Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 105 (2013)
Heft: 1

Artikel: Ausbau Pumpspeicherung : lohnt sich das?
Autor: Remund, Jan
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-941539

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 03.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Ausbau Pumpspeicherung – lohnt sich das?

Jan Remund

Zusammenfassung

In diesem Bericht wird untersucht, wie sich die Variabilität des deutschen Strombedarfs in Abhängigkeit von der installierten Leistung der Photovoltaik (PV) verändert. Die Untersuchung zeigt, dass die Variabilität der Stromnachfrage im Moment einen absoluten Tiefpunkt durchläuft. Dies deshalb, weil die momentan in Deutschland installierte PV-Leistung von 30 GWp ziemlich genau den Unterschied zwischen Tagesminimum und -maximum ausgleicht. Bei steigender PV-Installation wird die Variabilität wieder zunehmen. Bei 65 GWp, die je nach Ausbautempo in 5–10 Jahren erreicht werden, wird die Variabilität gleich oder höher sein als ohne PV-Installation. Unter der Annahme, dass je höher die Variabilität der Stromnachfrage, desto höher der Preis für die variable Produktion ist, wird die Pumpspeicherung in Zukunft wieder mehr Gewinn abwerfen. Bandkraftwerke werden ab 50 GWp PV hingegen zunehmend unrentabel.

1. Einleitung

In der Schweiz bestehen seit mehreren Jahrzehnten Pumpspeicherwerke. Seit der europäischen Marktöffnung und der Teilnahme der Schweizer Elektrizitätsunternehmungen an der Leipziger Strombörse EEX wurden diese vermehrt nachgefragt. Die Kapazität wird deshalb im Moment von 1.5 auf 4.0 GW ausgebaut. Weitere 2 GW sind in Planung. Das Potenzial beträgt im Minimum 10 GW. Die Schweizer Pumpspeicherwerke sind zudem zum grössten Teil in Speicherkraftwerke eingebunden und weisen deshalb relativ grosse Unter- und Oberbecken auf. Bei den Speicherkraftwerken beträgt die installierte Leistung 8 GW.

Die Pumpspeicherung florierte bis 2010 dank dem relativ grossen Preisunterschied zwischen billigem Nachtstrom, der von AKW oder Kohlekraftwerken stammte, und teurem Spitzenstrom über Mittag. Der Betrieb der Pumpspeicherung – ursprünglich zur Lieferung von Regelenergie gebaut – wurde aus ökonomischen Gründen stark ausgeweitet.

Im 2012 kam in der Schweiz allerdings die Debatte auf, ob sich der laufende und geplante Ausbau der Pumpspeicherung lohne. Die Erträge an der europäischen Strombörse sind in den letzten zwei Jahren eingebrochen. Dies aus zwei Gründen: erstens war auf Grund der Wirtschaftskrise die Stromnachfrage kleiner, was zu einem Überangebot führte. Zweitens deckt die Photovoltaik in Deutschland im Sommerhalbjahr seit 2011 häufig die Mittagsspitze ab. Der Unterschied zwischen dem höchsten und tiefsten Preis verkleinerte sich deshalb stark.

In diesem Bericht wird untersucht, ob der Trend der abnehmenden Nachfrage nach Spitzenstrom weiter anhält und wie sich generell die Variabilität des deutschen Strombedarfs in Abhängigkeit von der installierten Leistung der Photovoltaik (PV) verändert.

2. Datengrundlage

Die Datengrundlage dieser Untersuchung sind öffentlich zugängliche Daten der Leipziger Strombörse EEX . Analysiert wurden sechs Wochen im Zeitraum vom Oktober 2011 bis August 2012 (jeweils eine Woche alle zwei Monate). Die installierte PV-Leistung in Deutschland wuchs in diesem Zeit-

