



## 43. IWASA

Internationales Wasserbau-Symposium  
Aachen 2013

## **Wasser als Energieträger**

10. und 11. Januar 2013



# Pumpspeicherkraftwerke

## Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Thomas Dymek

### Abstract

The “Energiewende” in Germany is a major challenge for the energy supply system. Pumped storage power plants are, due to their unique technical properties, capable of integrating volatile renewable energy into a reliable electricity supply. As a result of the general decline in wholesale electricity prices, the increasing influence of photovoltaic on the intraday price structure and the decline in revenues from the balancing energy market, the profitability of pumped storage power plants has deteriorated significantly in recent years. An investment in new or existing plants has to be – although crucial for a success of the “Energiewende” – called into question at this time.

### Zusammenfassung

Die Energiewende stellt das deutsche Energieversorgungssystem vor große Herausforderungen. Pumpspeicherkraftwerke sind durch ihre einzigartigen technischen Eigenschaften in der Lage, zur Integration der volatilen Erneuerbaren Energien in eine versorgungssichere Stromerzeugung beizutragen. Durch den erkennbaren allgemeinen Rückgang der Stromgroßhandelspreise, die zunehmende Beeinflussung der untertägigen Preisstruktur durch die Photovoltaik und den Erlösrückgang aus dem Regelenergiemarkt hat sich die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken in den vergangenen Jahren deutlich verschlechtert. Investitionen in Neubauten oder Bestandsanlagen sind daher – obwohl für das Gelingen der Energiewende dringend notwendig – zurzeit kritisch zu betrachten.

## 1 Einleitung

Elektrizität ist nicht beliebig speicherbar. Im gesamten kontinental-europäischen Verbundnetz der ENTSO-E muss zu jedem Zeitpunkt die gleiche Menge Strom ins Netz eingespeist werden, wie die Verbraucher entnehmen. Die Erzeugung in Kraftwerken wird daher ständig der aktuellen Last angepasst, um eine konstante Netzfrequenz von 50 Hz zu gewährleisten und einen Netzausfall zu verhindern.

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind dazu derzeit die einzig verfügbare Großtechnologie zur Stromspeicherung. In Zeiten eines hohen Stromangebots wird dem Netz Strom entnommen und Wasser aus einem Unterbecken, meist einer Staustufe oder Talsperre,

in ein höher liegendes Oberbecken gepumpt. Die zu speichernde elektrische Energie wird dabei in potentielle Energie umgewandelt. Bei Bedarf fließt Wasser aus dem Oberbecken zurück ins Unterbecken und treibt dabei eine Turbine an, die über einen Generator Strom erzeugt. Der Gesamtwirkungsgrad eines modernen PSW beträgt ungefähr 80 Prozent.

Im Kraftwerksportfolio der RWE Power sind durch das PSW Herdecke, die Schluchseewerk AG und die Société Électrique de l'Our S.A. (SEO) mehr als 2100 MW PSW-Turbinenleistung verfügbar. Durch den derzeitigen Zubau eines elften Maschinensatzes im Kraftwerk Vianden (SEO) wird die verfügbare Turbinenleistung um weitere 200 MW erhöht. Damit hält RWE Power rund ein Drittel der Turbinenleistung aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und Luxemburg.

## 2 Von Euphorie zu Dysphorie

Die Energiewende, die Umstellung der Energieversorgung von fossilen auf erneuerbare Energien, ist in Deutschland gesellschaftlicher wie auch politischer Konsens. Schon vor den Ereignissen in Japan und dem darauffolgenden Kernenergieausstieg begann deren Umsetzung: Bereits im Jahr 2011 wurden 20,3 % des erzeugten Stroms (123 TWh) aus Erneuerbaren Energien (EE) erzeugt (BMU 2012). Durch den zunehmenden Anteil volatiler EE (Wind und Photovoltaik) an der Gesamtstromerzeugung ist ein Gleichgewicht von Einspeisung und Last nur durch ein entsprechendes Einsatzprofil des konventionellen Kraftwerksparks und zunehmend auch durch Zwangsabschaltung von EE-Anlagen nach EnWG §13.2 zu gewährleisten. Diese waren bislang auf lokale Erzeugungsüberschüsse zurückzuführen, die durch fehlende Übertragungskapazität des Netzes nicht kompensiert werden konnten. Zukünftig sind allerdings auch überregionale Erzeugungsüberschüsse zu erwarten.

Eine Flexibilisierung bestehender Kondensationskraftwerke, der Neubau hochflexibler thermischer Erzeugungseinheiten sowie der Speicherausbau schienen daher in den vergangenen Jahren, neben dem EE- und Netzausbau, Investitionsschwerpunkte der nächsten Dekaden zu werden. In Wirtschaft, Wissenschaft und Politik wurden dementsprechend zahlreiche Projekte angestoßen, die unter anderem das Ziel eines raschen und umfassenden Ausbaus der Speicherkapazitäten hatten.

RWE Power intensivierte beispielsweise die Erforschung neuer Speichermöglichkeiten, wie den adiabaten Druckluftspeicher (ADELE) oder die Wasserstofferzeugung und -speicherung (Power to Gas). E.ON konkretisierte Planungen zum Ausbau eines bestehenden Pumpspeicherkraftwerks und Stadtwerke begannen mit der Projektierung von Speicheranlagen. Das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) und die Universität Duisburg-Essen starteten Untersuchungen zur Nachnutzung stillgelegter Bergwerke als untertägige PSW. In einer gemeinsamen Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), des Bundesministeriums für Umwelt, Natur-

schutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) wurde 2011 ein Förderprogramm zur Forschung und Entwicklung von Energiespeichertechnologien („Förderinitiative Energiespeicher“) in Höhe von 200 Mio. € bekannt gegeben, das zu einer weiteren Intensivierung der Forschung und Technologieentwicklung führte (BAnz. 2011).

