

# Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende

## Flexibilization of thermal power stations for the energy turnaround

Univ.-Prof. Dr. Günther Brauner, TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, Österreich, brauner@ea.tuwien.ac.at

### Kurzfassung

Die Energiewende in Deutschland und Europa stellte einen Transformationsprozess dar, bei dem im Wesentlichen fossile Energie durch regenerativ gewonnene Elektrizität ersetzt wird. Deutschland ist in Europa einer der Vorreiter auf diesem Gebiet und möchte bis zum Jahr 2020 40% seines Elektrizitätsbedarfs aus regenerativen Energiequellen decken. Der starke Ausbau von Windenergie und Photovoltaik führt zu einem hohen Anteil an volatilen Quellen mit kürzeren Einsatzstunden als die bisherige konventionelle Erzeugung. Neben Erzeugungspausen können auch hohe Leistungsgradienten in der Erzeugung auftreten. Beides erfordert einen flexiblen Einsatz der thermischen Kraftwerke, um die erforderliche Ausgleichsenergie zur Deckung der Residuallast zeitgerecht bereitstellen zu können. Da der Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke aufgrund langer Genehmigungsverfahren, hoher Kosten und begrenzter Potenziale nicht zeitgerecht mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgen kann, stellen flexible thermische Kraftwerke im Zeitrahmen bis 2020 die wesentliche Lösungskomponente für eine weiterhin zuverlässige Stromversorgung dar.

### Abstract

The energy turnaround represents a transformation process, in which in principle fossil energy is replaced by renewable electricity. Germany is in Europe one of the forerunners in this field and has the aim to cover until 2020 about 40% of its electricity demand from renewable sources. The strong expansion of energy from wind and photovoltaic results in a high portion of volatile sources with low full load hours, compared to the conventional generation. Besides periods without wind and sun also high generation gradients in power are possible. Both necessitates flexible operation of thermal power stations to generate the balancing power necessary in time. The extension of pumped storage plants will not meet in time the capacities necessary, because of long approval procedures, high investment costs and limited potential. As they cannot follow in their capacities in accordance to the extension of renewable energy sources, the flexible thermal power stations form in the period until 2020 the main component of solution for a still reliable electricity supply.

## 1 Die Energiewende

Die Energiewende stellt in Europa einen Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energien (EE) dar. Bis zum Jahr 2020 soll in Europa im Mittel über alle Mitgliedsländer etwa 35 % des Endenergiebedarfs und 40 % der Elektrizität aus EE stammen. Bis zum Jahr 2050 soll eine weitgehende Umstellung auf EE erfolgt sein.

Deutschland hatte im Jahr 2005 einen EE-Anteil von 10 % an der Elektrizitätserzeugung und muss bis 2020 auf 40 % erhöhen, was eine Vervierfachung bedeutet. Dies stellt sehr hohe Umstellungsaufwendungen für das gesamte Energiesystem dar. Da nur ein begrenztes Laufwasserpotenzial von etwa 5 TWh/a vorhanden ist, wird der zukünftige Zubau der EE im Wesentlichen durch Wind und Photovoltaik bestimmt. Die installierten Leistungen der Windenergie werden voraussichtlich bis 2020 auf etwa 60 GW anwachsen und Photovoltaik wird mindestens in dieser Größenordnung liegen.

Die erforderlichen Installationsleistungen hängen wesentlich von den Effizienzverbesserungen in der Endanwendung von Energie ab. Bisherige Studien gehen häufig von einer Minderung des Elektrizitätsbedarfs bis 2020 durch Effizienzsteigerung aus [2]. Da aber die Strategie der

Energiewende in eine Substitution von fossiler Energie (z.B. Verbrennungsmotor im Auto, Ölheizung) durch erneuerbare Elektrizität (z.B. Elektrofahrzeug, Wärmepumpe) besteht, wird zwar der Energiebedarf insgesamt zurückgehen, aber der Elektrizitätsbedarf eher ansteigen.