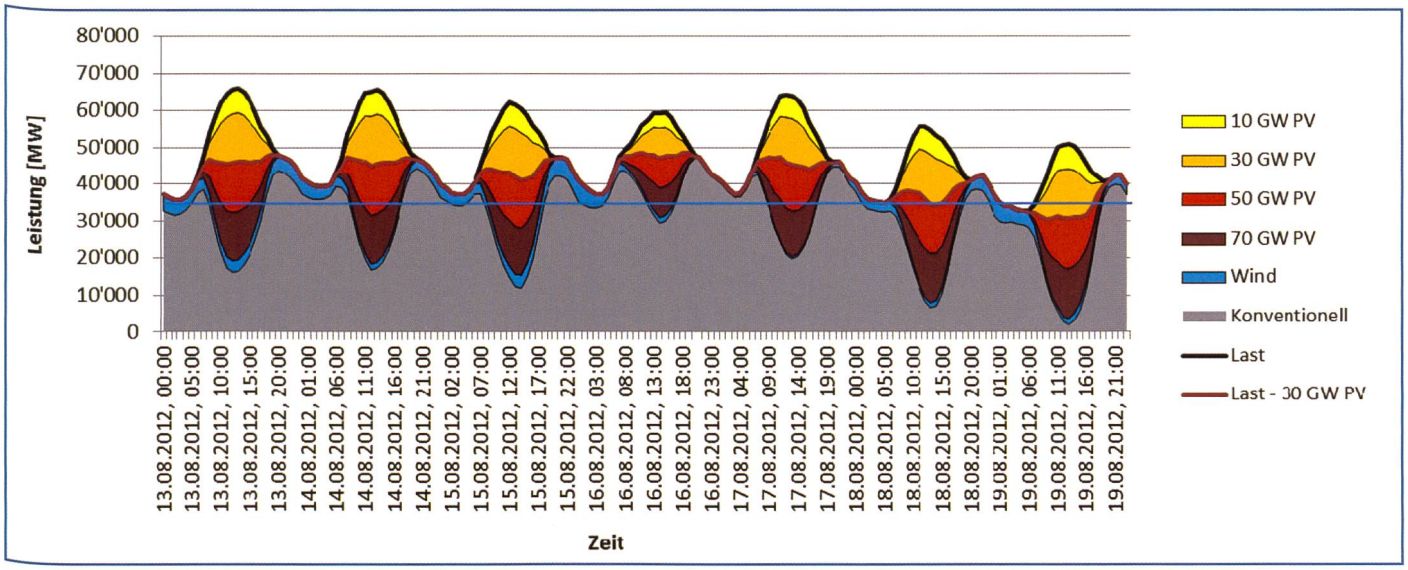

Bild 1. Verlauf der Stromnachfrage (Last) und der Wind- und PV-Leistung in Deutschland. Der graue Bereich ist die Residual-Last bei 70 GWp PV («Konventionell»). Die horizontale blaue Linie zeigt die Leistung der Grundlastkraftwerke mit einer angenommenen summierten Leistung von 35 GW.

raum von ca. 21 auf 30 GWp PV. *Bild 1* zeigt den Verlauf der Stromnachfrage (oberste Linie) und davon abgezogen die PV-Leistung während sieben Tagen im August 2012.

Die Residuallast nach Abzug der Produktion durch die 30 GWp PV von der momentanen Stromnachfrage (Last) verläuft oberhalb des roten Bereichs (braune Linie: Last – 30 GW PV). Der Tagesverlauf der Residuallast ist momentan ziemlich flach – die Mittagsspitze ist durch die PV abgehobelt. Dieser Effekt tritt bei 30 GWp zwischen März und Oktober auf. Im Winter ist die Einstrahlung in Deutschland zu gering.

Sechs der sieben abgebildeten Tage sind eher sonnig. An einigen Tagen wurden rund 20 GW PV-Leistung erreicht, was rund 67% der installierten PV-Leistung entspricht. Der Maximalwert liegt bei rund 70% der installierten Leistung. Dieser Wert wird zwischen Mai und August relativ selten erreicht (dazu muss Deutschland vollkommen wolkenlos sein).

In den Jahren 2010–12 wurden pro Jahr ca. 7 GWp PV in Deutschland installiert. Für die nächsten Jahre wird mit 3–6 GWp pro Jahr gerechnet. 52 GWp sollten gemäss Regierung 2020 erreicht werden (beim heutigen Wachstum bereits 2015). Für die Energiewende sind zwischen 70–200 GWp PV (12–25% der Produktion) in Deutschland notwendig. Ab 70 GW PV wird es regelmässig vorkommen, dass die PV die gesamte Last abdeckt.