Zeitgleich kam es durch den signifikanten Anstieg an EEG-vergütetem Strom zu einer deutlichen Verringerung der Stromgroßhandelspreise. Für das Jahr 2012 wurde Strom aus EEG-Anlagen mit rund 20 Mrd. Euro vergütet. Die Netzbetreiber verkauften 70 TWh EEG-Strom am day-ahead Markt und erzielten damit Einnahmen aus dem Stromhandel von ca. 2,9 Mrd. € (Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2012a+b). EEG-vergüteter Strom wurde demnach 2012 mit ca. 17 Mrd. € subventioniert. Bei einer gemittelten EEG-Vergütung von 248 €/MWh ergibt sich somit eine Subventionierung in Höhe von 206 €/MWh. Wie Abbildung 1 zeigt, sind sowohl das Strompreisniveau allgemein, als auch die Preisdifferenz von Grund- und Spitzenlaststrom (Base-Peak-Spread) seit 2008 durch die zunehmenden Menge marktgekoppelten EEG-Stroms stark rückläufig. Dadurch sind Investitionen in neue thermische Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke zurzeit unwirtschaftlich.

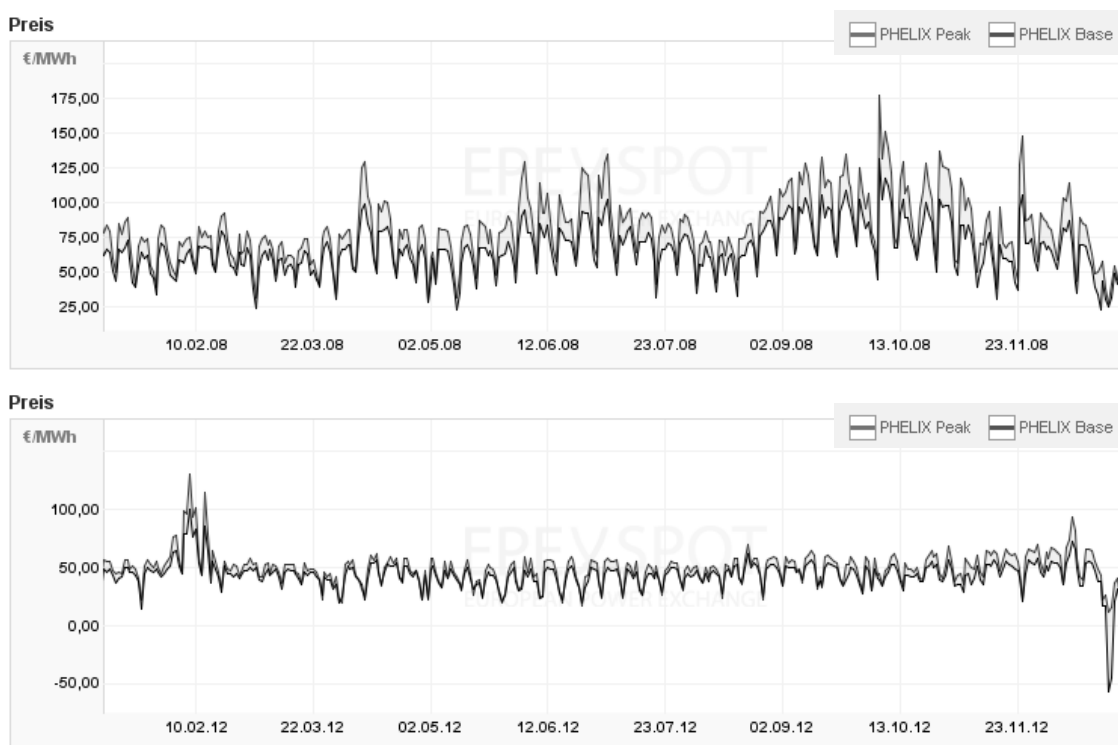


Abb. 1: oben: Strompreise für Stundenkontrakte am deutschen Spotmarkt 2008 (EEX 2008)  
unten: Strompreise für Stundenkontrakte am deutschen Spotmarkt 2012 (EEX 2012)

### 3 Energiewirtschaftliche Randbedingungen

Ziel der Bundesregierung ist es, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 %, bis 2050 um 80 % im Vergleich zu 1990 zu senken (Bundesregierung 2011). Dazu soll, neben weiteren Maßnahmen, eine Erhöhung der Stromerzeugung aus EE auf 35 % bis 2020 und darüber hinaus auf 80 % bis 2050 beitragen. Windkraft und Photovoltaik, die den Ausbauschwerpunkt der EE darstellen und bereits im Jahr 2011 55 % der Einspeisung aus EE ausmachten, produzieren naturgemäß nicht bedarfsgerecht, sondern werden durch äußere Witterungseinflüsse bedingt (BMU 2012). Diese zunehmenden Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage sowie die steigende Volatilität der EE-Einspeisung bringen das Versorgungssystem vermehrt an dessen technische Grenzen und erfordern Lösungen, die einen Anteil von bis zu 80 % EE in 2050 ermöglichen.

