

Schlüsselkomponente für die Energiewende

Autor(en): **Linder, Stefan**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Tec21**

Band (Jahr): **138 (2012)**

Heft 38: **Strom speichern**

PDF erstellt am: **25.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-309275>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

SCHLÜSSELKOMPONENTE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Im Zuge der Energiewende werden sich die technischen Rahmenbedingungen der Elektrizitätsversorgung grundlegend verändern. Der geplante Ersatz der Kernenergie verlangt einen starken Ausbau der erneuerbaren Energiequellen, insbesondere von Wind- und Sonnenenergie. Je höher deren Anteil wird, umso wichtiger werden Energiespeicher, um ihre stark schwankende Stromproduktion möglichst vollständig nutzen zu können.

Titelbild

Der Batteriespeicher, den die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) im März 2012 in Betrieb genommen haben, enthält rund 10 000 Lithium-Ionen-Zellen, die insgesamt bis zu 500 kWh speichern können (Foto: Hannes Henz)

Gemäss einer Studie der ETH könnten in der Schweiz bis 2050 10 bis 20 TWh pro Jahr mittels Fotovoltaik und 2 bis 4 TWh mittels Windturbinen erzeugt werden.¹ Falls der Schweizer Strombedarf nicht weiter ansteigt, könnten diese beiden Quellen demnach bis zu 30 % davon decken. Die Energiestrategie 2050 des Bundesrats sieht ähnliche Anteile vor, nämlich den Zubau von 10.4 TWh aus Fotovoltaik sowie 4 TWh aus Windturbinen bis 2050.²

WIE BERECHENBAR IST DIE EINSPEISUNG AUS WIND UND SONNE?

Wind und Sonne sind Energiequellen, deren Einspeisung systematischen und stochastischen Schwankungen unterliegt. Dabei ist die Einspeisung des in Windturbinen erzeugten Stroms hauptsächlich von der aktuellen Wettersituation abhängig, d.h., der Ertragsverlauf ist mittelfristig nur schwer planbar. Langzeitstatistiken in Dänemark zeigen, dass sich der mit 80 % Sicherheit erreichte Monatsertrag im Band von ca. 70 bis 130 % des langfristigen Erwartungswertes bewegt.³ Die einzige stark systematische Komponente beim Wind liegt im Jahresverlauf: Während der Wintermonate liefert Wind in Europa statistisch einen etwa 50 % höheren Ertrag als in den Sommermonaten.

Die Einspeisung von photovoltaisch erzeugtem Strom (PV) zeigt im Vergleich zum Wind viel stärkere systematische Komponenten. Sie ist prinzipiell durch den Sonnengang sehr gut berechenbar, wird jedoch durch das Wetter verschlechtert. Die Streuung des monatlichen Ertrages ist im langfristigen Vergleich geringer als beim Wind; der mit 80 % Sicherheit erreichte Monatsertrag liegt im Band von ca. 85 bis 115 % des langfristigen Erwartungswertes. Ungefähr 70 % der jährlichen PV-Produktion fallen auf das Sommerhalbjahr.

Weiter ist der Kapazitätsfaktor eine wichtige Grösse. Dieser beschreibt, wie gross die im langfristigen Mittel gelieferte Leistung im Verhältnis zur maximal möglichen Leistung (auch Spitzenleistung oder installierte Leistung genannt) ist. Ein geringer Kapazitätsfaktor bedeutet, dass man für eine vergleichsweise kleine mittlere Leistung eine wesentlich höhere Leistung installieren muss. Die Folge ist, dass sehr hohe Spitzenleistungen erreicht werden können, was für die Integration problematisch ist. Einerseits werden dadurch die Netze stark belastet, und andererseits kann ein starkes Ungleichgewicht zwischen Energieerzeugung und Konsum entstehen.

