

# Netzintegration dezentraler Erzeugungseinheiten

## Grid integration of distributed generation units

Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, 22043 Hamburg, Deutschland

### Kurzfassung / Abstract

Die Netzintegration vieler, stark verteilter Erzeugungseinheiten erfordert neue technische Lösungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Besonders die regenerativen Einspeisequellen eröffnen große Chancen zur nachhaltigen Umstellung der Energieversorgung. Ihre Netzintegration erfordert neue Lösungen wie virtuelle Kraftwerke sowie einen Ausbau des Transportnetzes. Es werden bestehende und mögliche zukünftige Lösungsansätze mit Hilfe bekannter und großtechnisch einsetzbarer Energiespeicher sowie Alternativen dazu vorgestellt.

The grid integration of many, strongly distributed generation units requires new technical solutions for a secure energy supply. Especially the renewable generation units offer big chances for the sustainable change of the energy supply. Their grid integration requires new solutions like virtual power plants and an extension of the electrical grid. Existing and possible solutions for the grid integration by means of energy storage and alternatives in future will be discussed.

## 1 Einführung

Innerhalb der letzten zehn Jahre hat sich die Struktur der elektrischen Energieversorgung stark gewandelt. Während vorher ausschließlich zentrale Großkraftwerke die Versorgung übernahmen, tragen heute viele dezentrale Erzeugungseinheiten (DEZE) zur Stromerzeugung bei. Im Jahr 2007 wurden bereits 11,9 % der deutschen Nettostromerzeugung durch erneuerbare Energien erbracht. Den höchsten Anteil trug dabei die Windenergie mit 6 % bei, die somit bereits mehr lieferte als die Wasserkraft in Deutschland. Innerhalb kürzester Zeit fand im Bereich der erneuerbaren Energien ein außergewöhnlicher Anstieg der installierten Leistung statt. Die Gründe dafür liegen in den guten organisatorischen und ökonomischen Bedingungen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 [1] sowie seine Novellierungen in den Jahren 2004 [2] und 2008 [3]. Die jeweilige Anpassung dieser Gesetze, wie z. B. die Festlegung von technischen Mindestanforderungen für Windenergieanlagen (WEA), bestimmt deren technische Entwicklung sowie die zukünftigen Möglichkeiten zur Netzintegration.

Während anfangs nur der Klimaschutz im Vordergrund stand, werden durch die in den letzten Jahren sprunghaft angestiegenen Brennstoffpreise die Erneuerbaren Energien auch im direkten wirtschaftlichen Vergleich mit Kohle- und Atomkraftwerken eher als erwartet interessant.

## 2 Dezentrale Erzeugungseinheiten

Zur dezentralen Energieversorgung können grundsätzlich alle Energiewandler mit Leistungen unterhalb der bei Kraftwerken üblichen Blockgröße von 300 bis 800 MW gezählt werden. Diese DEZE können sowohl mit der

Verbrennung fossiler Brennstoffe wie Kohle oder Gas als auch mit erneuerbaren Energien wie Wind, Sonne oder Biomasse betrieben werden. Dieser Beitrag behandelt ausschließlich die erneuerbaren Energiewandler, weil sie den höchsten Zuwachs aufweisen und durch ihre im Vergleich zu fossil befeuerten DEZE stärkere räumliche Verteilung eine gesonderte Betrachtung erfordern.

**Tabelle 1** Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch [4]

Energieträger	Anteil in %
Windenergie	5
Wasserkraft	3,5
Biomasse	3
Photovoltaik	0,3
Geothermie	0,1
<b>Gesamt</b>	<b>11,9</b>

Die verschiedenen Energieträger werden in der Reihenfolge ihrer Leistungsanteile betrachtet, siehe **Tabelle 1**.

### 2.1 Windenergieanlagen

Ende 2007 existierten in Deutschland 19.460 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 22.247 MW. Im Jahr 2007 leistete die Windenergie einen Beitrag von 39,5 TWh zur Nettostromerzeugung. Das Potenzial der installierten WEA liegt bei guten Windverhältnissen bei über 40 TWh. Aufgrund der hohen Gesamtleistung sowie hoher Einheitsleistungen bis zu 6 MW werden WEA meist auf der Mittelspannungsebene angeschlossen. Windparks werden auf der Hochspannungsebene (110 kV) oder auch auf der Höchstspannungsebene (220 kV bzw. 380 kV) mit dem Netz gekoppelt. Aus Netzsicht können WEA vier Problemklassen verursachen,