Trotz des starken Ausbaus Erneuerbarer Energien leisten diese nur einen geringen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Mit einer installierten Leistung von 32 381 MW Photovoltaik und 29 440 MW Windkraft zum Jahresende 2012 ist eine kurzzeitige Vollversorgung durch Erneuerbare Energien an Tagen mit entsprechend niedriger Last und günstigen Witterungsbedingungen bereits heute denkbar (BNetzA 2012). Bedingt durch die starke Abhängigkeit von Tageszeit und Witterung können jedoch nur 10 % der installierten Leistung der Windkraft- und nur 1 % der Photovoltaikanlagen als gesicherte Leistung angesehen werden. Letztere steht naturgemäß nur tagsüber zur Verfügung.

Die Erneuerbaren Energien sind zum Ausgleich stark schwankender Einspeisung durch Speicher zu ergänzen. Dadurch wird ein Beitrag zu deren Integration und zur Versorgungssicherheit geleistet. Heute verfügbare wirtschaftliche Speichertechnologien können ein System mit weiter zunehmendem Anteil an EE-Strom jedoch nicht alleine gewährleisten. Wie Abbildung 2 verdeutlicht, wird ein hochflexibler konventioneller Kraftwerkspark zur Abdeckung von Windflauten und als Reserve weiter benötigt. Der Erhalt bzw. partielle Neubau eines thermischen Reservekraftwerksparks kann allerdings nur erfolgen, wenn das Marktumfeld einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglicht.

Investitionen in konventionelle Kraftwerke mit geringen variablen Kosten, den heutigen Grund- und Mittellastkraftwerken, sind im jetzigen Marktumfeld aufgrund der rückläufigen Volllaststundenzahl und des geringen Strompreisniveaus nur noch in speziellen Einzelfällen denkbar. Die an der Börse erzielbaren Strompreise sind in der Regel nicht ausreichend, um die vergleichsweise hohen Kapitalkosten eines Neubaus zu decken.

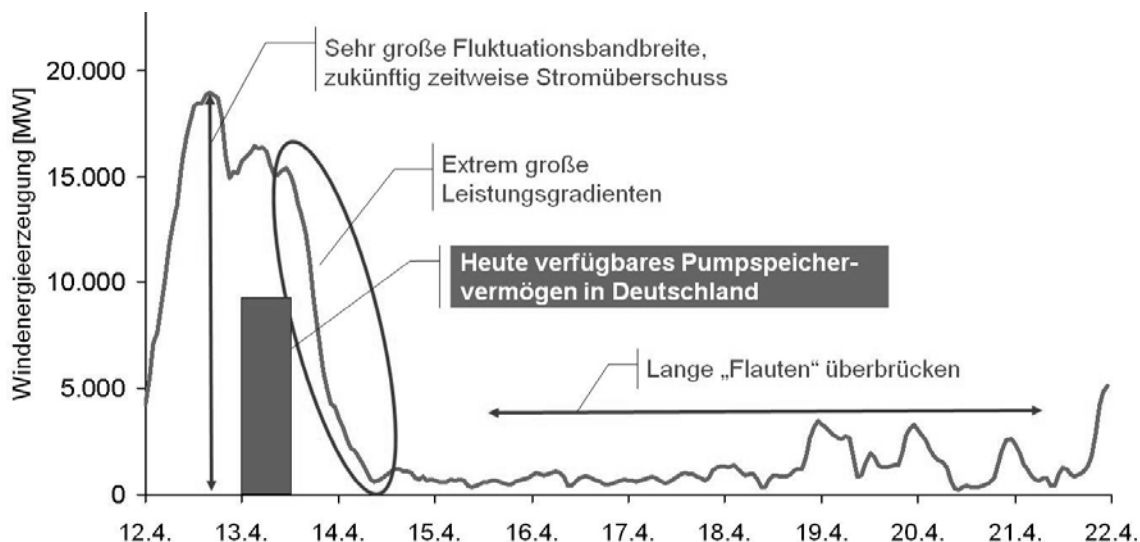


Abb. 2: Windenergieerzeugung in Deutschland im April 2011

Kraftwerke mit geringerem Investitionsvolumen und höheren variablen Kosten, wie z. B. Gas-Kraftwerke, sind durch das geringe Strompreisniveau zurzeit wirtschaftlich stark unter Druck. Die Strompreise am Spotmarkt liegen häufig unterhalb der variablen Kosten (hauptsächlich Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Zertifikate) eines solchen Kraftwerks, weshalb dieses nur noch selten eingesetzt wird. Auch hier ist eine Neuinvestition nur in speziellen Ausnahmefällen (z. B. Wärmeauskopplung) noch denkbar, da die geringe Auslastung des Kraftwerks sonst nicht ausreicht, um selbst die vergleichsweise niedrigen Kapitalkosten eines entsprechenden Neubaus zu decken.

Pumpspeicherkraftwerke haben vergleichsweise hohe Investitionskosten bei geringer Volllaststundenzahl. Die Erlöse eines PSW kommen aus der Erbringung von Regenergie und anderen Systemdienstleistungen sowie aus der Vermarktung am Wholesale-Markt. Dabei wird zu Zeiten geringer Strompreise gepumpt und somit das Oberbecken gefüllt. In Zeiten hoher Preise wird das Wasser im Oberbecken abgelassen und zur Stromerzeugung genutzt. Die Differenz der beiden Preise muss groß genug sein um zum wirtschaftlichen Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks beizutragen. Sowohl die Anzahl an Stunden mit ausreichend hohen Preisen, als auch die Preisdifferenz sind durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, seit einigen Jahren stark rückläufig.

