

# Wege zur Nachhaltigen Energieversorgung – Herausforderungen an Speicher und thermische Kraftwerke

Günther Brauner

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,  
Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien, +43 1 58801 370110, [brauner@ea.tuwien.ac.at](mailto:brauner@ea.tuwien.ac.at),  
[www.ea.tuwien.ac.at](http://www.ea.tuwien.ac.at)

**Kurzfassung:** Die nachhaltige Entwicklung der elektrischen Energieversorgung führt zu einem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE). Windenergie und Photovoltaik haben hierbei die größten Wachstumsraten. Durch ihren Leistungsorientierung und ihren volatilen Charakter in der Erzeugung benötigen sie einen starken Ausbau der Netze und der Speicher. Die Speicher werden bis 2020 in Europa in ihren Leistungen verdoppelt, im Verhältnis zum Ausbau der EE halbiert sich aber ihre Wirksamkeit. Die thermischen Kraftwerke müssen daher zukünftig vermehrt für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie eingesetzt werden. Hierfür müssen sie häufiger An- und Abgefahren, bei niedrigerer Mindestlast einsetzbar sein und höhere Gradienten aufbringen können.

**Keywords:** nachhaltige Energieversorgung, Speicher, thermische Kraftwerke, Flexibilisierung

## 1 Der europäische SET-Plan und die Nationalen Energie Aktions-Pläne

Der Klimaschutz und die Europäische Energiepolitik fordern, den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) in der Endnutzung in den nächsten Jahren stark zu erhöhen [1]-[4]. Österreich hat durch seinen bereits heute hohen Anteil an Wasserkraft in der Elektrizitätserzeugung relativ leicht – es muss seinen Anteil von 60% auf 71,4% erhöhen. Dramatische Auswirkungen hat die EU-Direktive für Staaten mit bisher nur geringem Potenzial. Deutschland möchte z.B. bis 2020 auf einen Anteil von 40% und bis 2050 auf 80% EE in der Elektrizitätsversorgung kommen. Tab. 1 zeigt die Ziele einiger ausgewählter europäischer Staaten entsprechend dem SET-Plan bis zum Jahr 2020.

## 2 Auswirkungen der Nachhaltigen Erzeugung auf die Erzeugungsstruktur

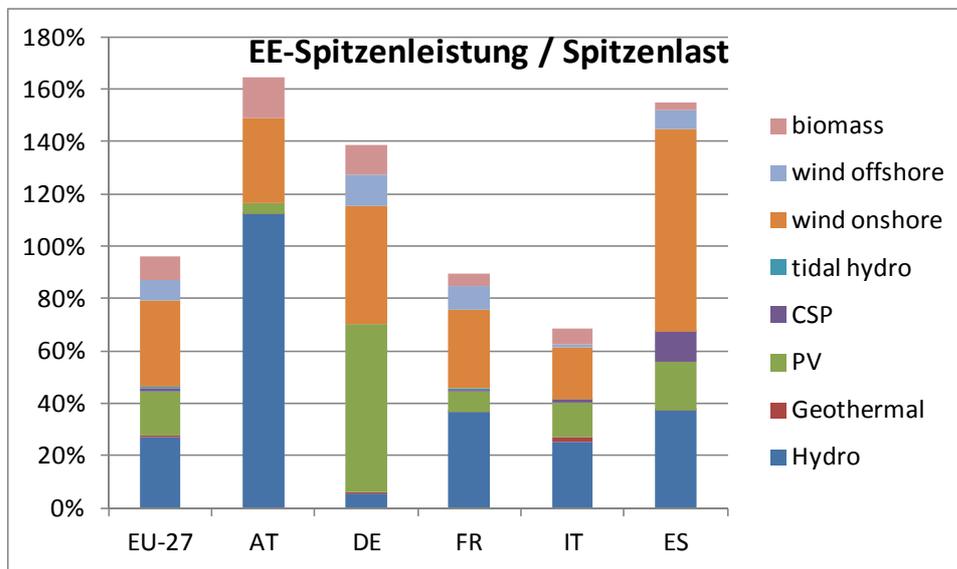
In einem Simulationsmodell für Deutschland [2] wurden mit mehrjährigen Zeitreihen des Dargebots von Sonnen- und Windenergie und mit Ausbauszenarien für Onshore-, Offshore-Windenergie und Photovoltaik, sowie Biomasse, Wasserkraft und Geothermie die Auswirkungen insbesondere auf die thermischen Kraftwerke, aber auch auf die