<b>Elektrizität 2020</b>	<b>BMU-Leitszenario 2011</b>		<b>VDE-Szenario AT40</b>	
Bedarfsänderung zu 2010	-0,9 %/a		0,0 %/a	
EE-Anteil Inland	41,4 %		40,3 %	
Bruttobedar	564 TWh/a		603 TWh/a	
<b>EE 2020</b>	<b>GW</b>	<b>TWh/a</b>	<b>GW</b>	<b>TWh/a</b>
Wasserkraft	4,7	22,2	5,0	21,0
Wind	49,0	114,8	58,0	127,0
<i>onshore</i>	39,0	81,8	42,0	73,4
<i>offshore</i>	10,0	33,0	16,0	53,6
Photovoltaik	53,5	45,1	60,0	48,0
Biomasse	9,0	49,6	7,0	47,0
<b>EE ges. Inland</b>	<b>116,8</b>	<b>233,5</b>	<b>130,0</b>	<b>243,0</b>

**Tabelle 1** Energieszenarien des BMU [2] und VDE [1]

In einer Taskforce des VDE über flexible Kraftwerke wurde dies in entsprechenden Szenarien berücksichtigt [1] und es wird im besten Fall von einem konstanten Strombedarf ohne Steigerung ausgegangen. Tab. 1 zeigt vergleichsweise dieses Szenario und das des BMU [2].

Die installierten Leistungen von Wind und PV liegen entsprechend Tab. 1 bei den Szenarien bei 116,8 GW bzw. 130 GW und übertreffen daher die Spitzenlast des Netzes von 80 GW. Modellrechnungen mit Zeitreihenanalysen des Wind- und PV-Dargebots haben aber ergeben, dass die Wahrscheinlichkeit einer gleichzeitig hohen Erzeugung aus Wind und PV sehr unwahrscheinlich ist. Daher gehen bis 2020 nur wenige Prozent der regenerativen Energie verloren, wenn keine weiteren Speicherkapazitäten bis 2020 ausgebaut werden können. In der überwiegenden Zeit werden Windenergie und PV zusammen mit hoher Wahrscheinlichkeit nur die Spitzenlast des Netzes erreichen aber kaum überschreiten. Bis zum Jahr 2020 ist daher kein starker Ausbau der Speicherkapazitäten notwendig und mit flexiblen thermischen Kraftwerken allein ist eine Bilanzierung der Energiebilanz innerhalb der Regelzone des deutschen Übertragungsnetzes möglich.

Nach der Periode bis 2020 wird sich diese Situation dramatisch verändern und es werden Perioden mit hoher regenerativer Überschusserzeugung möglich sein. Wenn es nicht gelingt, diese Energie durch Ausbau von zentralen oder dezentralen Speichertechnologien, durch Demand Side Management (DSM) oder durch Übertragung in andere Regionen mit geringem EE-Anteil zu bilanzieren, kann diese nicht genutzt werden und geht in der Nachhaltigkeitsbilanz verloren.

Hier soll nur der Zeitraum bis 2020 betrachtet werden. Dabei sollen alle zu erwartenden Veränderungen berücksichtigt werden wie z.B. die Stilllegungsszenarien der Kernenergie, der bereits geplante Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten, die Inbetriebnahme neuer thermischer Kraftwerke sowie die Stilllegung von Altanlagen und der Ausbau von Windenergie und PV entsprechend dem VDE-Szenario in Tab. 1.

## 2 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

### 2.1 Modellierung des Netzbetriebes

Zur Analyse der Auswirkungen des massiven Ausbaus der EE auf den Netzbetrieb wurde ein komplexes Simulationsmodell des Deutschen Energiesystems erstellt [1, Steinke]. Deutschland wurde hierzu in sechs Energieregionen unterteilt, in denen ein homogenisiertes Verhalten aufgrund des Dargebots der EE zu erwarten ist. Die nördlichen Regionen sind dabei durch hohe Winderzeugung geprägt und die südlichen durch hohen PV-Ausbau. In jeder dieser Regionen werden die Lastgänge der Städte, Siedlungen und Industrieanlagen sowie des sonstigen Elektrizitätsbedarfs berücksichtigt. Die bereits vorhandenen und bis 2020 voraussichtlich in Betrieb gehenden Pumpspeicheranlagen bilden die gesamte Speicherkapazität