Seit 2010 ist die installierte Photovoltaikleistung in Deutschland überproportional von ca. 10 GW zu Beginn des Jahres 2010 auf rd. 32 GW zum Ende des Jahres 2012 gestiegen. Schreibt man die Dynamik der vergangenen Jahre fort, wird bereits 2015 das Gesamtausbauziel der Bundesregierung von 52 GW Photovoltaik erreicht. Insbesondere die Photovoltaik hat, wie Abbildung 3 zeigt, durch die Abnahmegarantie für EEG-vergüteten Strom bei entsprechender Witterung einen besonders hohen Einfluss auf die Spotmarktpreise. Sie führt besonders in den hellen Monaten zu einer Abflachung der

eigentlichen Preisspitze in der Mittagszeit. Hohe PV-Einspeisung führt dann sogar zu einem starken Preisverfall bis hin zur Ausprägung einer Doppelhöckerkurve. Für die in Abbildung 3 aufgeführten, aufeinanderfolgenden Tage im September 2012 ergab sich so, bei ungefähr gleicher Netzlast, eine deutliche Preisreduktion im Spotmarkt von bis zu 45,5 €/MWh durch hohe PV- und Windeinspeisung während der Mittagsstunden.

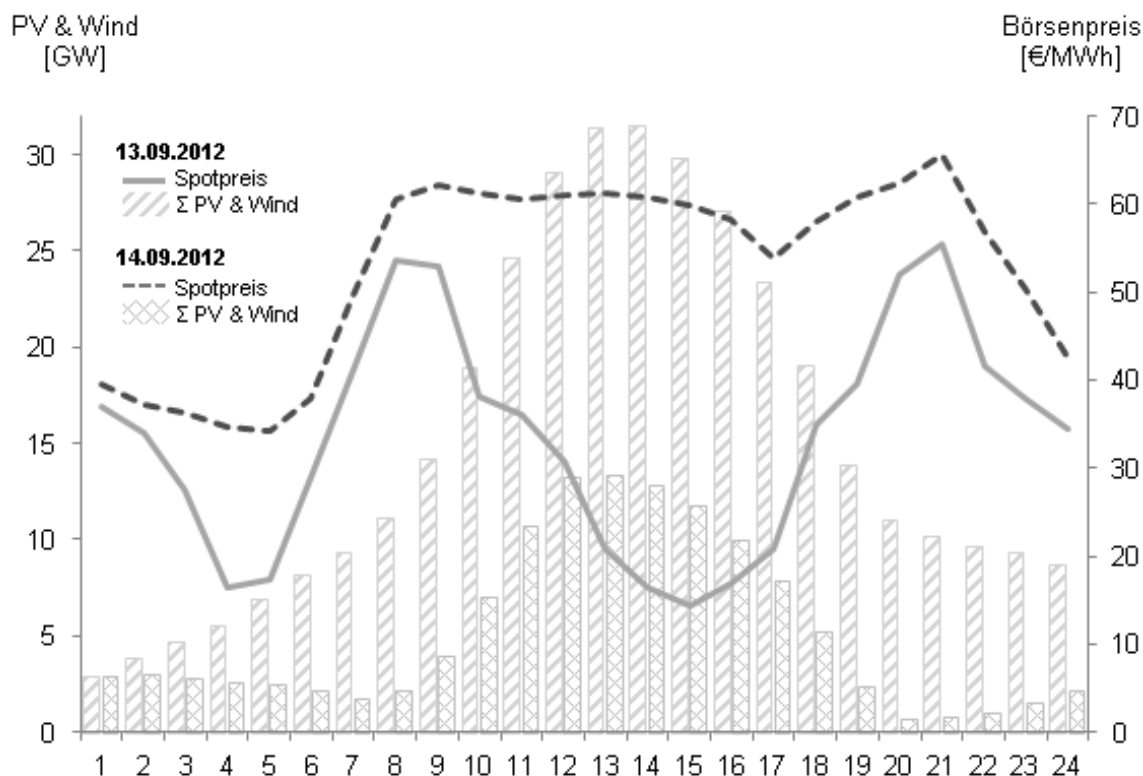


Abb. 3: Einfluss der Photovoltaik- & Windkrafteinspeisung auf den Spotmarktpreis (EEX 2012a, EEX 2012b, EEX 2012c)

Die dargestellte Dämpfung der Peak-Preise reduziert die Profitabilität von Spitzenlastkraftwerken – insbesondere der Gaskraftwerke – und verhindert Preissignale, die einen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen oder Neuinvestitionen rechtfertigen würden. Es kommt zu Stilllegungen, wie z. B. der beiden E.ON-Gaskraftwerke Irsching 3 (415 MW) und Staudinger 4 (622 MW), die zum 01.12.2012 aus dem kommerziellen Betrieb genommen wurden. Da sie von der Bundesnetzagentur als systemrelevant angesehen werden, befinden sie sich seither in Reserve (E.ON 2012). Auch PSW sind auf eine Preiskurve mit ausgeprägten Spitzenpreiszonen angewiesen und somit wirtschaftlich unter Druck. Vattenfall hat daher die Außerbetriebnahme des PSW Niederwartha (120 MW) bis spätestens 2014 bereits angekündigt (Schawe 2013).