Ausbauerfordernisse der Pumpspeicher, der Netze und der neuen Anforderungen an die Netzregelung untersucht.

| Land           | Hydro  | Geoth. | PV    | CSP  | Wind   | Biomasse | Erneuerbare-Elektrizität |
|----------------|--------|--------|-------|------|--------|----------|--------------------------|
| Österreich     | 56,8%  | 0,0%   | 0,4%  | 0,0% | 6,5%   | 6,9%     | 70,6%                    |
| Frankreich     | 13,1%  | 0,1%   | 1,1%  | 0,2% | 10,6%  | 3,1%     | 27,6%                    |
| Deutschland    | 3,6%   | 0,3%   | 7,4%  | 0,0% | 18,6%  | 8,8%     | 38,6%                    |
| Italien        | 11,5%  | 1,8%   | 2,6%  | 0,5% | 5,5%   | 5,1%     | 26,4%                    |
| Großbritannien | 1,7%   | 0,0%   | 0,6%  | 0,0% | 20,8%  | 6,9%     | 31,0%                    |
| Total EU-27    | 11,4%  | 0,3%   | 2,6%  | 0,6% | 15,1%  | 6,4%     | 36,71%                   |
| Gesamtleistung | 136 GW |        | 80 GW |      | 180 GW |          |                          |

**Tabelle 1** Anteil der EE-Technologien an der Bereitstellung der elektrischen Jahresenergie in Europa bis 2020 (NREAP [1])

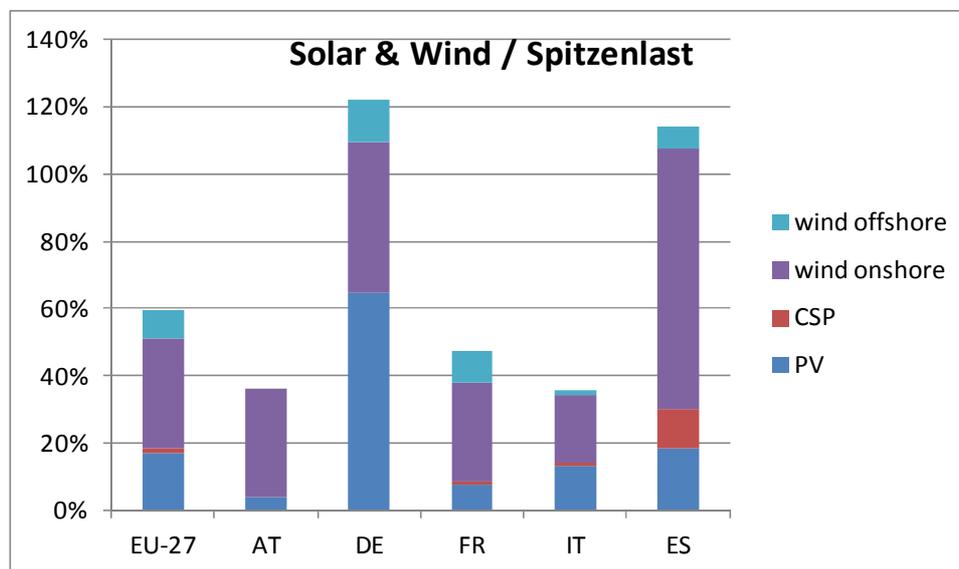
Erneuerbare Energiequellen wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse zeigen nur geringe Fluktuationen und haben hohe Volllaststundenzahlen im Bereich von 4.500 bis 8.000 h/a. Aus der Sicht des Netzbetriebes ist dies günstig, da der Einsatz einfacher prognostizierbar und längerfristig planbar ist. Windenergie im Offshore-Bereich hat etwa 3.500 bis 4.500 Volllaststunden und hat daher ebenfalls ein günstigeres Verhalten, es sind aber stetige Leistungsänderungen infolge der atmosphärischen Druckgradienten möglich, wodurch ihre Ausgangsleistung zeitlich variabel ist. Onshore-Windenergie hat mit etwa 1.800 bis 2.300 h/a und Photovoltaik (PV) mit etwa 800 bis 1300 h/a deutlich größere Fluktuationen und benötigen einen höheren Anteil an Ausgleichsenergie zur Bilanzierung der Day-Ahead-Prognosefehler. Ein hoher Anteil dieser zuletzt genannten erneuerbaren Quellen führt zu einem deutlich stärker fluktuierenden Erzeugungsbetrieb.