der jeweiligen Energieregion. Die thermischen Kraftwerke werden einschließlich aller Stilllegungen und Neubauten simuliert. Zwischen den Energieregionen werden die Übertragungskapazitäten summarisch berücksichtigt, um den Energieaustausch zwischen den Regionen im Modell integrieren zu können. Schließlich wird der Kraftwerkseinsatz nach einem Merit-Order-Modell von Angebot und Nachfrage eingeführt. Mit diesem komplexen Simulations- und Optimierungsmodell ließ sich die Auswirkung des Ausbaus der EE auf den Kraftwerkseinsatz in der Periode bis 2020 simulieren.

### 2.2 Änderung des Netzbetriebes bis 2020

Bild 1 zeigt den Kraftwerksbetrieb im Jahr 2009 [1, Steinke]. Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke und mit geringerem Anteil Laufwasser und Biogaskraftwerke liefern die Grundlast und können bei konstanter Leistung durchfahren. Die Kohlekraftwerke stellen die gut regelbaren Mittellastkraftwerke dar, die den Ausgleich zwischen der volatilen EE und der Netzlast herstellen.

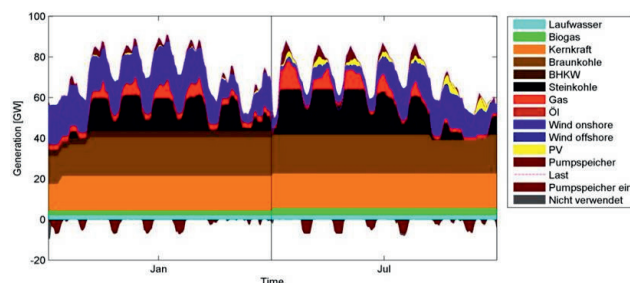


Bild 1 Kraftwerkseinsatz 2009 [1, Steinke]

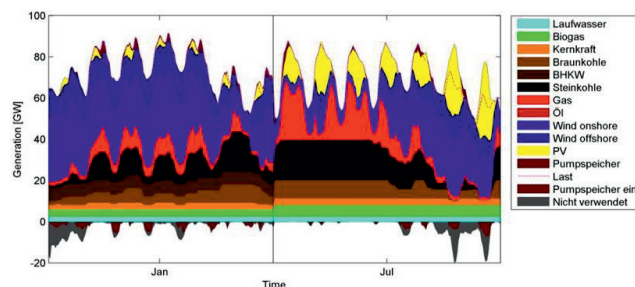


Bild 2 Kraftwerkseinsatz 2020 [1, Steinke]

Der linke Teil von Bild 1 und 2 gilt für einen Winterwoche im Januar mit Windangebot. Der rechte Bildteil stellt eine Sommerwoche im Juli dar, in der ein erhöhtes Solares Dargebot vorhanden ist. Unterhalb der Horizontalachse ist die nicht nutzbare EE dargestellt, infolge einer nicht zeitgerechten Erzeugung oder aufgrund von Kapazitätsmangel bei Speichern oder Übertragungskapazitäten. Dieser Anteil beträgt nur wenige Prozent der Gesamterzeugung.

Bild 2 zeigt die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes im Jahr 2020, wiederum für eine Winter- und eine Sommerwoche. Nur noch Laufwasserkraftwerke, Biomasseanlagen und die beiden letzten noch nicht abgeschalteten Kernkraftwerksblöcke bilden eine geringe Grundlast. Alle

übrigen thermischen Kraftwerksblöcke sind sowohl im Winter wie auch im Sommer im flexiblen Einsatz. Dies betrifft auch die Braunkohlekraftwerke, die zeitweise im Teillastbereich gefahren werden müssen.

Auch im Jahr 2020 ist der Verlust an nicht nutzbarer EE (unterhalb der horizontalen Achse) gering und liegt auch hier bei wenigen Prozent. Insgesamt ist mit flexiblen thermischen Kraftwerken ein Netzbetrieb, auch bei begrenztem Ausbau der Speicher und der Übertragungsleistungskapazitäten möglich. Die flexiblen regionalen thermischen Kraftwerke ersetzen quasi die nicht vorhandenen Kapazitäten dieser soeben genannten Sektoren.