Bei der Fotovoltaik liegt der Kapazitätsfaktor in unseren Breitengraden bei rund 10 %. Dies bedeutet, dass beispielsweise bei einer mittleren jährlichen Erzeugung von 100 MW bei Spitzenleistung in sommerlichen Mittagsstunden bis zu 1 GW erzeugt werden kann. Der Kapazitätsfaktor bei Windturbinen ist an den Küsten am höchsten, wo 30 % überschritten werden können. Offshore-Anlagen erreichen etwa bis zu 43%.⁴ Allgemein sinkt der Kapazitätsfaktor mit der Entfernung zu den Küsten. Der Mont Crosin, der an privilegierter Windlage errichtete grösste Windpark der Schweiz, erreichte im Jahr 2011 einen Kapazitätsfaktor von knapp 19%.⁵ Bei konsequentem Ausbau der Windenergie in der Schweiz dürfte der ge-

HEFTREIHE ENERGIEWENDE FOTOS VON HANNES HENZ

Energie ist ein Topthema des SIA. Die Art und Weise, wie Energie bereitgestellt und wie sie genutzt wird, hat einschneidende Folgen für Gesellschaft und Umwelt. TEC21 widmet dem Thema dieses Jahr unter dem Titel «Energiewende» eine Serie von Nummern (vgl. 7/2012, 12/2012, 15-16/2012, 25/2012, 29-30/2012). Sie beschäftigen sich mit technischen, gestalterischen, sozialen, ökonomischen, ökologischen und raumplanerischen Aspekten des Umgangs mit Energie. Dabei geht es um nachhaltige Energieversorgung und die dafür nötige Infrastruktur, aber auch um die Suche nach nachhaltigen Lebensstilen.

Der Fotograf Hannes Henz begleitet die Reihe mit eigenständigen Bildbeiträgen. Für die vorliegende Nummer hat er Energiespeicher im Kanton Zürich fotografiert.

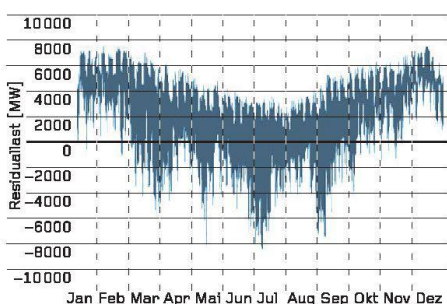
Die Beiträge der Heftreihe «Energiewende» stehen auch in einem Dossier auf espa2ium.ch zur Verfügung.



01

01 Übersteigt die Produktion aus Wind- und PV-Anlagen den Bedarf, kann der Strom zukünftig auch zur Herstellung von Wasserstoff oder Methan genutzt werden, das dann im vorhandenen Erdgasnetz gespeichert werden kann. Die Technologie ist jedoch noch im Entwicklungsstadium (vgl. Artikel S. 24). Im Bild ein Erdgas-Röhrenspeicher, den Erdgas Zürich derzeit in Urdorf ZH baut (Foto: Hannes Henz)

02 Bei einem 30%igen Anteil an Wind- und Sonnenenergie schwankt die Residuallast – die Differenz zwischen dem momentanen Stromverbrauch und der momentanen Stromproduktion – in einem breiten Band. (Grafik: Autor)



02

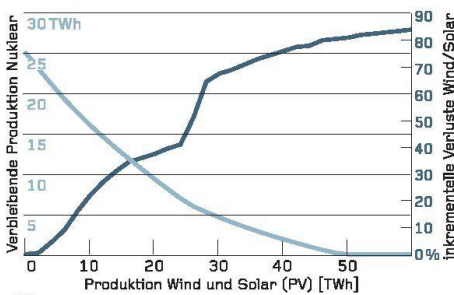
samte Kapazitätsfaktor voraussichtlich unter 15% liegen, da auch schlechter geeignete Standorte genutzt werden müssten.