3. Veränderung der kurzfristigen Variabilität

Es wurden zwei Indizes für die Variabilität des Lastverlaufs berechnet. Diese basieren auf dem Lastverlauf von dem die PV-Leistung abgezogen wird (Residual-Lastverlauf).

1. Absoluter Unterschied zwischen höchstem Residual-Lastverlauf und tiefstem Residual-Lastverlauf innerhalb einer Woche.
2. Maximale Differenz zwischen zwei aufeinander folgenden Stundenwerten des Residual-Lastverlaufs während einer Woche.

Die Idee hinter beiden Indizes ist, dass die Speicher- und insbesondere die Pumpspeicherkraftwerke am besten auf die raschen und grossen Änderungen reagieren können (im Gegensatz zu Kohle- oder Atomkraftwerke, deren Reaktionszeiten viel länger sind und die kaum reguliert werden können). Je grösser und schneller die Änderungen, desto mehr werden (Pump-) Speicherkraftwerke benötigt.

Die *Bilder 2* und *3* zeigen den Verlauf der beiden Indizes in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung. Ebenfalls zeigen die *Bilder 2* und *3* klar auf, dass bei 30 GWp PV – der momentan in Deutschland installierten Leistung – die Differenzen am kleinsten sind und deshalb am wenigsten Ausgleichsleistung benötigt wird.

Die Speicherkraftwerke werden somit in Zukunft wieder stärker nachgefragt. Der Ausgleichsbedarf wird in den nächsten 5–10 Jahren wieder auf die vor 2010 üblichen Werte und danach auf höhere Werte steigen. Je mehr PV in den nächsten Jahren installiert wird, desto schneller steigt der Bedarf wieder an. Der schlechteste Fall tritt ein, wenn das deutsche Einspeisegesetz (EEG) für die Photovoltaik 2013 vollständig gebremst würde (was aber wenig wahrscheinlich ist).

Diese Studie stützt sich auf die deutschen EEX-Kurse und den deutschen PV-Markt, da diese für die Preisbildung in Westeuropa am wichtigsten sind. Die hier nicht berücksichtigten PV-Zubauraten in Österreich und Italien sind aber ebenfalls hoch und werden die Nachfrage nach variabler Stromproduktion zusätzlich verstärken.

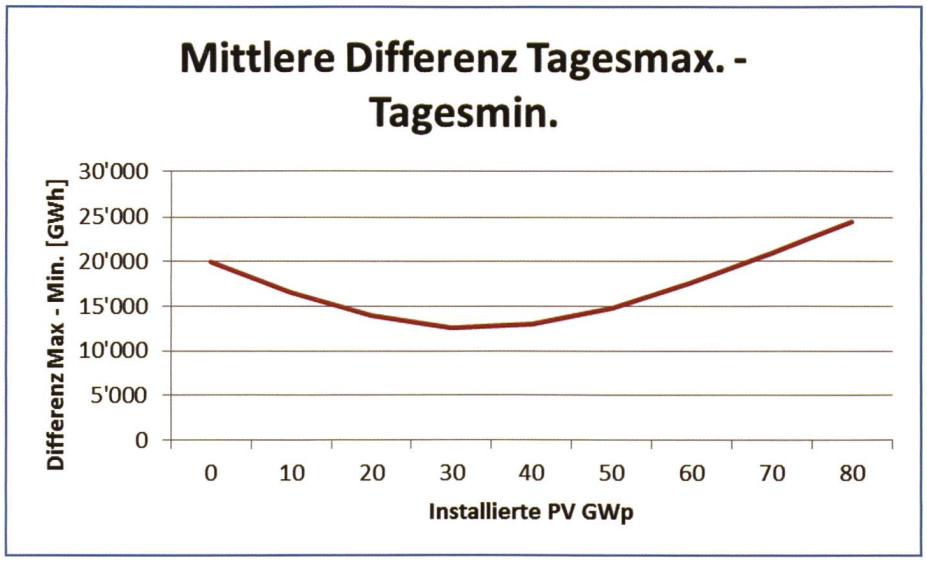

Bild 2. Differenz zwischen Maximum und Minimum der Nettolast in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung (analysiert für ganzes Jahr).