### 3 Anforderungen an die thermischen Kraftwerke

In dem hier betrachtete Szenario VDE-AT40 werden bis zum Jahr 2020 insgesamt 58 GW an Windenergie installiert sein, davon 42 GW onshore und 16 GW offshore. Die Photovoltaik wird bei Installationsleistungen von 60 GW liegen. Hieraus lassen sich aufgrund von Zeitreihenanalysen von Wetterdaten mehrerer Jahre einerseits die zu erwartenden maximalen Leistungsgradienten der einzelnen Technologien sowie die Überlagerung der Einzelgradienten zu einem Gesamtgradienten der Residuallast bestimmen. Da die Stromerzeugung aus Wind und PV weitgehend unabhängig voneinander ist, wie die Analysen ergeben haben, sind die folgenden Einzel- und Summengradienten im Deutschen Energiesystem im Jahr 2020 zu erwarten (Tab. 2).

Der planerische Maximalgradient innerhalb einer Stunde von 15 GW tritt mit einer Häufigkeit von 10 pro Jahr auf. Vergleichsweise liegt der maximale 1h-Gradient derzeit bei etwa 10 GW/h. Die täglichen Laständerungen die sich auf den Kraftwerkseinsatz auswirken liegen derzeit bei +/-25 GW, d. h. es muss diese Leistung an Kraftwerkskapazität an- bzw. abgefahren werden. Im Jahr 2020 werden dies Leistungen von +/-55 GW sein, d.h. etwa 70 % der benötigten Kraftwerkskapazität muss täglich an- oder abgefahren werden [1].

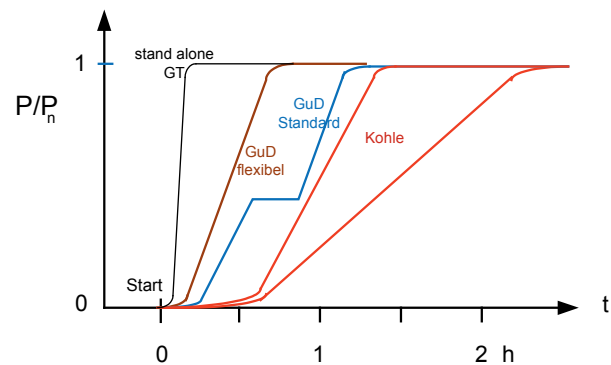
Im Vergleich zum heutigen Kraftwerksbetrieb ergeben sich die folgenden Veränderungen:

- Die Kraftwerksblöcke müssen doppelt so häufig an- und abgefahren werden.
- Sie werden anstelle bisher 5.000 bis 7.000 Volllaststunden nur mehr Werte im Bereich von 1.500 bis 2.000 h/a erreichen.
- Sie müssen möglichst kurzfristig angefahren- und abgefahren werden können und daher in dieser Richtung optimiert werden.
- Kraftwerke werden häufiger im Teillastbereich und weniger häufig bei Volllast betrieben.
- Nicht mehr ein möglichst hoher Wirkungsgrad im Nennpunkt, sondern eine solcher im Teillastbereich stellt das zukünftige Optimierungsziel dar.

	Installierte Leistung	1-h-Gradient	2-h-Gradient
Onshore Wind	42 GW	4 GW/h	2,5 GW/h
Offshore Wind	16 GW	3 GW/h	2 GW/h
Photovoltaik	60 GW	12 GW/h	8 GW/h
Planerischer Maximalgradient		15 GW/h	10 GW/h

**Tabelle 2** Erzeugungsgradienten von Wind und PV im Jahr 2020 und daraus resultierende Maximalgradienten

Bild 3 zeigt typische Bereiche von möglichen Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken. Stand-alone Gasturbinen können innerhalb von 5 bis 10 min. angefahren werden. Sie stellen Spitzenlastkraftwerke dar, haben allerdings Wirkungsgrade unter 40 %