AUSWIRKUNGEN EINES HOHEN WIND- UND SOLARANTEILS

Der gesamte Elektrizitätsverbrauch der Schweiz beträgt heute 60 TWh pro Jahr. Zur Berechnung der Auswirkungen eines hohen Wind- und Solaranteils wurde vom Autor angenommen, dass gesamthaft 30% bzw. 18 TWh aus diesen zwei Quellen erzeugt werden, wobei entsprechend der zitierten ETH-Studie die Fotovoltaik 80% (14.4 TWh) und Windturbinen 20% (3.6 TWh) beitragen sollen. Weiter wurde angenommen, dass Laufwasserkraftwerke 16 TWh, verbleibende Kernkraftwerke oder neue Grundlast-Kraftwerke 7 TWh (heute 25 TWh) und Wasserkraft-Speicherwerke 19 TWh beisteuern.

Abbildung 2 zeigt, wie sich diese Annahmen auf das Verhältnis von Stromproduktion zu Stromverbrauch in der Schweiz auswirken. Dargestellt ist der Jahresverlauf der sogenannten Residuallast. Die Residuallast ist die Differenz zwischen dem momentanen Stromverbrauch und der momentanen Stromproduktion der nicht regelbaren Kraftwerke. In der Schweiz sind dies die Kernkraftwerke, die Laufkraftwerke sowie die Wind- und Solaranlagen. Aus Abbildung 2 ist zu erkennen, dass die Residuallast bei einem 30%igen Anteil an Wind und Solarenergie in einem breiten Leistungsband rasch hin- und herspringen wird. Positive Werte bedeuten, dass der Verbrauch höher ist als die Produktion der nicht regelbaren Kraftwerke. Diese Differenz muss durch regelbare Kraftwerke aufgebracht werden. In der Schweiz sind dies heute fast ausschliesslich die Wasserkraft-Speicherwerke (z. B. Grande Dixence und Grimsel). Weiter ist ersichtlich, dass – vor allem in den Sommermonaten – häufig eine negative Residuallast auftritt, d.h., es wird gesamthaft zu viel Elektrizität produziert.

Die beobachteten Effekte sind eine direkte Folge der niedrigen Kapazitätsfaktoren der Wind- und Solaranlagen sowie der Konzentration der Erzeugung aus Fotovoltaik während der Sommermonate. Um jährlich 14.4 TWh aus Fotovoltaik zu erzeugen, muss bei einem Kapazitätsfaktor von 10% eine PV-Leistung von etwa 16 GW installiert werden. An schönen Sommertagen können folglich Einspeisespitzen aus PV auftreten, die bis zu doppelt so gross sind wie die Gesamtlast der Schweiz (im Sommer maximal etwa 8–9 GW).



03

03 Erforderliche Menge an Wind- und Solar-energie für den Ersatz der Kernenergie (hellblaue Kurve) unter der Voraussetzung, dass keine Speicherung und kein internationaler Energieaustausch stattfinden. Die dunkelblaue Kurve zeigt den Anteil der Wind- und Solarenergie, der nicht direkt genutzt werden kann

04 Um die Netze nicht durch weite Transporte vom Ort der Produktion zum Speicher und zurück zum Verbraucher zu belasten und die damit verbundenen Energieverluste zu vermeiden, ist die lokale Speicherung am Einspeisepunkt empfehlenswert (s. Kasten). Je nach erforderlicher Kapazität kommen dafür neben Pumpspeichern auch Batterien, elektrothermische (ETES) oder Druckluftspeicher (CAES) infrage, an deren Weiterentwicklung Industrie und Forschung intensiv arbeiten

05 Notwendige Speicherkapazität in Abhängigkeit vom Anteil an Wind- und Sonnenenergie in der Schweiz, wenn maximal 5% der Produktion verloren gehen sollen (alle Grafiken: Autor)

PLATZIERUNG DER SPEICHER

Bei der Frage nach der bestmöglichen Platzierung der Speicher gilt grundsätzlich das Prinzip, dass die Speicherung am besten dort erfolgt, wo die Energie eingespeisen wird. Dies lässt sich am Beispiel der Fotovoltaik illustrieren: 80% der Fotovoltaik werden erfahrungsgemäss im Niederspannungsnetz (400V) installiert. Wenn diese Energie in Pumpspeicherwerken zwischengespeichert werden soll, muss sie über alle Verteilnetzebenen und das Übertragungsnetz zu den Pumpspeicherwerken transportiert werden. Dies belastet die Netze, und zudem fallen gesamthaft im Netz und im Speicherwerk Energieverluste von etwa einem Drittel an. Mittels lokaler Speicherung im Niederspannungsnetz werden die Netze geschont, und durch Batteriesysteme lassen sich die Verluste auf etwa 15% begrenzen (Abb. 4).