Harmonische, Spannungsschwankungen, Netzüberlastungen und fehlende Leistung. Da WEA im MW-Bereich immer leistungselektronisch mit dem Netz gekoppelt werden, verursachen die wegen der Schaltverluste nur begrenzt schnell schaltenden Halbleiterschalter Stromharmonische, die abhängig von der Höhe der Netzimpedanz als Spannungsharmonische mit unterschiedlichen Amplituden im Netz nachgewiesen werden können. Spannungsschwankungen entstehen wegen der windabhängigen Leistungsschwankungen. Die veränderlichen Ströme verursachen Spannungsabfälle über der Netzimpedanz, deren Höhe und Frequenzverhalten als Flicker bewertet wird. Beim Auftreten von Netzengpässen, d.h. im Fall der möglichen Überlastung von Netzabschnitten, wird ein Erzeugungsmanagement (ErzMan) eingesetzt, bei dem eine 4-stufige Abschaltung (100 %, 60 %, 30 %, 0 %) von Windparks erfolgt. Dabei wird der mögliche Energieertrag gemindert. Mit der im Abschnitt 4.2 beschriebenen Verbrauchersteuerung kann dieses ErzMan vermieden bzw. wesentlich verringert werden. Windbedingt können WEA nicht kontinuierlich Energie liefern, sie weisen beim Betrieb an Land 1300 bis 2000 Volllaststunden auf. Bei Offshore-WEA werden bis zu 4600 Volllaststunden angesetzt, womit man den Bereich eines durchschnittlichen fossil befeuerten Kraftwerks von 4796 Volllaststunden erreicht [5].

## 2.2 Wasserkraftanlagen

Der Gesamtanteil der Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherwasserkraft lag Ende 2007 bei 3,5 % der Netto-Stromerzeugung [4]. Das jährliche Potenzial der Wasserkraft liegt bei ca. 25 TWh, die jedoch wegen meist zu geringer Wasserstände nicht erreicht werden. Ein Ausbau der Wasserkraft ist wegen der Genehmigungshürden und dem großen technischen Aufwand derzeit unwahrscheinlich. Probleme im Netzbetrieb treten nicht auf, da bei Lauf- und Speicherwasserkraftwerken fast ausschließlich direkt gekoppelte Synchrongeneratoren verwendet werden. Die Leistungen sind kalkulierbar bzw. können bei Pumpspeicherwerken bedarfsgerecht abgerufen werden. Für die weitere Netzintegration ist besonders die installierte Pumpspeicherleistung von ca. 7 GW interessant.

## 2.3 Biomasseanlagen

Innerhalb der letzten Jahre sind zahlreiche Biomasseanlagen in Betrieb genommen worden. Mit einem Anteil von derzeit 3 % an der Netto-Stromerzeugung liegt noch ein beträchtliches Ausbaupotenzial im Vergleich zum langfristig angestrebten Anteil von 10 % an der Stromversorgung vor. Allerdings steht dieses Potenzial in Konkurrenz zur Holzverarbeitenden Industrie und zur Lebensmittelerzeugung und wird deshalb voraussichtlich nicht ausgeschöpft werden. Da Biomasseanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren arbeiten, treten keine Probleme bei der Netzintegration auf. Wegen des bedarfsgerecht zuschaltbaren und dann kontinuierlichen Betriebs ist diese Energieform sehr interessant zum Ausgleich der schwankenden Windenergieeinspeisung.

## 2.4 Photovoltaik

Die installierte Leistung der Photovoltaik-(PV)-Anlagen hat sich in Deutschland innerhalb der letzten drei Jahre mit Jahresraten von bis zu 30 % vergrößert und lag 2007 bei 3,8 GW<sub>p</sub> [6]. Trotz des derzeit geringen Anteils von 0,3 % an der Netto-Stromerzeugung weist die Photovoltaik langfristig das höchste Potenzial auf. Bedingt durch die veränderliche Einstrahlung sowie die starken jahreszeitlichen Unterschiede müssen dann ähnlich wie bei der Windenergie die Probleme der Netzintegration gelöst werden. Im Vergleich zu WEA werden PV-Anlagen noch stärker verteilt installiert. Kleinere Leistungen bis einige zehn Kilowatt werden an der Niederspannung angeschlossen, der Anschluss höherer Leistungen bis in den MW-Bereich erfolgt auf der Mittelspannungsebene.