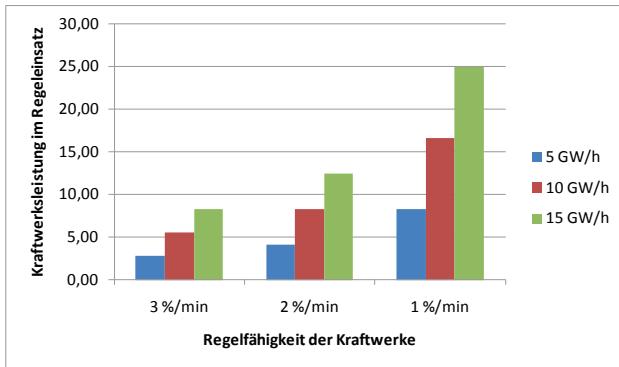
**Bild 3** Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken

Standard-Gas- und Dampf-Kraftwerke haben Wirkungsgrade von etwa 60 % und bestehen aus einer Gasturbine mit nachgeschaltetem Abhitzeessel und daran angeschlossener Dampfturbine. Das Anfahren erfolgt zunächst durch die Gasturbine allein bis zu deren Nennleistung. Danach entsteht eine Wartezeit, bis der Abhitzeessel die Nenntemperatur erreicht hat und die Dampfturbine vorgewärmt ist. Danach startet die Dampfturbine und die Kombianlage erreicht nach etwa einer Stunde die Nennleistung.

Zukünftig ist mit größerer Wahrscheinlichkeit ein tägliches Ab- und Anfahren zu erwarten. Bei aufgehender Sonne nimmt die PV-Produktion entsprechend dem Sonnenstand zu und die thermischen Kraftwerke müssen entsprechend zurückgefahren werden und am Nachmittag, bei sinkendem Sonnenstand nimmt die PV-Produktion ab und die thermischen Kraftwerke müssen wieder hochgefahren werden.

Die Startzeit kann in flexiblen GuD-Kraftwerken dadurch verkürzt werden, dass beim Abfahren die Abwärme in einem thermischen Speicherkessel aufgenommen und beim Wiedereinfahren der Gasturbine mit dem dort gespeicherten Heißdampf gleichzeitig die Dampfturbine vorgewärmt wird. Hierdurch kann insgesamt ein konstanter Gradient beim Hochfahren erreicht werden und die Anfahrzeit bis zum Volllastpunkt lässt sich auf etwa eine halbe Stunde verkürzen.

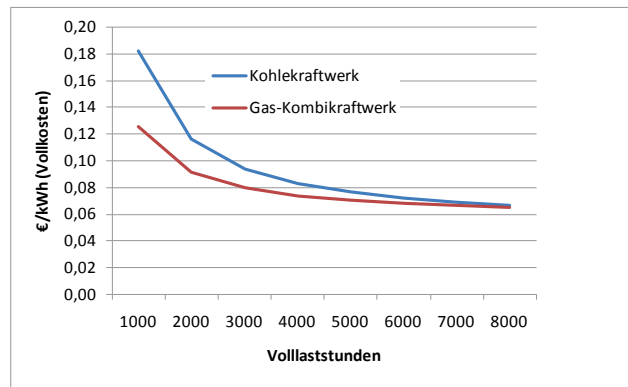
Kohlekraftwerke sind prinzipiell ebenfalls geeignet, um Leistungsgradienten zu fahren. Insbesondere durch den starken Ausbau der PV sind längere Perioden mit gleichmäßig zu- oder abnehmenden Gradienten zu erwarten. Es ist daher zu prüfen, ob die bisher im Stromhandel üblichen Stunden- oder Ein-Viertel-Stunden-Produkte zukünftig nicht auch durch Gradientenprodukte sinnvoll ergänzt werden können. Hierdurch wird es möglich, dass sich viele Kraftwerke entsprechend den bei ihnen möglichen Gradienten am Markt der Ausgleichsenergie beteiligen können.