Durch die Reduktion der als gesicherte Leistung anzusehenden konventionellen Erzeugungsanlagen kann es, besonders bei instabilem Wetter, zu einer zunehmenden Marktverknappung an gesicherter, abrufbarer Leistung und einer möglichen Beeinträchtigung



der Versorgungssicherheit kommen. Die sich einstellenden Knappheitspreise bieten, da sie nur in vergleichsweise geringen Zeiträumen vorkommen, jedoch keinen Anreiz für Neubauten. Neben dem Mangel an Erzeugungskapazität selbst, stellen insbesondere die durch die Volatilität der EE hervorgerufenen Änderungen der Residuallast (Last abzgl. EE-Erzeugung) das Gesamtsystem vor große Herausforderungen. Ergebnisse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) zufolge ist im Jahr 2050, bei einer durchschnittlichen täglichen Differenz der Residuallast von 41,7 GW, mit Lastgradienten von mehr als 20 GW/h zu rechnen (Lorenzick 2012). Untersuchungen der RWE Power AG, dargestellt in

Abb. 4, kommen zu einem ähnlichen Ergebnis und lassen erkennen, dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2035 bei positiven Laständerungen an dessen technischen Grenzen stößt und negativen Laständerungen bereits nicht mehr uneingeschränkt folgen kann.

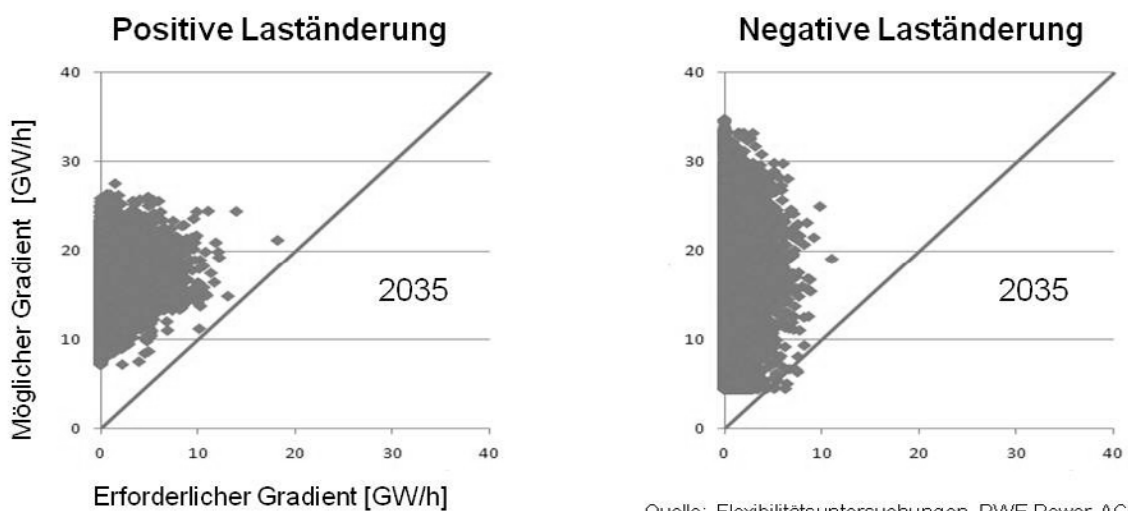


Abb. 4: Änderung der Residuallast und erforderliche Laständerungsfähigkeit des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2035

PSW können durch ihre einzigartigen technischen Eigenschaften dazu beitragen, diesen Lastausgleich zusammen mit konventionellen Kraftwerken technisch zu ermöglichen. Die Flankenoptimierung durch Pumpspeicherkraftwerke ist hierbei eine der bedeutendsten Möglichkeiten, die durch das in Abbildung 5 dargestellte, synthetische Beispiel verdeutlicht werden soll. Um einen schnellen Anstieg der Residuallast von 4 GW in 5 min (12 GW/15 min) ausgleichen zu können, müssten 20 moderne GuD-Anlagen (800 MW pro Anlage, 40 MW/min Laständerungsgeschwindigkeit, Heißstart vorausgesetzt) gleichzeitig angefahren und nach wenigen Minuten zum Großteil (bis auf 4 GW) wieder abgefahren werden. Durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken (3,3 GW Turbinenleistung) müssten nur 5 GuD-Anlagen (4 GW) mit verringertem Gradienten (27 MW/min) hochgefahren werden. Der reale Betrieb ist natürlich komplexer. Das einfache Beispiel zeigt aber, dass PSW die Anzahl vorzuhaltender Anlagen tendenziell

reduzieren, sowie Startkosten und die Anzahl ineffizienter Teillastbetriebsstunden verringern. Kurzzeiteinsätze thermischer Anlage können durch PSW zum Teil vermieden werden.