Das begrenzte Potenzial der Pumpspeicherwerke und die Vorteile der lokalen Energiespeicherung am Einspeisepunkt erklären die Bemühungen der Industrie, neben Pumpspeicherwerken auch weitere Lösungen zu entwickeln (vgl. Artikel S. 24).

INTEGRATION VON ÜBERSCHÜSSIGER WIND- UND SOLARENERGIE

Eine statistische Auswertung von Abbildung 2 ergibt, dass ca. 30% der gesamten Wind- und Solarenergie als momentane Überproduktion auftreten, also als negative Residuallast. Nur 70% der produzierten Wind- und Solarenergie können direkt verwendet werden. Prinzipiell kann dieses Problem gelöst werden, indem zu Spitzenzeiten PV-Anlagen vom Netz genommen bzw. die Leistung von Windanlagen gedrosselt wird. Dadurch geht jedoch viel Potenzial ungenutzt verloren. Abbildung 3 zeigt, dass sich das Problem bei wachsender Installation von Wind- und PV-Anlagen vergrössert. Sie zeigt auf der x-Achse, wie viel PV- und Windenergie installiert werden müsste, um welchen Anteil der Kernenergie direkt ersetzen zu können. Für einen vollständigen Ersatz der KKW (25 TWh) bräuchte es demnach 50 TWh Wind- und Solarenergie, d.h., 50% der erneuerbaren Energie wären momentane Überproduktion. Auf der rechten Achse der Grafik ist dargestellt, wie gross der nicht direkt nutzbare Anteil eines zusätzlichen Wind- und PV-Zubaus wäre. Daraus ist beispielsweise zu erkennen, dass die 50. installierte TWh nur noch zu 20% direkt genutzt werden könnte.

Aus diesen Berechnungen wird klar, dass die Energiewende Massnahmen zur Integration von Überproduktion an Wind- und Solarenergie verlangt. Ohne diese müsste eine überproportional grosse Menge von Erzeugungsanlagen gebaut werden, und es wäre unmöglich, einen weiter steigenden Elektrizitätsbedarf aus diesen Quellen befriedigen zu können.

Der Bau von weiteren konventionellen Kraftwerken wäre daher kaum vermeidbar.

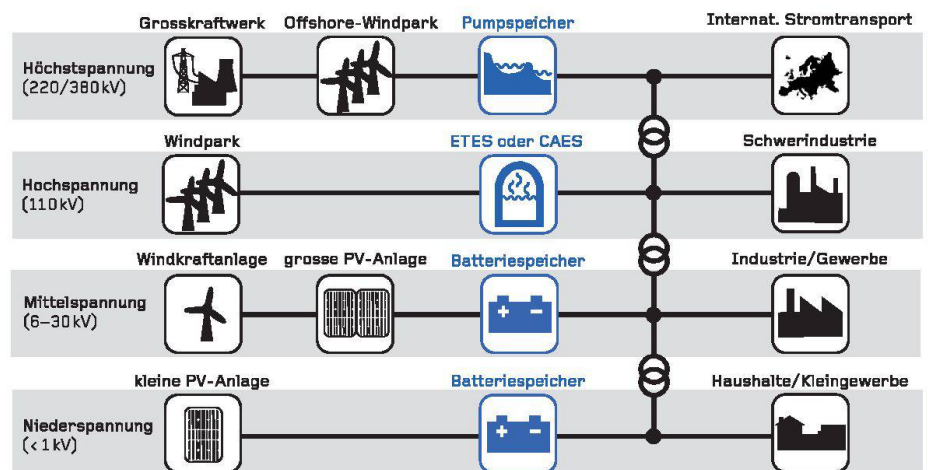
Zur Integration von überschüssiger Produktion stehen prinzipiell drei Möglichkeiten zur Verfügung:

1. Beeinflussung des Verbrauches (sog. Demand Side Management [DMS], vgl. TEC21 12/2011)
2. Speicherung
3. Grossräumige Verschiebung der Energie via Übertragungsnetze in Regionen mit momentanem Produktionsdefizit

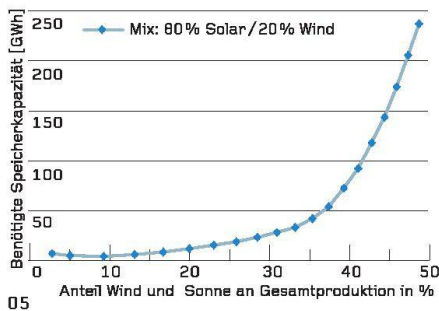
Studien haben gezeigt, dass DMS ein untergeordnetes Potenzial hat.⁶ Im Folgenden soll gezeigt werden, was die Speicherung leisten kann und wann die Grenze überschritten wird, bei der ein grossräumiger Energieaustausch zur Integration von überschüssiger Produktion mithelfen muss.

NOTWENDIGE SPEICHERKAPAZITÄT UND SPEICHERLEISTUNG

Aus der Simulation der residualen Last (Abb. 2) kann ermittelt werden, welche Speicherkapazitäten und Speicherleistungen notwendig sind, um die Überproduktion verwendbar zu machen. Abbildung 5 zeigt die notwendige Speicherkapazität als Funktion des Anteils



04



von Wind-/Solarenergie in der Schweiz. Die Grafik wurde berechnet unter der Vorgabe, dass 95 % der gesamten Produktion von Wind- und Solarenergie in das Netz integriert werden sollen, d.h., dass maximal 5 % der Produktion «verloren» gehen, also zurückgeregelt oder bei vorhandener Transportkapazität in andere Netze exportiert werden müssen. Die Festlegung eines ökonomisch sinnvollen Integrationsziels bedarf ausführlicher Berechnungen mit Annahmen, die den Rahmen dieses Artikels sprengen würden. Es zeigt sich jedoch, dass eine 95 %-Integration bei sich nicht wesentlich nach oben bewegendem Energiepreisen ökonomisch kaum zu rechtfertigen ist.

Abbildung 5 zeigt einige interessante Zusammenhänge:

- Der Speicherbedarf nimmt mit steigendem Anteil an Wind- und Solarenergie zunächst ab. Dieses Resultat ist leicht zu erklären aus der Tatsache, dass die Fotovoltaik dann Energie erzeugt, wenn der Verbrauch am höchsten ist, d.h. während der Haupttageszeit. Fotovoltaik produziert also grundsätzlich «bedarfsgerecht».
- Sobald der Anteil von Wind und PV ca. 10 % der Gesamtproduktion überschreitet, beginnt der Speicherbedarf rasch anzuwachsen. Die Erklärung liegt bei den niedrigen Kapazitätsfaktoren. Mit einem Anteil von 10 % an der Energieproduktion und einem Kapazitätsfaktor von 10 % kann zu Spitzenzeiten bereits annähernd der gesamte Bedarf durch Wind und Sonne gedeckt werden, es wird also zeitweise eine deutliche Überproduktion auftreten.
- Ab einem Wind- und PV-Anteil von 35 % steigt die Speicherkurve steiler an. Eine detaillierte Analyse der Daten zeigt, dass unterhalb von 35 % vor allem Tag-Nacht-Zyklen durch Speicher ausgeglichen werden, d.h., dass die Überproduktion während des Tages in der folgenden Nacht verwendet werden kann. Oberhalb 35 % Wind- und PV-Penetration wird in den Sommermonaten aber gesamthaft zu viel Energie produziert, die langfristig gespeichert werden muss. Dies bedarf entsprechend hoher Speicherkapazitäten.