**Abb. 1** Leistung der erneuerbaren Energieaufbringung im Vergleich zur Spitzenlast bis 2020 [NREAP [1]]

Abb. 1 zeigt für die Europäische Union (EU-27) und einige ausgewählte Mitgliedsländer die im National Renewable Energy Action Plan (NREAP) [1] bis zum Jahr 2020 definierten Ziele der nachhaltigen Entwicklung.

Österreich hat einen hohen Anteil an Wasserkraft, wodurch die Anteile von Windenergie und PV eine geringere Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben. Deutschland und Spanien haben hohe Anteile an Windenergie und PV in ihren Energiesystemen. In Abb. 2 sind diese Leistungsanteile einschließlich der konzentrierende Solarkollektoren für Elektrizitätserzeugung (CSP Concentrated Solar Power) dargestellt. Diese übersteigen zwar die Spitzenlast, aber die gleichzeitige PV-Erzeugung liegt bei höchstens 80% und ähnliches gilt für die Windenergie. Weiterhin besteht nur eine gering Korrelation zwischen Wind- und PV-Erzeugung. Immerhin können aber diese Energiequellen bis 2020 zeitweilig in die Nähe der Spitzenlast kommen, wodurch alle konventionellen Kraftwerke verdrängt werden.



**Abb. 2** Anteil der Wind-, PV- und CSP-Leistung an der elektrischen Energieaufbringung im Vergleich zur Spitzenlast

Um mit einer erneuerbaren Energiequelle eine vorgegebene Jahresenergie aufbringen zu können, müssen sich die zu installierenden Leistungen umgekehrt zu den Volllaststunden verhalten. Mit Laufwasserkraftwerken von 4.500 h/a als Referenz ergeben sich daher für Windenergie von 2.000 h/a die 2,25-fache Installationsleistung und für PV bei 1.000 h/a die 4,5-fache Leistung. Die Windenergie wird im Wesentlichen an die 110-kV- und 380-kV-Übertragungsnetze angebunden und erfordert hier erhebliche Netzverstärkungen bzw. den Neubau von Freileitungen. Hierdurch wird ein überregionaler Energieaustausch möglich, wodurch sich die unterschiedlichen regionalen Fluktuationen der Windenergie teilweise ausgleichen und der Bedarf an Ausgleichsenergie aus Pumpspeichern oder von thermischen Kraftwerken vermindert wird.

Die Photovoltaik wird zukünftig im Wesentlichen auf den Dachflächen und an den Fassaden von Gebäuden installiert. Landinstallationen in PV-Parks sind wegen des Landschaftsverbrauchs und der Verminderung der Agrar- oder Waldflächen bereits in einigen Ländern untersagt. Die PV wird daher fast ausschließlich auf und an Gebäuden installiert und speist in die vorhandenen Niederspannungs-Verteilungsnetze ein, wodurch die zulässigen Einspeiseleistungen entsprechend dem bereits vorhandenen Netzkapazitäten auf etwa 3 bis 5 kW pro Haushalt beschränkt sind. Da der Sonnenaufgang in Deutschland oder Österreich von Ost nach West innerhalb etwa einer halben Stunde erfolgt, sind an klaren Tagen daher alle PV-Anlagen gleichzeitig aktiviert und es entstehen einerseits hohe Leistungsgradienten, andererseits können die Niederspannungsnetze zur Mittagszeit hoch belastet werden. Die Zeiträume der Überlastung von Niederspannungsnetzen liegt aber im Bereich von 100 bis 200 h/a.