## 2.5 Geothermie

Mit einem Anteil von 0,1 % an der Netto-Stromversorgung ist diese Energieform noch weit von ihrem theoretische Potenzial entfernt, das laut einer Studie des Bundestags aus dem Jahr 2001 beim sechshundertfachen des deutschen Energiebedarfs liegt. Aus der Sicht der Netzintegration wären Geothermiekraftwerke als beliebig zuschaltbare und kontinuierlich arbeitende Ausgleichskraftwerke eine ideale Ergänzung zu der fluktuierenden Energiebereitstellung durch WEA und PV-Anlagen. Momentan sind jedoch die Kosten für die Tiefenbohrungen so hoch, dass ein weiterer Ausbau nur langfristig zu erwarten ist. Der wirtschaftliche Betrieb erfordert ein lokales Heiznetz zur Nutzung der Niedertemperatur-Heizenergie.

## 3 Netzintegration

Zur Netzintegration gehören alle Maßnahmen, die nach dem Anschluss neuer DEZE den ungestörten Betrieb des Energieversorgungsnetzes ermöglichen. Nach dem EEG muss der vorrangige Netzanschluss für erneuerbare Energien mit einem wirtschaftlich zumutbaren Aufwand für den erforderlichen Netzausbau gewährleistet werden. In der neuesten, ab 2009 in Kraft tretenden Fassung des EEG müssen für den vorrangigen Netzanschluss von WEA technische Mindestanforderungen zur Beteiligung an der Spannungsregelung und zum Verhalten bei Netzfehlern erfüllt werden.

### 3.1 Anforderungen

Neben der Netzverträglichkeit, d.h. der Einhaltung der Richtlinien für Harmonische und Flicker sind bei einem wachsenden Anteil an der Stromerzeugung vor allem Konzepte für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich. Dazu gehören die bedarfsgerechte Leistungsbereitstellung, die Vermeidung von Ausfällen der Netzbetriebsmittel sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Diese Anforderungen sind mit DEZE wesentlich schwieriger zu erfüllen als mit den bestehenden Großkraftwerken. Es existieren jedoch zahlreiche technische Lösungsansätze, um die Netzintegration von DEZE besser als bisher umzusetzen.

## 3.2 Verbesserte Netzintegration von WEA

Da die Windenergie die am stärksten ausgebaute dezentrale Energiewandlungsform ist, müssen die Problemstellungen der Netzintegration vorrangig für diese Energieart gelöst werden. Dazu existieren unterschiedliche Lösungsansätze, die nachfolgend erläutert werden.

### 3.2.1 Virtuelle Kraftwerke

Durch die Zusammenfassung von DEZE kann das Verhalten von Grundlastkraftwerken nachgebildet werden. Damit können über lange Zeiträume empirisch gewonnene Lastgänge von Verbrauchern abgedeckt werden. Diese bedarfs- bzw. verbrauchsgerechte Erzeugung ermöglicht die Netzeinbindung von DEZE ohne Aufwand für den Netzausbau bzw. -umbau. Beispiele für virtuelle Kraftwerke sind Kombinationen von Windparks, PV-Anlagen und Biomassekraftwerken oder Wasserstoffherzeugern, die oft als Hybridkraftwerke bezeichnet werden. Ein Hybridkraftwerk mit 120 MW Windkraft und einer 500-kW-Wasserstoffherzeugung geht 2008 in Betrieb [7]. Mit der Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das bestehende Erdgasnetz können dabei hohe Speicherressourcen genutzt werden. Geplant ist die Kombination von vier Biomassekraftwerken mit einem Geothermiekraftwerk [8]. Idealerweise kann die Vernetzung der Wandler über günstige Kabelnetze erfolgen, die oft in Eigenregie der Betreiber geplant, verlegt und betrieben werden. Es entsteht ein zusätzlicher Aufwand für die Regelung der einzelnen Quellen sowie für das Energiemanagement im virtuellen Kraftwerk. Sind die verschiedenen Energiewandler räumlich eng zueinander installiert, kann die Steuerung bzw. Regelung mit vertretbarem Aufwand umgesetzt werden. Mit zunehmender Entfernung der Energiequellen zueinander wird dieses Konzept schwieriger handhabbar. Für die Abdeckung kurzfristiger Lastspitzen auf der Verbraucherseite bzw. von Versorgungseinbrüchen, z. B. von Windparks, wird eine Minutenreserve vorgehalten. Diese kann verringert werden, wenn die Prognose der Windleistung genauer als bisher erfolgt. Heutige Systeme weisen mittlere Fehler von 4 % für die 4-Stunden-Prognose und 4 % bis 6 % für die Folgetagsprognose auf, die jedoch in der dritten Potenz in die Leistungsbilanz eingehen [9]. Wegen der maximalen Abweichung von 10 % liegt hier noch ein hohes Verbesserungspotenzial [10]. Im Abschnitt 4.2 wird noch eine weitere Möglichkeit zur Verringerung der Minutenreserve diskutiert. Der Betrieb virtueller Kraftwerke ist nur durch ein gemeinsames Vorgehen von DEZE- und Netzbetreibern möglich. Es müssen Schnittstellen zur Steuerung der Energiewandler definiert werden und die Kraftwerksleistungen müssen in die Lastfahrpläne der Netzbetreiber eingebunden werden. Virtuelle Kraftwerke werden somit nur dann realisierbar, wenn eine Vielzahl günstiger technischer und organisatorischer Randbedingungen existiert. Die Ausweitung dieses Prinzips auf eine weit verteilte Erzeugungsstruktur erfordert den Netzausbau, Änderungen in der Netzbetriebsführung und erweiterte technische Möglichkeiten, wie sie z. B. die im Abschnitt 3.2.4 beschriebenen SmartGrids bieten.