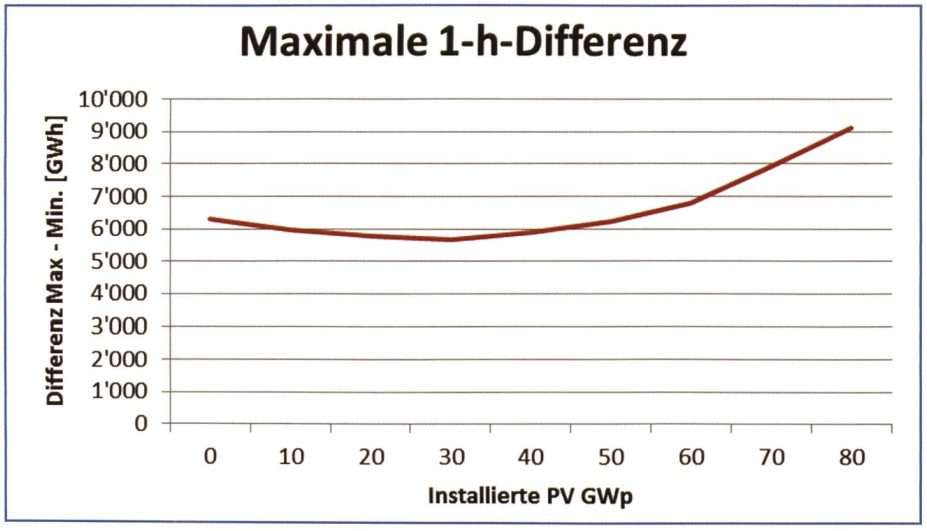

Bild 3. Maximale Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stundenwerten in Abhängigkeit der installierten PV (analysiert für ganzes Jahr).

4. Finanzielle Auswirkungen auf Grundlastkraftwerke

Momentan setzt sich der Grundlastkraftwerkspark in Deutschland folgendermassen zusammen:

- AKW: 12 GW
- Braunkohle: 20 GW
- Steinkohle: 21 GW

Die gesamte Summe beträgt damit rund 53 GW. Die Summe des Zubaus der Kohlekraftwerke bis 2015 beträgt zudem rund 8 GW. Rund 3 GW werden voraussichtlich still gelegt. Die Summe der Kohlekraftwerke beträgt damit ab 2022 (beschlossener Ausstieg aus Atomkraft) 46 GW. Zieht man davon noch Revisionszeiten

und einen Anteil für flexiblere Steinkohle-Kraftwerke ab (25%) so erhält man eine minimale Leistung von 35 GW. Wir gehen im Weiteren von dieser Grösse aus.

Folgendes zugegebenermassen stark vereinfachtes Modell wurde verwendet, um den Einfluss der PV auf die Grundlastkraftwerke zu berechnen: Die Grundlast entspricht dem mittleren tägliche Minima der Residuallast pro Woche. Der Wind wurde konstant belassen, um nur den Einfluss der PV zu berechnen. Wie weiter unten gezeigt wird, verschlechtert die zusätzliche Erhöhung der Windeinspeisung die Situation der Grundlastkraftwerke weiter.

Dieser wöchentliche Grundlastleistungswert wird in Beziehung zu den 35 GW gesetzt und damit ein Anteil der möglichen Volllaststunden berechnet. In *Bild 1* (Augustwoche) würde die konstante Residuallast bei 30 GWp PV bei 33 GW liegen und bei 70 GW PV bei rund 15 GW liegen. Die Volllaststunden würden damit in der Augustwoche von 95 auf 42% sinken. *Bild 4* zeigt den Anteil der Volllaststunden (während des ganzen Jahres) der 35 GW Grundlastkraftwerke in Abhängigkeit zur installierten PV-Leistung.

Bild 5 zeigt den Zusammenhang zwischen der PV und den Grundlastkraftwerken noch deutlicher. Hier wurde die Verringerung der Volllaststunden in Geldwerte umgerechnet, indem die nicht produzierbare Energiemenge mit einem Grundlaststrompreis von 0.04 E/kWh multipliziert wurde.