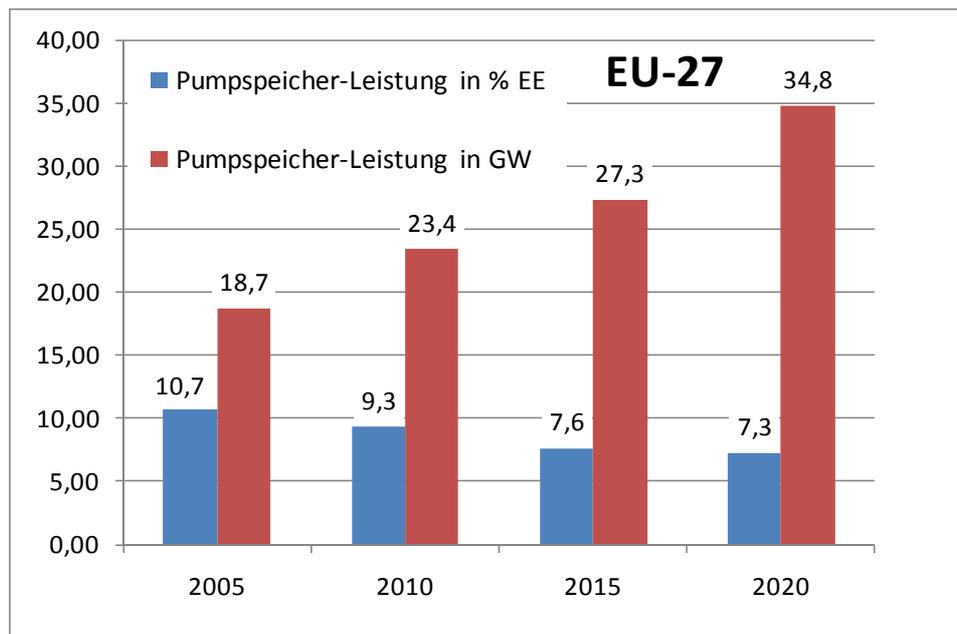
Da in den Niederspannungsnetzen etwa 80% aller Netzinvestitionen gebunden sind, lohnt es sich nicht, hierfür die Niederspannungsnetze auszubauen. Zwei Energiestrategien sind daher zukünftig für das Niederspannungsnetz von Bedeutung

- Vorübergehende Abschaltung von PV-Anlagen im Niederspannungsnetz, um Netzüberlastungen zu vermeiden.
- Dezentrale Nutzung der PV im Niederspannungsnetz, um den Transport über das Mittelspannungsnetz in das Übertragungsnetz zu vermeiden. Dies stellt aus ökologischer Sicht die bessere Maßnahme dar. Folgende Nutzungsmöglichkeiten sind zukünftig möglich: gesteuertes Laden von Elektro-Mobilen, Nutzung zur Erzeugung von Heizwärme oder zur Raumkühlung durch bivalente Wärmepumpen nachladen von Warmwasserspeichern durch Widerstandsheizungen.

### **3 Netz und Speicher – die Engpässe der Zukunft**

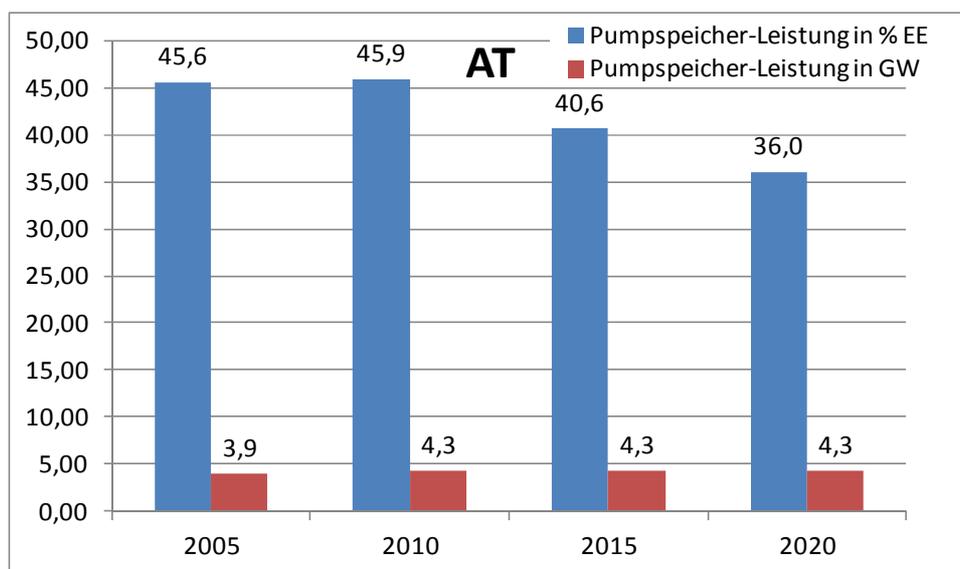
Die fluktuierende Energie kann über das Netz zwar einen teilweisen gegenseitigen Ausgleich erfahren und weiterhin bei regionaler Übererzeugung auch überregionale Abnehmer finden. Damit kann aber i.A. kein vollständiger Ausgleich zu allen Zeitperioden erzielt werden.