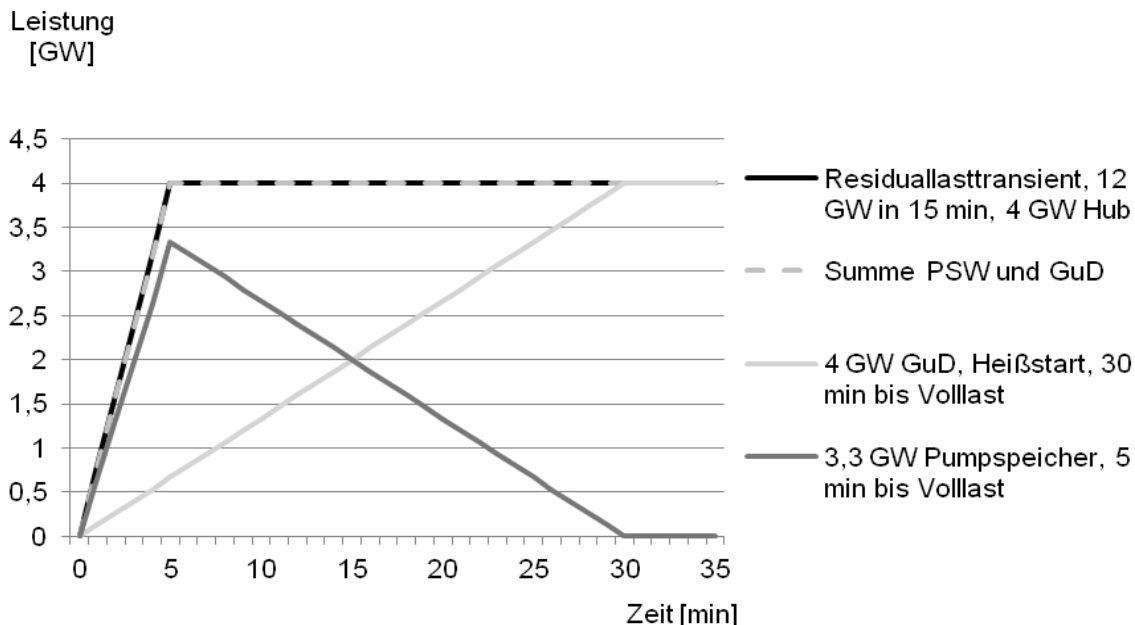


Abb. 5: Flankenoptimierung durch Pumpspeicherkraftwerke (Beispiel)

Bereits heute werden PSW auch zur Spannungshaltung und damit zur Stabilisierung des Netzes eingesetzt. Abgesehen von Phasenschieberbetrieb und Schwarzstartfähigkeit werden sie hierbei hauptsächlich zur Erbringung von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) im Regelenergiemarkt vermarktet. Neben dem Ausgleich von Lastprognoseabweichungen und der Absicherung von Kraftwerksausfällen wird Regelleistung zunehmend zur Kompensation von Prognoseabweichungen der Wind- und Photovoltaikerzeugung, insbesondere bei hoher Einspeisung volatiler EE benötigt (CONSENTEC 2012). Die hohe Flexibilität und Verfügbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke ermöglicht so eine weitere Integration volatiler Erneuerbarer Energien.

Das durch den EE-Ausbau erwartete Wachstum des Regelenergiemarktes wurde jedoch durch verschiedene regulatorische Eingriffe in den Markt kompensiert. Die Vergrößerung der Marktgebiete durch die Zusammenlegung der vier deutschen Regelzonen zum deutschen Netzregelverbund (NRV) im Mai 2010 und die Entwicklung des Internationalen NRV (IGCC, siehe Abbildung 6) bewirkten eine Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung sowie einen verstärkten regelzoneninternen Ausgleich positiver und negativer Lastabweichungen (Regelleistung.net 2012a).

Der Wettbewerb ist, durch gesenkte Markteintrittsbarrieren – wie z. B. verkürzte Auktionszeiträume und verkleinerte Mindestlosgrößen für SRL, oder reduzierte Mindestgebotsgrößen für MRL – seit 2011 gestiegen (BNetzA 2011). Zeitgleich haben die Übertragungsnetzbetreiber (TSO) durch bessere Prognosen und die Nutzung des seit 2011

bestehenden Viertelstunden-Intraday-Marktes die Möglichkeit, den Bedarf an Regelleistung zu reduzieren. In Summe wurde der Einfluss des EE-Ausbaus auf den Regelleistungsmarkt durch die Effizienzsteigerungsmaßnahmen der TSO im Bereich negativer Regelleistung kompensiert und im Bereich positiver Regelleistung sogar überkompensiert. Mittelfristig ist allerdings mit einem gleichbleibenden Bedarf an SRL und einem Anstieg des Bedarfs an negativer MRL zu rechnen (Rehtanz et al. 2010).

Dänemark: +/- 90 MW <sup>1)</sup>

01.01.2012

Niederlande: +/- 300 MW <sup>1)</sup>

01.02.2012

Schweiz: +/-400 MW <sup>1)</sup>

01.03.2012

Tschechien: +/- 350 MW <sup>1)</sup>

01.06.2012

Belgien: +/- 40 MW <sup>1)</sup>

01.10.2012



<sup>1)</sup> Austausch des internationalen Netzregelverbundes begrenzt auf gesichert vorgehaltene Sekundärregelleistung

Abb. 6: Erweiterung des deutschen NRV zum Internationalen Netzregelverbund (IGCC)  
(Regelleistung.net 2012b, Baranek 2011)

## 4 Projekte der RWE Power AG

RWE Power ist zurzeit direkt oder indirekt auf allen Entwicklungsstufen des PSW-Ausbaus vertreten. Aktuell im Bau befindet sich das Projekt „Maschine 11“ der SEO im Kraftwerk Vianden, das in der zweiten Jahreshälfte 2013 mit der Inbetriebnahme einer zusätzlichen 200 MW Pumpturbine beendet sein wird. Der ca. 160 Mio. € teure Ausbau, bei dem RWE Power die Bauleitung stellt, wird jeweils zur Hälfte von RWE Power und dem luxemburgischen Energieversorger Enovos finanziert. Nach nur 3 Jahren Bauzeit und mit nur 4 Wochen Unterbrechung des laufenden Betriebs wird, nach Abschluss der Baumaßnahmen, das Grenzkraftwerk Vianden mit einer Speicherkapazität von 5,0 GWh und einer maximalen Turbinenleistung von rd. 1300 MW das leistungsstärkste PSW im deutschen Höchstspannungsnetz sein.