Bis 50 GWp PV ist die Verringerung der Volllaststunden und damit des Ertrags noch relativ flach. Ab 50 GWp nimmt der Verlust rapide zu. Bei 80 GWp PV betragen diese rund vier Mrd. EUR pro Jahr. Jedes zusätzliche GW PV wird die Betreiber von Grundlastkraftwerken damit rund 90 Mio. EUR/Jahr kosten. Bei den heute vorhandenen 30 GWp PV führt jedes weitere GWp PV zu Mindereinnahmen von rund 45 Mio. EUR pro Jahr. Die starke Opposition der deutschen Grundlastkraftwerkbetreiber gegen die PV wird damit aus finanzieller Sicht nachvollziehbar. Der Merit-Order Effekt an der Strombörse dürfte diese Tendenz zudem eher noch verstärken. Bei gleichzeitigem gleich starkem Wachstum der Windinstallation erhöhen sich die Mindereinnahmen pro GW PV auf 180 Mio. EUR (oberhalb 50 GWp PV).

Falls die Erträge wie gezeigt zurückgehen, ist davon auszugehen, dass weitere Grundlastkraftwerke abgestellt werden (neben den AKW, die bis spätestens 2022 abgestellt werden sollen).

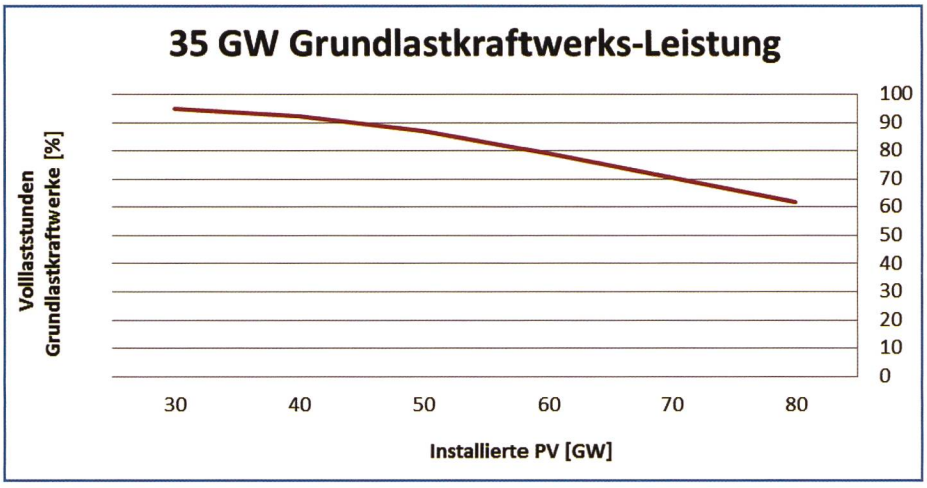

Bild 4. Anteil Stunden eines Jahres, während dem Strom von Grundlastkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 35 GW benötigt wird, in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung.

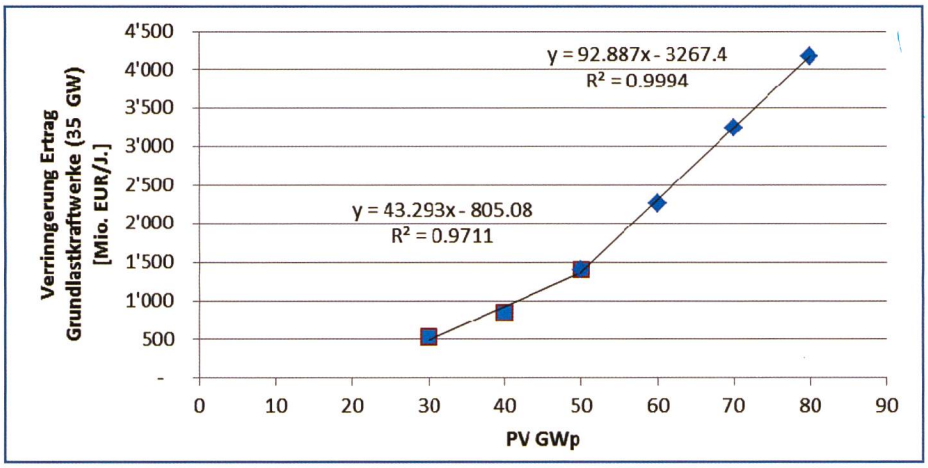

Bild 5. Verringerung des Ertrags von Grundlastkraftwerken (mit summierter Leistung von 35 GW) in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung.