Insbesondere durch Pumpspeicher kann die Energie zwischengespeichert werden. Die bei bedeutendem Ausbau der EE benötigten Speicher sind als Langzeitspeicher, die einen saisonalen Ausgleich ermöglichen, wirtschaftlich nicht darstellbar. Zukünftig sind vorwiegend Kurzzeitspeicher wirtschaftlich.



**Abb. 3** Entwicklung der Pumpspeicherkapazitäten in EU-27 bis 2020 in GW und im Prozent der installierten [NREAP]

Die mittlere Zeitkonstante der Pumpspeicher, die sich aus der gespeicherten Volumenenergie und der Turbinen- bzw. Pumpleistung errechnen lässt, beträgt in Europa im Mittel etwa 7,5 bis 8 Stunden, d.h. innerhalb dieser Zeit sind alle Pumpspeicher gefüllt, bzw. entleert.



**Abb. 4** Entwicklung der Pumpspeicherleistungen in Österreich bis 2020 in GW und in % der EE [NREAP]

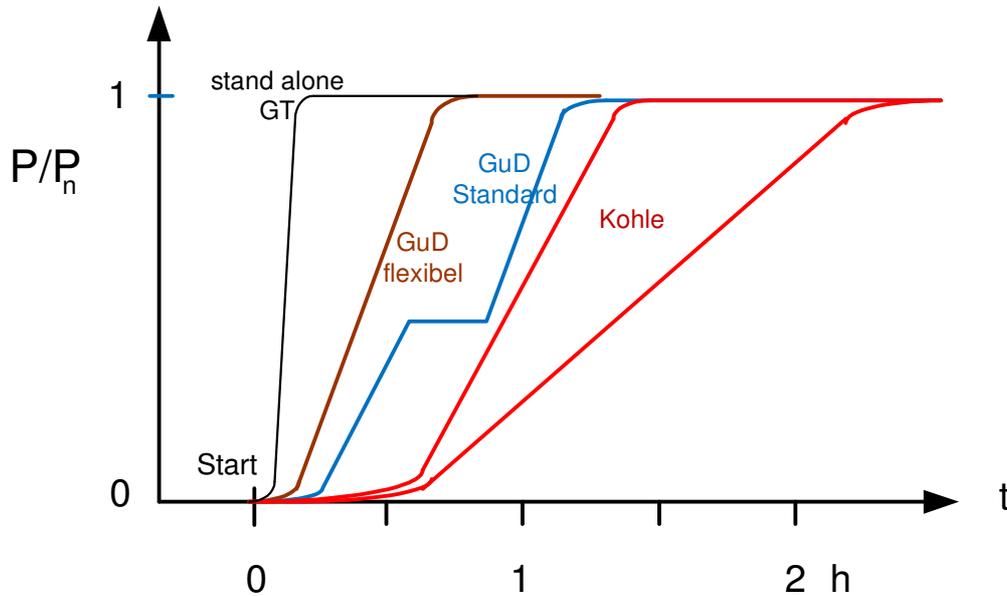
Abb. 3 zeigt die entsprechend NREAP geplanten Pumpspeicherleistungen in EU-27 bis zum Jahr 2020. Hieraus folgt, dass sich die Leistungen zwar von 18,7 auf 34,8 GW durch Aus- und Neubau fast verdoppeln. In Relation zur insgesamt installierten EE nehmen aber die Anteile der Pumpspeicher von 10,7 auf 7,3 % ab. Dies bedeutet, dass die Pumpspeicher wesentlich langsamer wachsen können, als der Ausbau der EE. Sie werden dadurch immer stärker in ihrer Wirksamkeit für die Netzregelung und Bereitstellung von Ausgleichsenergie zurückgedrängt.

Im österreichischen Energienetz ist dieser Rückgang nicht so dramatisch, da einerseits die Wasserkraft bereits ein hohes Erzeugungsniveau aufweist und andererseits (Abb. 1) und andererseits die Stromerzeugung aus EE nur einen Anteil von etwa 7% aus Wind- und PV-Energie bis 2020 ausmachen wird. Auffällig ist, dass Österreich keinen weiteren Ausbau der Pumpspeicher im Zeitraum von 2010 bis 2020 in seinem NREAP gemeldet hat.