**Bild 4** Erforderliche Leistung für gegebene Gradienten

Die möglichen Regelgradienten der eingesetzten Kraftwerke bestimmen zukünftig die vorzuhaltenden Kraftwerkskapazitäten, um einen vorgegebenen Gesamtgradienten im Netz aufzubringen. In Bild 4 sind die erforderlichen Kraftwerksleistungen mit möglichen Regelgradienten von 3 bis 1 %/min für verschiedene Gesamtgradienten dargestellt. Für einen Netzgradienten von 15 GW/h sind beispielsweise Kraftwerksleistungen von 25 GW erforderlich, wenn deren Regelvermögen bei 1 %/min liegt. Bei flexiblen Kraftwerken mit zulässigen Regelgradienten von 3 %/min vermindert sich dieser Wert auf 8,3 GW. Dies verdeutlicht, dass zukünftig die Kraftwerkskapazitäten in dieser Richtung optimiert werden müssen um mit geringen Kraftwerkskapazitäten in Regelbereitschaft auskommen zu können.

Die geringeren Volllaststunden der thermischen Kraftwerke führen zu erhöhten spezifischen Stromgestehungskosten, da die Fixkosten auf eine geringer Nutzungstundenzahl umgelegt werden müssen.



**Bild 5** Stromgestehungskosten von Kraftwerken

Zu Errichtungs- und Brennstoffpreisen von 2020 und bei CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen von 24€ je Tonne zeigt Bild 5 die Stromgestehungskosten über der Volllaststundenzahl.

Bei 1500 bis 2000 h/a werden die Stromgestehungskosten im Bereich von etwa 10 bis 16 €/kWh liegen. Diese Preise liegt deutlich über den heutigen Stromgestehungskosten von 5 bis 8 €/kWh.

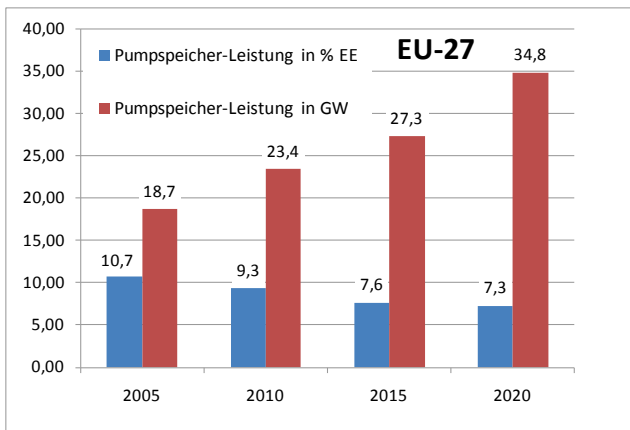
Wenn allerdings keine thermischen Kraftwerke für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie eingesetzt werden, müssten anstelle dessen Pumpspeicher oder Batteriespeicher eingesetzt werden. Da bis zum Jahr 2020 durch die EE aber keine längeren Perioden mit regenerativer Überschussenergie auftreten, können Speicher bis zu diesem Zeitpunkt nicht sinnvoll eingesetzt werden. Die thermischen Kraftwerke sind daher in diesem Zeitraum die einzige Möglichkeit, um eine gesicherte Stromversorgung zu ermöglichen.

## 4 Speicher für die Energiewende

Insbesondere in der Zeitperiode nach 2020, wenn die EE eine dominante Rolle bei der Stromerzeugung darstellen, werden Speicher zu einem wesentlichen Element für das Gelingen der Energiewende. Hierbei sind längere Perioden mit regenerativer Übererzeugung möglich. Wenn es nicht gelingt, dies Überschussenergie durch flexible Endnutzung lokal zu verwenden, diese über Leitungen in Regionen mit Energiebedarf zu transportieren, oder zentral oder dezentral zu speichern, wird es volkswirtschaftlich nicht mehr möglich sein, diese nicht nutzbare Energie tariflich abzugelten.

Der voraussichtliche Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Europa bis 2020 kann dem „National Energy Action Plan (NREAP 2010)“, der europäischen Länder entnommen werden. Alle europäischen Staaten hatten im Jahr 2010 diesen Plan an die europäische Kommission zu melden [3].

Insgesamt werden die Pumpspeicherkapazitäten in Europa bis 2020 nahezu verdoppelt (Bild 6) von derzeit 18,7 GW auf 34,8 GW.