### 3.2.2 Temperatur-Monitoring und Hochtemperatur-Leiteseile

Die einfachste Form des Netzausbaus ist die Netzerweiterung. Sie kann z. B. durch den Einsatz eines Freileitungs-Monitorings oder den Einsatz von Hochtemperatur-Leiteseilen realisiert werden. Nach DIN EN 50182 müssen Freileitungen für eine Außentemperatur von 35°C, eine Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s und 100 % Sonneneinstrahlung ausgelegt werden [11]. Die zulässige Dauerstrombelastbarkeit und der zulässige Durchhang sind die temperaturabhängigen Betriebsgrenzen von Freileitungen. Bei der Netzeinspeisung großer Energiemengen aus Windparks liegen im Bereich des Einspeisepunktes im Vergleich zu den Normwerten bessere Kühlbedingungen vor. Somit können die Leitungen wesentlich höher belastet werden, wenn eine klimaabhängige Steuerung der Einspeisung erfolgt. Wegen der dafür notwendigen hohen Investitionen wird diese Möglichkeit bisher erst auf einer Teststrecke untersucht [12]. Der größte Vorteil des Freileitungs-Monitorings liegt im reduzierten Erzeugungsmanagement. Mit Monitoring muss erst bei 150 % der temperaturabhängigen Übertragungskapazität nach DIN EN 50182 abgeschaltet werden. In einer Studie wurden bei einer erhöhten Windgeschwindigkeit von 1,8 m/s Übertragungskapazitäten von 175 % bei 5°C Außentemperatur und 140 % bei 35°C ermittelt [13].

Der Einsatz von Hochtemperatur-Leiteseilen wird die Erwärmung des Leiteseils minimiert, da anstatt einer Stahl- eine Kunststoffseele verwendet wird. Damit wird eine Grenztemperatur von 150°C gegenüber 80°C bei Standard-Leiteseilen erreicht. Dies entspricht einem Zuwachs von bis zu 800 MVA pro Stromkreis, jedoch treten höhere Leitungsverluste auf [14].

Sowohl beim Freileitungs-Monitoring als auch beim Einsatz von Hochtemperatur-Leiteseilen muss das (n-1)-Kriterium zur Gewährleistung der Netzsicherheit gewahrt werden. Somit muss immer ein zweites System den Ausfall der Netzstrecke kompensieren können. In einem Gutachten wurde untersucht, ob dieses Kriterium auch beim für Windparks notwendigen Netzausbau erfüllt werden muss [15].

In von Windparkbetreibern selbst errichteten und betriebenen Netzabschnitten, muss das (n-1)-Kriterium grundsätzlich nicht realisiert werden.

### 3.2.3 Konventioneller Netzausbau

Eine Erweiterung der Netztransportkapazität kann durch eine Lastflusssteuerung bzw. den Netzausbau erreicht werden. Bei der Lastflusssteuerung wird durch Querregler bzw. Längskompensation eine gleichmäßige Netzbelastung eingestellt. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, kann das Netz ausgebaut werden. Mit der Höhe der Übertragungsspannung steigt die übertragbare Leistung an. Bei 220 kV können 400 MVA und bei 400 kV schon 1600 MVA pro Stromkreis übertragen werden. Daraus sowie aus den im Abschnitt 3.2.2 genannten Möglichkeiten lassen sich fünf Strategien zur Umrüstung von Freileitungssystemen ableiten [14]:

1. Temperatur-Monitoring mit einem temporären Zuwachs bis zu 500 MVA pro Stromkreis
2. Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen; der Zuwachs beträgt bei gleichzeitig höheren Verlusten bis zu 800 MVA pro Stromkreis
3. Umrüstung von 220 kV auf 400 kV: Umbau ein-systemiger Leitungen bzw. Ersatz von zwei 220-kV-Systemen durch ein 400-kV-System; der Zuwachs beträgt bis zu 1200 MVA pro Stromkreis
4. Umrüstung von 400-kV-Systemen auf 500 kV; der Zuwachs beträgt bis zu 1200 MVA pro Stromkreis
5. Freileitungsneubau; der Zuwachs beträgt bis zu 2500 MVA pro Stromkreis.

### 3.2.4 SmartGrids

Unabhängig von der leistungsmäßigen Umrüstung von Netzabschnitten können durch den Ausbau der Kommunikations- und Steuerungsmöglichkeiten „intelligente Netze“ (SmartGrids) entstehen. Darin lassen sich auch großräumig verteilte virtuelle Kraftwerke aus verschiedenen erneuerbaren und fossil befeuerten Energiewandlern sowie Lasten so steuern, dass eine hohe Versorgungssicherheit mit DEZE erreicht und Netzüberlastungen vermieden werden. Im Idealfall liegt eine Kombination aus leistungsmäßigen Umrüstung und intelligenter Betriebsführung vor. Dann können z. B. auch durch eine Verbrauchersteuerung, siehe Abschnitt 4.2, virtuelle Speicherfunktionen realisiert und der Bedarf für zusätzliche Energiespeicher reduziert werden. Für den Energietransport innerhalb Europas ist der grenzüberschreitende Aufbau von SmartGrids vorgesehen [16].

### 3.2.5 SuperGrids

Eine zukünftige Energieversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien kann durch eine großräumige Vernetzung unterschiedlicher Wandlertypen optimiert werden. Durch eine weiträumige Verbindung lassen sich fluktuierende und kontinuierlich arbeitende Energiewandler flexibel einsetzen. In einem größeren Netz lassen sich Mindestlast und minimale Einspeiseleistung eher in Übereinstimmung bringen, gleichzeitig bieten sich mehr Möglichkeiten zur Verbrauchersteuerung. Solche weit ausgedehnten Netze werden als SuperGrids bzw. Interkontinentalnetze bezeichnet. Mit der Verbindung von Offshore-Windparks zum Land und untereinander werden die ersten Grundlagen solcher Netzstrukturen geschaffen. Mit SuperGrids ließe sich z. B. die skandinavische Wasserkraft mit den Gebieten hoher Windstromeinspeisung verbinden. Es wird insgesamt ein stark geglätteter Leistungsverlauf im Netz möglich. Der bisher noch über die vorhandenen Drehstromfreileitungen realisierte Leistungsaustausch von leistungsstarken Windparks erfordert beim erwarteten Leistungszuwachs den Neubau von SuperGrids für den weiträumigen Energieausgleich. Wegen der hohen Kosten und langwierigen Genehmigungsprozesse ist diese hochwirksame Option nur langfristig realisierbar. Bei der Planung neuer Netzabschnitte kann sie jedoch schon heute berücksichtigt werden.

## 4 Energiespeicher

Ein störungsfreier Netzbetrieb erfordert zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung. Tritt z. B. beim Einsatz von DEZE mit fluktuierender Energiebereitstellung ein Ungleichgewicht der Leistungen auf, kann dieses durch Reservekraftwerke, Energiespeicher oder die Verbrauchersteuerung ausgeglichen werden. Für Reservekraftwerke steht z. B. die Gasturbinentechnologie zur Verfügung, die jedoch aufgrund hoher Brennstoffkosten und langfristig möglicher Lieferengpässe nicht beliebig ausbaubar ist. Deshalb sind zukünftig neue Energiespeicher erforderlich [17]. Laut der dena-Netzstudie sind bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien auf bis zu 20 % bis zum Jahr 2015 keine zusätzlichen Speicher im Netz erforderlich [18]. Die Windleistung in Deutschland kann nach dieser Untersuchung nur bis zu einer Leistung von 48 GW in das Netz integriert werden. Dabei wurde jedoch nicht berücksichtigt, dass WEA sich an der Netzregelung beteiligen können, was bereits in den VDN-Richtlinien für die Hoch- und Höchstspannung [19], den BDEW-Richtlinien für die Mittelspannung [20] sowie in der neuesten Fassung des EEG [3] gefordert wird.