Insgesamt haben aber alle Regionen in Europa zukünftig das Problem zu lösen, wie sie bei längerfristigen Perioden der Über- oder Untererzeugung von erneuerbarer Energie ohne ausreichende Speicherkapazitäten auskommen können.

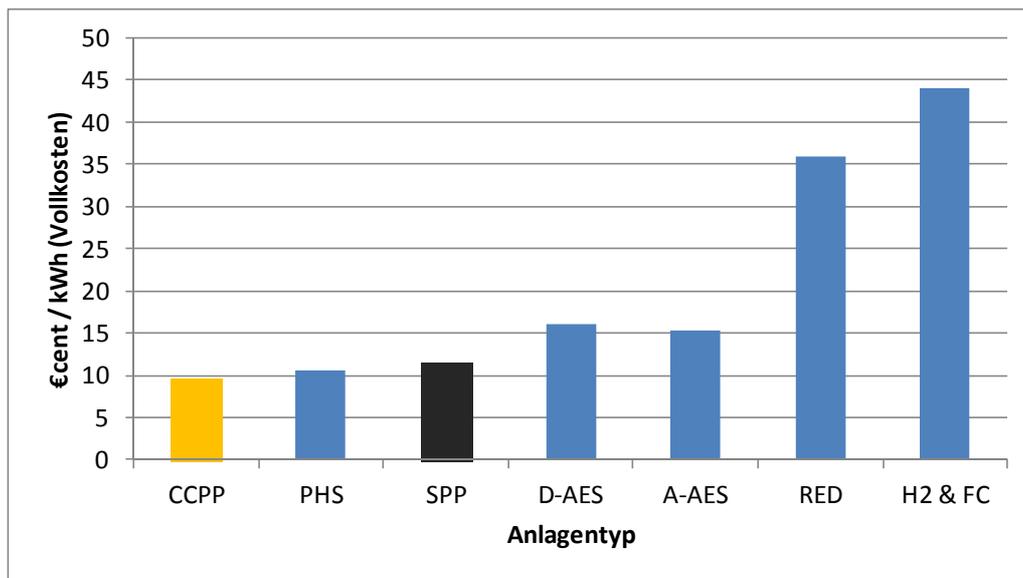
#### **4 Grundlast und Flexible Kraftwerke**

Da längere Perioden ohne ausreichende Wind- und Solarpotenziale möglich sind, kommen neue Herausforderungen auf die thermischen Kraftwerke zu: Die EE haben zukünftig Vorrang vor den EE und verdrängend die Grundlastkraftwerke. Bei starkem Ausbau der PV-Erzeugung müssen im Laufe des Vormittags viele Blöcke abgefahren und am Nachmittag bis zum Abend wieder angefahren werden. Grundlastkraftwerke, die über längere Perioden durchfahren, werden dann nicht mehr benötigt. Außerdem sind sehr große Leistungsgradienten möglich. In Deutschland haben Simulationsrechnungen gezeigt, dass im Jahr 2020 maximale Leistungsgradienten von bis zu 15 GW/h möglich sind. Die vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten reichen nicht aus, um diese Anforderungen zu erfüllen. Abb. 5 zeigt, dass Stand-Alone-Gasturbinen sehr flexibel einsetzbar sind. Nachteilig ist, dass hierbei maximale Wirkungsgrade bis etwa 39% erzielbar sind. Mit Kombikraftwerken lassen sich höhere Wirkungsgrade bis etwa 60% (ohne Fernwärmeauskopplung) erzielen. Diese Kombikraftwerke aus Gas- und Dampfturbine können für höhere Flexibilität modifiziert werden. Beim morgendlichen Abfahren wird Abwärme in einen Zwischenkessel gespeichert und beim Wiederanfahren (Heißstart) der Gasturbine wird die nachgeschaltete Dampfturbine mit Heißdampf aus dem Zwischenkessel vorgewärmt (GuD flexibel). Im Vergleich muss beim Standard-GuD-Kraftwerk (GuD Standard) nach dem Hochfahren der Dampfturbine bis zum Nennpunkt abgewartet werden, bis mit deren Abhitze der Dampfkessel aufgeheizt wird und die Dampfturbine nach dem Vorwärmen gestartet werden kann (Plateau). Moderne flexible GuD-Kraftwerke können im Heißstart in etwa 30 min auf Vollast gefahren werden.