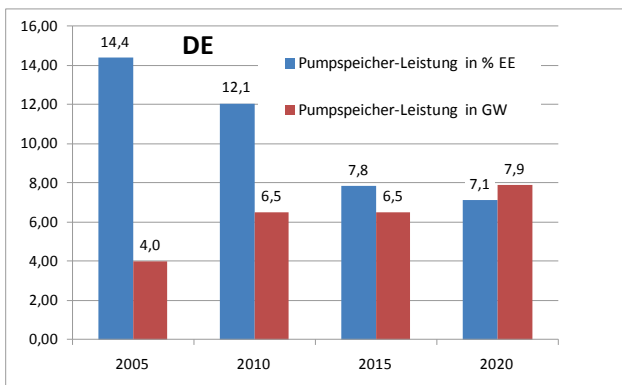


mbined

**Bild 6** Entwicklung der Pumpspeicher in Europa bis 2020

Wenn die Pumpspeicherleistungen auf die installierten Gesamtleistungen der EE bezogen werden, fällt auf, dass diese relativ von 10,7 % auf 7,3 % abnehmen. Dies bedeutet, dass die regenerativen Energiequellen deutlich schneller wachsen, als die Pumpspeicherleistungen folgen können.

In Deutschland ergeben sich ähnliche Bedingungen, wie Bild 7 zeigt.



**Bild 7** Entwicklung der Pumpspeicherleistungen in Deutschland bis 2020

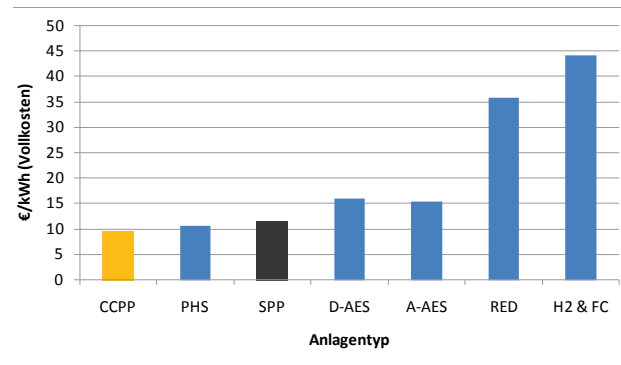
Die Speicherleistungen werden hier von 4,0 auf 7,9 GW anwachsen, aber in Relation zu den Leistungen der EE von 14,4 auf 7,1 % absinken.

Bisher wurden hier die Speicherleistungen eher pauschal behandelt. Im Detail muss zwischen kurzfristigen und langfristigen Speicherkapazitäten unterschieden werden. Kurzfristige Speicherkapazitäten werden zum Ausgleich kurzfristiger Erzeugungsschwankungen benötigt, z.B. um PV-Energie von einer Überschußerzeugung am Mittag auf den Bedarf am Abend zu verlagern. Da hier viele Speicherzyklen im Jahr möglich sind, haben die Fixkostenanteile nur einen geringen Anteil an den Stromgestehungskosten. Diese Art von Speicherbetrieb kann daher zukünftig wirtschaftlich erfolgen. Derzeit wird in dieser

Richtung der Umbau von Jahresspeichern durch größere Pumpturbinen-Leistungen zu Kurzzeitspeichern forciert.

Da die PV-Erzeugung im Sommer zu starkem Energieüberschuss führt, im Winter aber nur eine geringe Erzeugung möglich ist und bei Wind die Periode mit größter Erzeugung im Winter liegt, ergänzen sich beide nachhaltigen Quellen. Es bleibt aber ein Bedarf an Langfristspeichern. In einem Forschungsprojekt für eine nachhaltige Vollversorgung Österreichs wurde beispielsweise ein zusätzlicher Bedarf an Speicherkapazitäten erhoben, der dem 100-fachen der derzeitigen Speicherkapazitäten entspricht [4]. Diese Kapazitäten können allein aus Gründen der Raumordnung und des Umweltschutzes nicht realisiert werden. Außerdem sind sie kaum wirtschaftlich darstellbar, da die Fixkosten bei Langzeitspeichern auf wenige Nutzungsstunden umzulegen sind.