### 4.1 Großtechnische Energiespeicher

Es existieren zahlreiche Typen von Speichern für den Einsatz im Energieversorgungsnetz. Nur wenige davon können große Energiemengen speichern. Für große Leistungen stehen nur Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicher zur Verfügung. Das Ausbaupotenzial beider Typen ist begrenzt. In Deutschland sind momentan ca. 7 GW Pumpspeicherleistung installiert. Ein Neubau hydraulischer Pumpspeicher ist wegen der erforderlichen geografischen Bedingungen nur eingeschränkt möglich. Langwierige Genehmigungsverfahren, umfangreiche Umweltauflagen und hohe Kosten im Bereich von ca. 3000 €/kW lassen einen weiteren Zubau unter den jetzigen Randbedingungen nicht erwarten. Mit Pumpspeicherwerken kann die Leistungsabgabe von Windparks wesentlich geglättet werden, räumlich eng beieinander liegende Kombinationen sind ideale Lösungen zur Netzintegration [21].

Im Vergleich zu Pumpspeichern können Druckluftspeicher bei passenden geologischen Bedingungen einfacher errichtet werden. Auch die Investitionskosten liegen mit 600 bis 700 €/kW unter denen von Pumpspeicherwerken. Dennoch existiert in Deutschland bisher nur ein Druckluftspeicherwerk, das über zwei Stunden 270 MW Leistung liefern kann. Ein Grund hierfür liegt in der langen Amortisationszeit, die abhängig von den jährlichen Nutzungsstunden im Bereich von 20 bis 30 Jahren liegt [22]. Weitere Speichertypen, wie Schwungmassensysteme, Wärmespeicher, Batterien, Kondensatorspeicher, und supraleitende Energiespeicher sind wegen ihrer hohen spezifischen Kosten, ihres geringen Speichervermögens oder Wirkungsgrads für den großtechnischen Einsatz nicht geeignet. Die Speicherung von Wasserstoff weist besonders bei der Einspeisung in das Erdgasnetz ein hohes Potenzial

auf, siehe Abschnitt 3.2.1. Die Umwandlung elektrischer Energie in Wasserstoff und zurück erreicht nur Werte von 25 % und ist deshalb momentan keine praktikable Option.

#### 4.1.1 Pumpspeicher in Tagebaurestlöchern

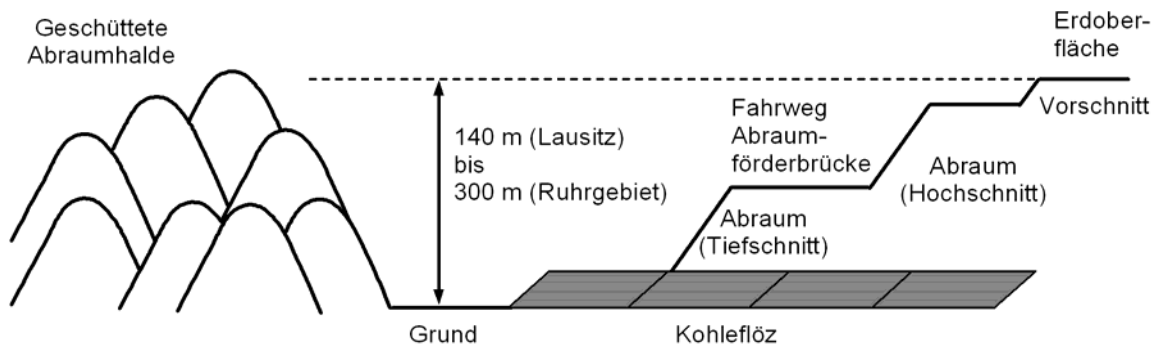
Der Neubau von Pumpspeicherwerken ist unter den jetzigen Umständen nicht zu erwarten. Veränderte Bedingungen könnten neue Installationen ermöglichen, wie z. B. in den Restlöchern von Tagebauen, siehe **Bild 1** und **Bild 2**. Eigene Untersuchungen zeigten, dass durch die Nutzung nur eines Zehntels der vorhandenen Tagebauseen im Lausitzer und Mitteldeutschen Braunkohlerevier zur Installation von Pumpspeicherwerken die gesamte Windenergieleistung Deutschlands absorbiert und somit auch bedarfsgerecht bzw. geglättet abgegeben werden kann. Dabei wurde eine mittlere Fallhöhe von 80 m angesetzt. Da ein Pumpspeicherwerk umfangreiche Uferbefestigungen und weitere aufwändige Installationen erfordert, sind die zur Berechnung herangezogenen bestehenden Tagebauseen für neue Installationen nicht mehr verfügbar. Es sollte jedoch gezeigt werden, dass mit rechtzeitig getroffenen Entscheidungen das Speicherproblem in der Energieversorgung langfristig gelöst werden kann [23]. Neben dem technischen Potenzial ist die Nutzung von Tagebaurestlöchern für die Installation von Pumpspeicherwerken auch hinsichtlich wesentlich veränderter Genehmigungs- und Kostengesichtspunkte sehr interessant.