Das Projekt Atdorf, das RWE Power und EnBW durch das gemeinsame Unternehmen Schluchseewerk AG vorantreiben, befindet sich derzeit im Planfeststellungsverfahren. Das Raumordnungsverfahren und die Beteiligung der Bürger vor Ort in Form eines Runden Tisches wurden bereits im Vorfeld durchgeführt. Über den ca. 1,6 Mrd. Euro teuren Neubau des Kraftwerks, das mit 1400 MW Pump- und Turbinenleistung und einer Kapazität von 13 GWh Deutschlands größtes PSW sein würde, wird nach Abschluss des Planfeststellungsverfahrens entschieden.

Um das Potential für weitere PSW-Projekte zu erfassen hat RWE Power den Süden und Südwesten Deutschlands mit einem GIS-gestützten (GeoInformationSystem) Screening in einem automatisierten Verfahren untersucht. Nach Berücksichtigung aller Ausschlusskriterien konnten über 15 geeignete Standorte mit einer zu erwartenden installierten Turbinenleistung von insgesamt rund 6000 MW identifiziert werden. Andere Studien, wie z. B. von EnBW, weisen ein noch größeres PSW-Potential für den südwestdeutschen Raum aus. Zusammen mit weiteren Ergebnissen für Gesamtdeutschland besteht somit, in Abhängigkeit der zu erfüllenden Auflagen und Rahmenbedingungen, ein hohes Potential ( $> 25\,000$  MW) für PSW-Neubauprojekte.

Zusätzlich zu den beiden bereits genannten Projekten sind in Deutschland ca. 20 Ausbau- bzw. Neubauprojekte bekannt. Neben den Ausbauprojekten Forbach (EnBW) und Waldeck II+ (E.ON) der großen EVU, wird eine Vielzahl an Neubauprojekten mit Turbinenleistungen zwischen 10 MW und 1000 MW durch Stadtwerke bzw. das Stadtwerk-konsortium Trianel geplant. Für das Projekt Waldeck II+ wurde Ende 2012 zwar ein positiver Planfeststellungsbeschluss durch das Regierungspräsidium Kassel, jedoch aufgrund der schlechten Marktlage kein Baubeschluss durch E.ON gefasst. Alle anderen Projekte befinden sich derzeit im Planungsstadium bzw. am Anfang des Genehmigungsprozesses.

## 5 Zusammenfassung

Pumpspeicherkraftwerke gehören zur Kategorie der Kurzzeitspeicher und wurden ursprünglich zum untertägigen Lastausgleich, der sogenannten Lastglättung, eingeführt. Heute stellen sie als einzig verfügbare Großtechnologie aus dem Stillstand die Flexibilität bereit, die zum Ausgleich von Prognoseabweichungen der EE-Einspeisung und zur Kompensation immer steiler werdender Residuallastgradienten benötigt wird. Als Langzeitspeicher zum Ausgleich langer Windflauten sind die – vorrangig in den Mittelgebirgsregionen gebauten – Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland allerdings wegen ihrer nicht ausreichenden Speicherkapazität ungeeignet.

Um den hohen Speicherbedarf der Zukunft decken zu können, sind alle bekannten Speichertechnologien zu erforschen und nach Möglichkeit bis zur Marktreife zu entwickeln. Allerdings werden nach heutiger Einschätzung, trotz großer technologischer Sprünge, die Speichermöglichkeiten nicht ausreichen, um eine Grundlastversorgung ausschließ-

lich mit EE zu gewährleisten. Ein konventioneller Kraftwerkspark wird daher auch auf lange Sicht als gesicherte Reserve vorgehalten werden müssen.

Konventionelle Kraftwerke und Speicher werden allerdings nur vorgehalten, wenn das Marktumfeld einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglicht. Pumpspeicherkraftwerke werden am Whole-Sale-Markt durch Ausnutzung von Strompreisdifferenzen und zur Einsatzverbesserung des Kraftwerksparks durch Flankenoptimierung eingesetzt. Weiter erbringen Pumpspeicherkraftwerke Sekundär- und Minutenregelleistung am Regelenenergiemarkt sowie weitere Netzdienstleistungen und dienen der Kraftwerksausfallreserve. Die Erlöse sind seit einiger Zeit rückläufig, wodurch eine positive Entwicklung für Neubauten und Bestandsanlagen nicht garantiert ist. Trotz weiter steigender nicht bedarfsgerechter Erzeugung durch den weiteren EE-Ausbau sind derzeit keine Marktsignale erkennbar, welche die Wirtschaftlichkeit eines Neubaus zum jetzigen Zeitpunkt bestätigen.

Nur bei einer positiven Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingung ist eine Neubewertung möglicher PSW-Standorte sinnvoll und die Möglichkeit für Unternehmen gegeben, die dringend benötigte Leistungsvorhaltung auch wirtschaftlich zu gewährleisten. Netzentgelte führen zu einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit und müssen, um einen Ausbau der Speicherkapazitäten nicht zu gefährden, für Neubauten und Bestandsanlagen erlassen werden. Letztendlich müssen sich, im übertragenen Sinn ähnlich der Funktion einer Feuerwehr, das Vorhalten und der Abruf gesicherter Leistung wirtschaftlich lohnen. Nur damit wird die Integration der stark schwankenden und nicht verbrauchsorientierten Erzeugung erneuerbarer Energien in eine auch in Zukunft versorgungssichere Stromversorgung erfolgreich gelingen.