In Bild 8 sind die spezifischen Kosten verschiedener Speichertechnologien dargestellt.



**Bild 8** Stromgestehungskosten verschiedener Speichertechnologien

*CCPP combined cycle power plant: GuD-Kraftwerk*

*PHS pumped hydro storage: Pumpspeicher*

*SPP steam power plant: Dampfkraftwerk*

*D-AES diabatic air energy storage: diabatische Druckluftspeicher*

*A-AES adiabatic air energy storage: adiabatische Druckluftspeicher*

*RED Redox Batterie*

*H2 & FC hydrogen & fuel cell: Wasserstoff und Brennstoffzelle*

Bei den Pumpspeicher (PHS) wurden Mischkosten ermittelt, die sowohl dem kompletten Neubau von Staudamm und Kaverne entsprechen, als auch der Erweiterung der Leistung der Pumpturbinen ohne Bau eines Staudamms entsprechen. Hiernach liegen die Kosten um 10 €/kWh sowohl bei den thermischen Kraftwerken mit 2000 Volllaststunden wie bei den Pumpspeichern mit jeweils 2000 Stunden im Pump- und im Turbinenbetrieb. Bei den

Stromgestehungskosten der thermischen Kraftwerke sind allerdings Einsatzsituationen mit längeren Perioden in Regelbereitschaft bei Mindestlast nicht berücksichtigt. Die übrigen Speichertechnologien liegen in den Kosten noch weit oberhalb und sind daher noch nicht konkurrenzfähig [5].

## 5 Zusammenfassung

Die Energiewende ist mit einem signifikanten Ausbau der Erzeugungsleistungen insbesondere von Windenergie und Photovoltaik verbunden. Wegen der geringeren Volllaststunden als bei der konventionellen Erzeugung müssen hohe Leistungen installiert werden. Dies führt zu einer stärker leistungsorientierten Systemauslegung mit einem erhöhten Bedarf an Leitungskapazitäten, Speichern und flexiblen Kraftwerken. Die thermischen Kraftwerke werden zukünftig weniger als Grundlastlieferanten und mehr als Systemdienstleistungseinheiten zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie benötigt. Sie müssen die fehlenden Pumpspeicher- und Leitungskapazitäten ersetzen und sollten dabei eine regionale Vorbilanzierung bewirken.

Da Perioden ohne ausreichende Wind- und PV-Erzeugung möglich sind, müssen die thermischen Kraftwerke als Backup-Versorgung einsetzbar sein und dabei die volle Netzspitzenlast abdecken können. Sie sollten flexibler als bisher einsetzbar sein mit höheren Leistungsgradienten, niedriger Mindestlast, häufigerem An- und Abfahren und in ihren Wirkungsgraden. Außerdem sollen sie in ihren Wirkungsgraden für den wahrscheinlichen Teillastbetrieb anstelle der bisherigen Auslegung für den Nennpunkt ausgelegt werden.

Bis zu Jahr 2020 stellen flexible Kraftwerke die kostengünstigste Lösung für Netzdienstleistungen dar, die weniger Neuinvestitionen bei den Netzen und den Pumpspeichern erforderlich machen.

Die bisherigen Marktmodelle lassen aber einen wirtschaftlichen Betrieb der thermischen Kraftwerke nicht zu, insbesondere bei niedrigen Volllaststunden und in Regelbereitschaft. Hierfür sind zukünftig Anpassungen der Marktmodelle erforderlich, um einen gesicherten Netzbetrieb bei überwiegend nachhaltiger Energieversorgung zu ermöglichen.

## 6 Literatur

- [1] VDE: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. VDE-Studie 2012.
- [2] BMU: Langfristig Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitszenario 2011.
- [3] Burskens, L.W.M., Hekkenberg, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Action Plans of the European Member States. European Environmental Agency (ECN), 2011. ECN-E-10-069.

[4] Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Forschungsprojekt Super-4-Micro-Grid. Gefördertes Projekt des Österreichischen Klima- und Energiefonds 2008-2011. Projektleitung TU Wien.

[5] Untersuchung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Nutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherkraftwerken. Deutsche Energie Agentur (dena) 2008.