#### 4.1.2 Regenerative Ausgleichskraftwerke

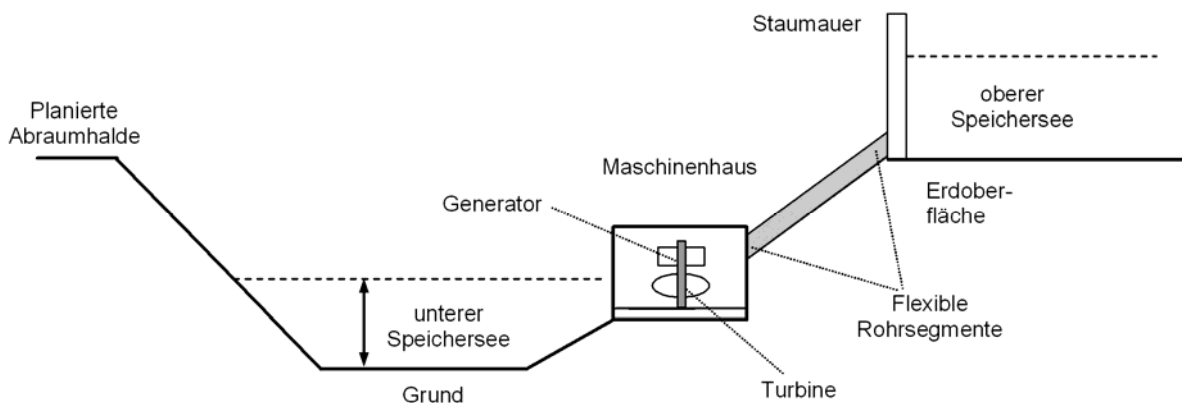
Eine kostengünstige und nachhaltige Alternative zu Energiespeichern sind Ausgleichskraftwerke mit erneuerbaren Energien. Gasturbinenkraftwerke mit Biomasse-Feuerung und Geothermiekraftwerke weisen dafür günstige Eigenschaften wie eine schnell abrufbare Leistungen und eine kontinuierliche Leistungsbereitstellung auf [17], [24]. In den für die Windkraftnutzung interessanten Flächenländern sind gleichzeitig immer auch Biomasse-Kulturen realisierbar, die allerdings immer in Konkurrenz u. a. zur Nahrungsmittelproduktion stehen.

#### 4.2 Alternative: Verbrauchersteuerung

Ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung muss nicht zwingend durch Energiespeicher ausgeglichen werden. Das kann auch durch die Zu- und Abschaltung von Verbrauchern erfolgen. Dabei spricht man von virtuellen Energiespeichern. Viele Prozesse in der Industrie und im Haushalt lassen eine Leistungssteuerung in weiten Bereichen zu. Zeitweilige Zu- und Abschaltungen sind bei unkritischen Prozessen tolerierbar. Dazu gehören elektrische Speicherheizungen, elektrische Warmwasserbereiter, Kühl- und Gefriergeräte, Lüftungsanlagen, Pumpen sowie Ventilatoren. Auch mit der Beeinflussung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen lassen sich Leistungsanpassungen vornehmen. In Österreich



**Bild 1** Querschnitt durch einen Braunkohlentagebau



**Bild 2** Mögliche Anordnung eines Pumpspeicherwerks im Restloch eines Kohletagebaus

wurde für die Verbrauchersteuerung bei Raumwärme- und Warmwasseraufbereitung ein hohes Potenzial ermittelt [25]. Für Deutschland wurde bisher der Energieverbrauch der Kühlung untersucht, der 165.000 GW/a beträgt, wovon ca. 46.000 GW/a an der Verbrauchersteuerung teilnehmen könnten [26]. Zum Vergleich betrug die Einspeisemenge aus erneuerbaren Energien im Jahr 2006 ca. 48.000 GW. Gleichzeitig könnte nach [26] der komplette Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung mit der Verbrauchersteuerung abgedeckt werden, es ergibt sich somit bei konsequenter Umsetzung dieser Lösung keine theoretische Obergrenze für die Netzintegration erneuerbarer Energien.