Bei einem 30 %igen Anteil von Wind- und PV-Energie benötigt die Schweiz eine Speicherkapazität von ca. 25 GWh. Die bestehenden plus die sich im Bau befindlichen und konkret geplanten Pumpspeicherwerke der Schweiz können diesen Bedarf problemlos erbringen. Das Hauptproblem ist indes die notwendige Speicherleistung, um die grossen Spitzen aufnehmen zu können. Um die maximale negative Residuallast aufnehmen zu können, sind gegen 10 GW Pumpleistung erforderlich. Derzeit verfügt die Schweiz über eine Pumpenleistung von ca. 1.6 GW, zusätzliche 3.7 GW befinden sich im Bau oder in der konkreten Planung.⁷ Die Anforderung überschreitet also das absehbare Angebot an Pumpenleistung, was verdeutlicht, dass der Integrationsgrad von Wind und Sonne massgebend durch die verfügbare Speicherleistung begrenzt sein wird.

Anmerkungen

1 G. Andersson, K. Boulouchos, L. Bretschger: Energiezukunft Schweiz. ETH Zürich, November 2011

2 P. Previdoli: Energiestrategie 2050. Bundesamt für Energie, Mai 2012

3 P. Nilsen: New Danish Wind Energy Index Calculation. EMD Aalborg, March 2004

4 N. Bocard: Capacity Factor of Wind Power Realized Values vs Estimates. In: Energy Policy 37, 2009, pp. 2679–2688

5 www.wind-data.ch/wka/wka.php?wka=MTC

6 Deutsche Energie Agentur (dena): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. November 2010

7 A. Stettler: Projekte für Pumpspeicherwerke. Die neue Batterie für Europa. VGB PowerTech e.V., Ausgabe PT 05, 2012

8 O. Feix, R. Obermann, M. Hermann, S. Zeltner: Netzentwicklungsplan Strom 2012. Eine gemeinsame Publikation der Deutschen Transportnetzbetreiber im Auftrag der Bundesnetzagentur, Mai 2012

SPEICHER SIND NOCH ZU TEUER

Die Hauptherausforderung aller Speichersysteme liegt in der Ökonomie. Speicherung ist im Vergleich zur konventionellen Produktion relativ teuer, d.h., aus der Preisdifferenz zwischen Ankauf und Verkauf der Energie lassen sich die Speicherkosten (Abschreibung, Verluste, und Betriebskosten) derzeit oft nicht decken. Kostenreduktionen bei den Speichertechnologien und der Trend zu grösseren Schwankungen der Energiepreise werden die Investitionsanreize in Speichersysteme jedoch bereits in näherer Zukunft zweifelsfrei stark erhöhen. Bei einem sehr hohen Anteil von Wind- und Sonnenenergie wird es jedoch auch dann nicht mehr gelingen, die notwendigen Speicherkapazitäten zur Verfügung zu stellen. Daher wird der internationale Energieaustausch eine immer grössere Bedeutung erlangen, um Produktionsüberschüsse und -defizite grossräumig (kontinental und auch interkontinental) ausgleichen zu können. Die Energiewende verlangt deshalb auch den starken Ausbau der Transportnetze. Der aktuelle deutsche Netzentwicklungsplan zeigt beispielhaft die zu erwartenden Grössenordnungen des Ausbaubedarfs: rund 20 Mrd. Euro müssen gemäss dem Leitszenario in den nächsten zehn Jahren in Deutschland in den Neubau von 3800 km Höchstspannungsleitungen und die Optimierung des bestehenden Netzes investiert werden.⁸

Dr. Stefan Linder, dipl. El.-Ing ETH, Leiter Smart Grids bei ABB Schweiz, stefan.linder@ch.abb.com