**Abb. 5** Zulässige Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken (Prinzipdarstellung)[2]

Auch vorhandene Kombiblöcke und Kohlekraftwerke können häufiger An- und Abgefahren und mit höheren Leistungsgradienten eingesetzt werden als bisher. Allerdings bedingt dies einen erhöhten Verschleiß. Durch den Ausbau der EE haben die thermischen Kraftwerke weiterhin verminderte Volllaststunden, die in den Bereich bis 2.000 h/a liegen werden. Hierdurch vermindern sich zwar die CO<sub>2</sub>-Emissionen proportional zur Minderung der Volllaststunden. Allerdings hat dies auch wirtschaftliche Auswirkungen, die thermischen Kraftwerke sind in ihrer Wettbewerbsfähigkeit eingeschränkt, da die Investitionskosten auf wenige Volllaststunden verlagert werden müssen. Unter Berücksichtigung der Vollkosten für den Bau von neuen thermischen Kraftwerken bezogen auf das Basisjahr 2020 und unter Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten von 24 €/t CO<sub>2</sub>, ergeben sich die in Abb. 6 dargestellten Erzeugungskosten. Bei den Pumpspeicherkraftwerken wurde ein Mittelwert aus Kosten bei Neubau und bei Leistungserweiterung von bestehenden Anlagen gebildet, der bei etwa 10 €/t/kWh liegt. Alle Kraftwerke wurden hier auf der Basis von 2000 Volllaststunden verglichen (Pumpspeicher 2000 h jeweils im Pump- und Turbinenbetrieb). Vergleichsweise liegen thermische Kombikraftwerke (CCPP) und Kohlekraftwerke (SPP) in der gleichen Größenordnung wie die Pumpspeicher. Sie stellen allerdings keine regenerativen Erzeugungsanlagen dar, solange es nicht aus Ökomethan aus solarem Wasserstoff gibt.



**Abb. 6** Vergleich der Erzeugungskosten von Speichern [DENA NNA\_2008] mit thermischen Kraftwerken [2]

Im Einzelnen bedeuten hier:

|                    |  |
|--------------------|--|
| <i>CCPP</i>        | <i>combined cycle power plant, natural gas fired</i> |
| <i>PHS</i>         | <i>pumped hydro storage</i>                          |
| <i>SPP</i>         | <i>steam power plant, coal fired</i>                 |
| <i>D-AES</i>       | <i>diabatic air energy storage</i>                   |
| <i>A-AES</i>       | <i>adiabatic air energy storage</i>                  |
| <i>RED</i>         | <i>redox battery</i>                                 |
| <i>H2 &amp; FC</i> | <i>hydrogen and fuel cell</i>                        |

## 5 Der Netzbetrieb im Übertragungsnetz der Zukunft

Die zeitweilige Verdrängung der thermischen Kraftwerke und die zu geringe verfügbare Kapazität an Pumpspeichern können zu ernsthaften Problemen für den Netzbetrieb führen. Die Leistungs-Frequenz-Regelung ist derzeit auf die Schwungmassen dieser Erzeugungsanlagen angewiesen. Die regenerativen Anlagen wie PV und Wind sind vorwiegend über Leistungselektronik an das Netz angeschlossen und virtuelle Schwungmassen sind noch nicht verfügbar. Auch wenn dies durch Nachrüstungen möglich wäre, so müssten diese Anlagen für eine ausreichende Regelreserve einige Prozent unter ihrer aktuellen Dargebotsleistung einspeisen.

Wenn nur ein Teil der thermischen Kraftwerke im Einsatz ist, so wirkt dies wie eine effektive Verringerung der Anlaufzeitkonstanten des Europäischen Netzes. Dies führt zu relativ höheren Frequenzgradienten im Netz und erfordert eine höhere Regelgradientenfähigkeiten der verbleibenden thermischen Kraftwerke.

In diesem Beitrag werden die Ergebnisse der Arbeitsgruppe „Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks“ des VDE dargestellt [2], die seit zwei Jahren daran gearbeitet hat und deren Bericht im April 2012 erscheinen wird.

## 6 Literatur

- [1] L.M.W. Beurskens, M. Hekkenberg: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, ECN-E-10-069, 1. February 2011.
- [2] VDE-Bericht: Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks. VDE Frankfurt, erscheint voraussichtlich April 2012.
- [3] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Leitszenario 2009 . Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [4] Energiestrategie Österreich. Lebensministerium und Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2011.