## 5 Zusammenfassung

Es existieren ausreichende Lösungsansätze zur Netzintegration von erneuerbaren Energien. Einige davon, wie z. B. virtuelle Kraftwerke, erfordern bei großräumiger Anwendung zusätzliche Maßnahmen wie den Netzausbau zu SmartGrids. Unabhängig davon muss der konventionelle Netzausbau zur Vermeidung von Netzengpässen erfolgen. Idealerweise wird damit langfristig der Betrieb übergreifender SuperGrids für den weiträumigen Energietransport möglich. Der Installation von Energiespeichern kommt langfristig eine große Bedeutung für die Netzintegration zu. Es wurde gezeigt, dass der Neubau von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern eine Option dafür ist, die jedoch längere Planungs- und Realisierungszeiträume erfordert. Doch auch ohne neue Energiespeicher ist schon jetzt eine flexible Anpassung zwischen Erzeugung und Verbrauch mittels der bisher nicht genutzten Verbrauchersteuerung von unkritischen Prozessen möglich.

## 6 Literatur

- [1] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Vom 29. März 2000, BGBl. I S. 305
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Vom 21. Juli 2004, BGBl. I S. 1918
- [3] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Lesefassung vom 7. Juli 2008
- [4] Bundesverband Windenergie, [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de), 15.08.08
- [5] Schulz, D.: Nutzung unerschlossener Potenziale bei der Netzanbindung von Windenergieanlagen, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V., Cuxhaven, 2007
- [6] Photovoltaic energy barometer 2008 - EuroObserv'ER Systèmes solaires Le journal des énergies renouvelables n° 184, S. 49-65, 4/2008
- [7] ENERTRAG AG, Nechlin: Pressemitteilung im Internet: Startschuss für das ENERTRAG-Hybrid-Kraftwerk. Zugriff am 7.8.2007
- [8] DrillTec GUT GmbH: Spatenstich für Hybridkraftwerk in Neuried. Euro Heat & Power 9/2006, S. 12
- [9] Rohrig, K.: Was können leistungsstarke Windprognosesysteme für die Netzintegration leisten? BMU-Workshop Integration der Windenergie ins Netz, Potsdam 15.–16. Juni 2005
- [10] Energie 2020, Grünbuch, Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr Schleswig-Holstein, 2007
- [11] DIN EN 50182: Leiter für Freileitungen, Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten (2001-12)
- [12] Dräger, H.-J.; Puffer, R.: Freileitungs-Monitoring – Ende aller Probleme? FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, 12./13. Juni 2007, Hannover
- [13] Brakelmann, H.: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Studie im Auftrag des BWE 2004
- [14] Golletz, F.: Windintegration im Übertragungsnetz nur durch Netzausbau? FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, 12./13. Juni 2007, Hannover
- [15] Jarass, L.; Obermair, G. M.: Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein. Gutachten, März 2005
- [16] European Commission: European SmartGrids Technology Platform. Vision and strategy for Europe's Electricity Network of the Future, Brussels, 2006
- [17] Leonhard, W.; Müller, K.: Ausgleich von Windschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken – wo sind die Grenzen? ew Jg.101 (2002), H.21–22, S. 30–37
- [18] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Köln, 02/2005
- [19] Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: Richtlinie EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, August 2004
- [20] BDEW-Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [21] Bartelt, H.: Wasser soll als Speicher für Windenergie dienen. Pressemitteilung der Windpark Druiberg GmbH & Co. KG vom 8. August 2007
- [22] Siemes, P., Haubrich, H.-J.: Nutzen von Druckluftspeichern zur Integration von Windenergie. FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, 12./13. Juni 2007, Hannover
- [23] Schulz, D.; Wrazidlo, M.: Feasible possibilities of energy storage in power systems. Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, 11.04.08
- [24] Fünfgeld, C., Schneider, B.-U.: Synergie-Konzept zur Energieversorgung durch Windkraft und Biomasse in Brandenburg. Energietag Brandenburg, BTU Cottbus, 11.09.2003
- [25] Brauner, G. et al.: Verbraucher als virtuelles Kraftwerk. Potenziale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung TU Wien 44/2006
- [26] Stadler, I.: Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin: dissertati-on.de 2006