5. Finanzielle Auswirkungen auf Spitzenlastkraftwerke

Unter der Annahme, dass der «spread» (Differenz zwischen Spitzenstrom- und Tiefstrompreis) proportional zum Unterschied zwischen Tagesmaximum und -Minimum der Tageslast ist (was sich ebenfalls zeigen lässt), so wären mit dem Variabilitäts-Index, der auf der Differenz zwischen Tagesmaximum und -minimum beruht, zusätzliche 35 GWp PV-Strom nötig (Total: 65 GWp), um wieder gleich hohe Erträge aus der Lieferung von Spitzenstrom zu erreichen *(Bild 2)*. Diese werden je nach Ausbautempo in 5–10 Jahren erreicht werden. Beim zweiten Variabilitätsindex basierend auf der maximalen 1-Stundendifferenz wird der Gleichstand bereits bei 50 GW erreicht.

Es ist zudem wahrscheinlich, dass während den tiefen Lasttälern (der Residuallast) der Preis an der Strombörse sehr tief wenn nicht sogar negativ sein wird (der Strompreis hängt durch die Merit-Order Regel von den Grenzkosten der noch in Europa verbleibenden AKWs und Kohlekraftwerken ab). Der Strompreis während der höchsten Nachfrage der Residuallast wird wahrscheinlich durch Gaskraftwerke definiert. Falls die Pumpspeicherwerke günstigeren Strom als diese liefern können, werden diese im Markt bestehen, was nach heutigen Preisniveaus der Fall ist.

Physikalisch werden Stromspeichersysteme ab 5–10% Anteil PV-Strom am Jahresbedarf benötigt. Dies ist der Fall, wenn die Produktion der Erneuerbaren zeitweise die Last übersteigt. Bei einer auf erneuerbaren Energieträgern basierten Stromversorgung ist dies unumgänglich. Die Anteile werden in Europa mit recht grosser Wahrscheinlichkeit in den nächsten Jahren erreicht und überschritten werden (Deutschland hat bereits rund 5%). Dass die Pumpspeicherung momentan und auf einige Zeit hinaus das mit Abstand günstigste Kurzzeit-Speichersystem darstellt, ist ein weiterer Grund dafür, dass diese in Zukunft rentabel sein werden. Pumpspeicherkraftwerke werden damit nicht nur als Regelenergielieferant eingesetzt werden, sondern auch als phy-