## 6 Literatur

BAnz (2011): Bundesanzeiger, Bekanntmachung einer gemeinsamen Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) zur Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien (Förderinitiative Energiespeicher) vom 21. April 2011, BAnz Nr. 75, S.1840, 17. Mai 2011

Baranek, D. 2011: Geplante internationale Erweiterung des Netzregelverbundes (NRV), 03.04.2011, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von [http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:NRV\\_erweiterung\\_Abb5.jpg&filetimestamp=20110430011143](http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:NRV_erweiterung_Abb5.jpg&filetimestamp=20110430011143)

BMU (2012): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Juli 2012, Abge-

rufen am 01. Dezember 2012 von [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee\\_zeitreihe.xls](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee_zeitreihe.xls)

BNetzA (2011): Bundesnetzagentur, Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung Az: BK6-10-098, 12.04.2011, S.8

BNetzA (2012): Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, 12.12.2012, Abgerufen am 07. Januar 2013 von [http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/VeroeffKraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste\\_xls.xls?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/VeroeffKraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_xls.xls?__blob=publicationFile)

Bundesregierung (2011): Energiewende - die einzelnen Maßnahmen im Überblick, 08. Juli 2011, Abgerufen am 07. Januar 2013 von <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energiewende-kabinettt-weitere-informationen.html>

CONSENTEC (2010): Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, 17.12.2010, S.6f, Abgerufen am 07.01.2013 von <https://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&index=VTwYWqmtxFs%3D>

EEX (2008): European Energy Exchange AG, Handelsdaten Strom, Stundenkontrakte, Spotmarkt Stundenauktion, 31. Dezember 2008, Abgerufen am 07. Januar 2013 von <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/Stundenkontrakte%20Chart%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/spot-hours-chart/2008-12-31/PHELIX/-/1y>

EEX (2012): European Energy Exchange AG, Handelsdaten Strom, Stundenkontrakte, Spotmarkt Stundenauktion, 31. Dezember 2012, Abgerufen am 07. Januar 2013 von <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/Stundenkontrakte%20Chart%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/spot-hours-chart/2012-12-31/PHELIX/-/1y>

EEX (2012a): European Energy Exchange AG, Handelsdaten Strom, Stundenkontrakte, Spotmarkt Stundenauktion, 14. September 2012, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/spot-hours-table/2012-09-13>

EEX (2012b): European Energy Exchange AG, Aggregierte ex-post-Information über die tatsächliche Produktion aus Windenergie, 14. September 2012, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetz\\_betreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetz_betreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind)

EEX (2012c): European Energy Exchange AG, Aggregierte ex-post-Information über die tatsächliche Produktion aus Solarenergie, 14. September 2012, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetz\\_betreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetz_betreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar)

E.ON (2012): E.ON SE, Meldungen - Irsching 3 und Staudinger 4 nehmen ab 1. Dezember 2012 nicht mehr am Großhandelsmarkt teil, 30.11.2012, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von <http://www.eon-schafft-transparenz.de/index/displaynews/type/Strom/id/1480606>

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2012a): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Daten zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 AusglMechV für 2012, 31. Dezember 2012, Abgerufen am 07. Januar 2013 von [https://www.eeg-kwk.net/de/file/UENB\\_EEG-Kontostand\\_2012-12-31.pdf](https://www.eeg-kwk.net/de/file/UENB_EEG-Kontostand_2012-12-31.pdf)

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2012b): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Daten zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 Abs. 1 Nr. 2 AusglMechV für 2012, 30. November 2012, Abgerufen am 07. Januar 2013 von [https://www.eeg-kwk.net/de/file/Vermarktungsmengen\\_Prg-7\\_Abs-1\\_Nr-2.pdf](https://www.eeg-kwk.net/de/file/Vermarktungsmengen_Prg-7_Abs-1_Nr-2.pdf)

Lorenczik, S. (2012): Einsatz von Pumpspeichern im Energiemarkt, 17.04.2012, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege\\_Pumpspeicher/Einsatz\\_von\\_Pumpspeichern\\_im\\_Energiemarkt\\_Lorenczik\\_EWI.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Pumpspeicher/Einsatz_von_Pumpspeichern_im_Energiemarkt_Lorenczik_EWI.pdf)

Regelleistung.net (2012a): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Netzregelverbund, Abgerufen am 07.01.2012 von <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/gcc;jsessionid=xvPFRHTQdww2HGh2GvLB8y2QtK4XpP1ZhJnKxFLmX321SrMDW6f1!255857486!-676929674>

Regelleistung.net (2012b): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, IGCC-Preismodell - Marktinformation der Übertragungsnetzbetreiber, Information zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung, S.2, 15.09.2012, Abgerufen am 02. Dezember 2012 von <https://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&index=76isyz1Owng%3D>

Rehtanz, C. et al. (2010): Fluktuierende Einspeisungen in Stromnetze: Herausforderungen und Lösungsansätze, 2010, S.45

Schawe, A. (2013): Wie geht es weiter mit dem Pumpwerk? Sächsische Zeitung, 16.01.2013, S.13

#### **Anschrift des Verfassers**

Dr. Thomas Dymek  
RWE Power Aktiengesellschaft  
Sparte Wasserkraftwerke – Leiter Technik  
Huyssenallee 2  
45128 Essen