörse mehr und mehr die Benutzungsstunden und somit die notwendige Wirtschaftlichkeit für Gas- bzw. Spitzenlastkraftwerke. Betrachtet man auf der anderen Seite aber den Preisanstieg nachts durch die bereits abgeschalteten Atomkraftwerke und einhergehender Ersetzung durch teureren Kohlestrom inklusive der Kosten der CO₂-Zertifikate, erkennt man in *Abbildung 6* das resultierende Absinken des Strompreis-Spreads und somit des wirtschaftlichen Hauptstandbeins von Speicherkraftwerken, heute insbesondere der Pumpspeicherkraftwerke. Es zeichnet sich demnach ein Wandel weg vom bestehenden Energy-Only-Market hin zu Kapazitätsmarktprinzipien oder besser hin zu einem Flexibilitätsmarkt ab, der aber auch die benannten lokalen Systemdienstleistungserfordernisse hinreichend berücksichtigen muss.

5. Zusammenfassung

Neben den technischen Herausforderungen bei der Transformation sind vor allen auch die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Fragestellungen zu beantworten. Die Umgestaltung der Energieversorgung wird mittelfristig einen hohen Investitionsaufwand mit sich bringen, der im Rahmen der technischen und gesellschaftlichen Weiterentwicklung unserer Industriegesellschaft erforderlich ist, um auch in Zukunft eine Führungsposition beibehalten zu können. Der drohende Klimawandel und die geforderte Nachhaltigkeit der technischen Entwicklung fordern ein Umdenken bei der Nutzung der natürlichen Ressourcen.

Eine Energieversorgung, die auf regenerativen Quellen basiert, ist langfristig immer die wirtschaftlichste Option, weil der Rohstoff kostenlos zur Verfügung steht und nahezu unbegrenzte Potenziale aufweist. Die technische Entwicklung bei der Energiewandlung sorgt dafür, dass die Stromgestehungskosten immer geringer werden – im Gegensatz zu den immer aufwendigeren Verfahren zur Gewinnung von Kohle, Gas und Kernbrennstoffen.

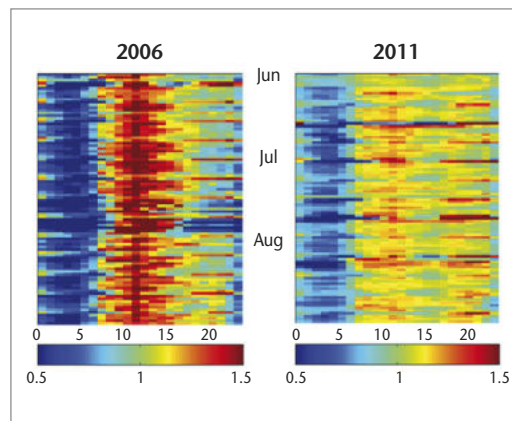


Abbildung 6
Verhältnis Spotmarkt-Stundenpreis relativ zum mittleren Tagespreis 2006 (kaum PV) versus 2011.
Quelle: Enervis, 2012

Besondere Aufmerksamkeit kommt nun – neben den umfangreichen Netzaufbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen und der Ermöglichung der Datenbereitstellung und Zugriffsmöglichkeiten mit Blick auf die erneuerbare Erzeugung in der Verteilnetzebene – der Konversion der klassischen Stromerzeugung hin zu einer weitgehend dekarbonisierten Stromversorgung zu. Allerdings kann auch im nächsten Jahrzehnt noch nicht auf einen Großteil der konventionellen Großkraftwerke zur Absicherung der lokal und überregional bereitzustellenden Systemdienstleistungen verzichtet werden. Nach dem beschlossenen Ausstieg aus CCS- und Kernenergie und unsicheren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke muss daher auch die Diskussion über sinnvolle Brückentechnologien fortgesetzt werden.

Die Aufgabe von Politik und Gesellschaft ist es nun, die Nutzung der regenerativen Energien als Markenzeichen einer modernen Industriegesellschaft zu etablieren.

Literatur

- [1] Energiekonzept 2050, BMU, BMWI, 2010.
- [2] VDE FNN: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105. Berlin, August 2011
- [3] M. Braun, J. von Appen, H. Barth, T. Degner, K. Diwold, D. Geibel, E. Kämpf, F. Marten, F. Niedermeyer, T. Stetz: Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen, 17. KASSELER SYMPOSIUM ENERGIE-SYSTEMTECHNIK, Kassel 2012
- [4] 50Hertz, 2012