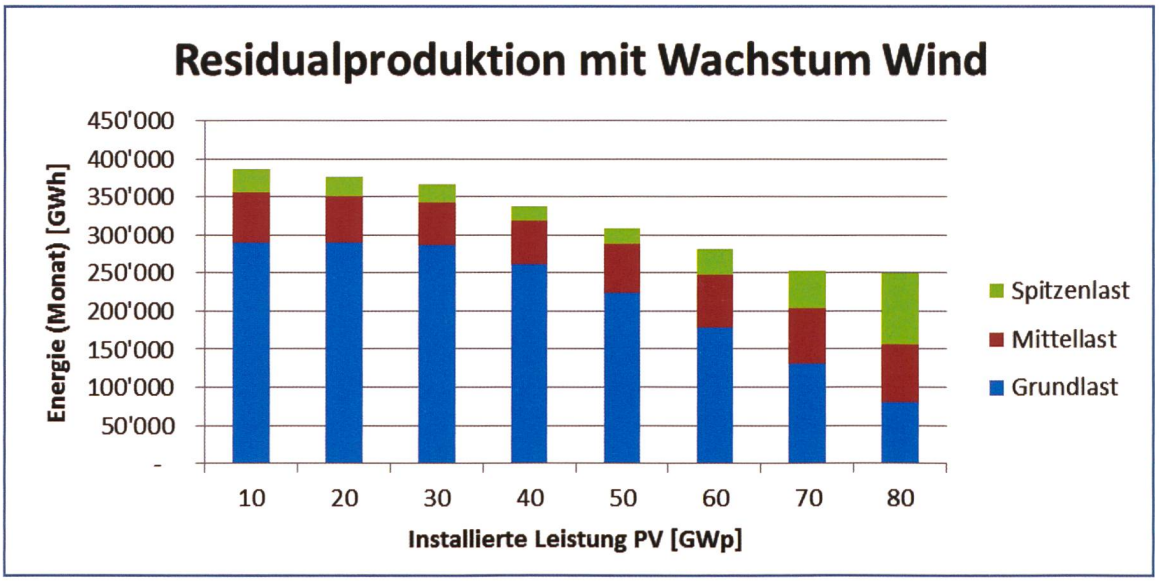

Bild 6. Aufteilung der Residuallast in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung bei gleich starkem Ausbau der Windenergie.

sikalischer notwendiger Speicher benötigt. Auch unter dem Gesichtspunkt des in der Schweiz und den Nachbarländern benötigten mittelfristigen Ausgleichsbedarfs, sowohl bei nachhaltigen Szenarien (mit 100% Erneuerbaren, Energiestrategie 2050 der Grünen) als auch bei Szenarien des Bundesrats (Energiestrategie 2050), ist der Ausbau der Pumpspeicherung sinnvoll. *Bild 6* zeigt die benötigte Residuallast und deren Aufteilung in Grund-, Mittel - und Spitzenlast bei einem gleich starken Ausbau der Windinstallation.

Der Bedarf an Grundlastproduktion sinkt bei dieser (realitätsnahen) Annahme besonders stark ab. Der Bedarf an Mittellastproduktion bleibt in etwa konstant während die Spitzenlastproduktion ab 50 GW PV stark steigt.

Der zukünftige Ertrag der (Schweizer) Pumpspeicherkraftwerke wird von vielen Faktoren abhängen, die schwierig zu beziffern sind. Zentral sind sicher die wirtschaftliche Entwicklung Europas, das Mass der Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt und nicht zuletzt das Verhältnis vom Schweizerfranken zum Euro. Der zukünftige Zubau der PV wird aber gemäss dieser Untersuchung die Ertragsmöglichkeiten der Speicherkraftwerke nicht weiter schmälern sondern erhöhen. Es zeigt sich auch hier: Speicherkraftwerke und Photovoltaik bilden das «dream team» für die erneuerbare Energieversorgung der Schweiz und Europas.

Referenzen

I EEX Strombörse: http://www.transparency.eex.com/de/

II www.sma.de

III Bundesnetzagentur: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_Basepage.html

IV Hintergrundbericht zur Energiestrategie 2050 der Grünen, Bild 11: http://www.gruene.ch/web/gruene/de/news/energiestrategie.html

V Fraunhofer ISE: 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf

VI Mittellast bezeichnet den über die Grundlast hinausgehenden Strombedarf, abgesehen von kurzen Leistungsspitzen, starken Leistungsanstiegen oder unvorhergesehenem Strombedarf. In dieser Studie wurde von einer maximalen Leistungsänderung der Mittellast von 2.5 GW pro Stunde ausgegangen.

VII Energiestrategie 2050 des Bundesrats (www.energiestrategie2050.ch)

Anschrift des Verfassers
Jan Remund, dipl. Natw. ETH
Fachverantwortlicher Sonnenenergie Meteotest, CH-3012 Bern, Tel. +41 (0)31 307 26 26
jan.reumund@meteotest.ch

Hydraulische Lösungen - alles aus einer Hand

Besuchen Sie uns am Stand C03/1 in der Halle 21 MDA

HANNOVER MESSE 8.-12. APRIL 2013

Planen - entwickeln - produzieren

Als innovatives Schweizer Traditionsunternehmen sind wir spezialisiert auf hydraulische Steuerungs- und Antriebstechnik. Ob grosse, komplexe Herausforderungen oder Einzelkomponenten: Jeder Auftrag ist für uns der Wichtigste.

Bei Fragen, Anliegen oder Projekten freut es uns, für Sie da zu sein.

Oelhydraulik Hagenbuch AG, Rischring 1, CH-6030 Ebikon, Tel. +41 (0)41 444 12 00, Fax +41 (0)41 444 12 01
ohe@hagenbuch.ch, www.hagenbuch.ch, www.hydraulikshop.ch

OHE Oelhydraulik Hagenbuch AG