



Aktionskreis Energie und Naturschutz e.V.

<https://www.energie-naturschutz.de>

Frankfurt am Main

23.03.2024

Energiespeicherung

Autor:

Dipl.-Ing. Frank Hennig

Der Aktionskreis Energie & Naturschutz e.V. (AKEN) möchte mit der vorliegenden Publikation allen Interessierten Mitbürgern umfassende, faktenbasierte Informationen an die Hand geben.

1) Einführung

2) Erfordernis der Energiespeicherung

3) Wärmespeicher

4) Stromspeicher

3.1. Thermische Speicher

3.2. Chemische Speicher

3.2.1 Batteriespeicher

3.2.2. Wasserstoff

3.3. Elektrische Speicher

3.4. Mechanische Speicher

3.5. Virtuelle Speicher

5) Fazit

1. Einführung

Mehrere Bundesregierungen verfolgten und verfolgen das Ziel einer „Dekarbonisierung“ der Energiewirtschaft. 2045 wurde als Zieljahr definiert, dann sollen keine fossilen Energierohstoffe mehr für die Produktion von Strom, Wärme und Mobilität eingesetzt werden. In bewährter Weise versucht man, ein EU-Ziel (hier 2050) zu übertreffen bzw. zu unterbieten, obwohl Deutschland auf Grund der geographischen Lage und seiner Oberfläche kein gutes Angebot an Naturenergie aufweist und (noch) ein Industrieland mit hohem Energiebedarf ist.

Die Aufkommen an nutzbarer Wasserkraft und wirtschaftlich nutzbarer Geothermie sind übersichtlich, die Erzeugung von Biomasse zur Energiegewinnung ist in unserem dichtbesiedelten Land ist ebenso limitiert. Grund ist vor allem die Flächenkonkurrenz mit der Lebensmittelproduktion, der PV-Freiflächenausweisung, der geplanten Wiedervernässung von Mooren und dem Baubedarf für Wohnen und Gewerbe. Geringe Anteile an Energie liefert auch die Müllverbrennung, deren Anteil sich durch ein längst überfälliges Exportverbot steigern ließe.

Diese verlässlichen und grundlastfähigen Energiequellen haben eine Kapazität von etwa 7,5 Gigawatt (GW) und können gegenwärtig etwa 10 Prozent des maximalen Bedarfs decken. Da sie wetter- und tageszeitunabhängig zur Verfügung stehen, spricht die Bundesnetzagentur (BNA) von „dargebotsunabhängiger“ Erzeugung.

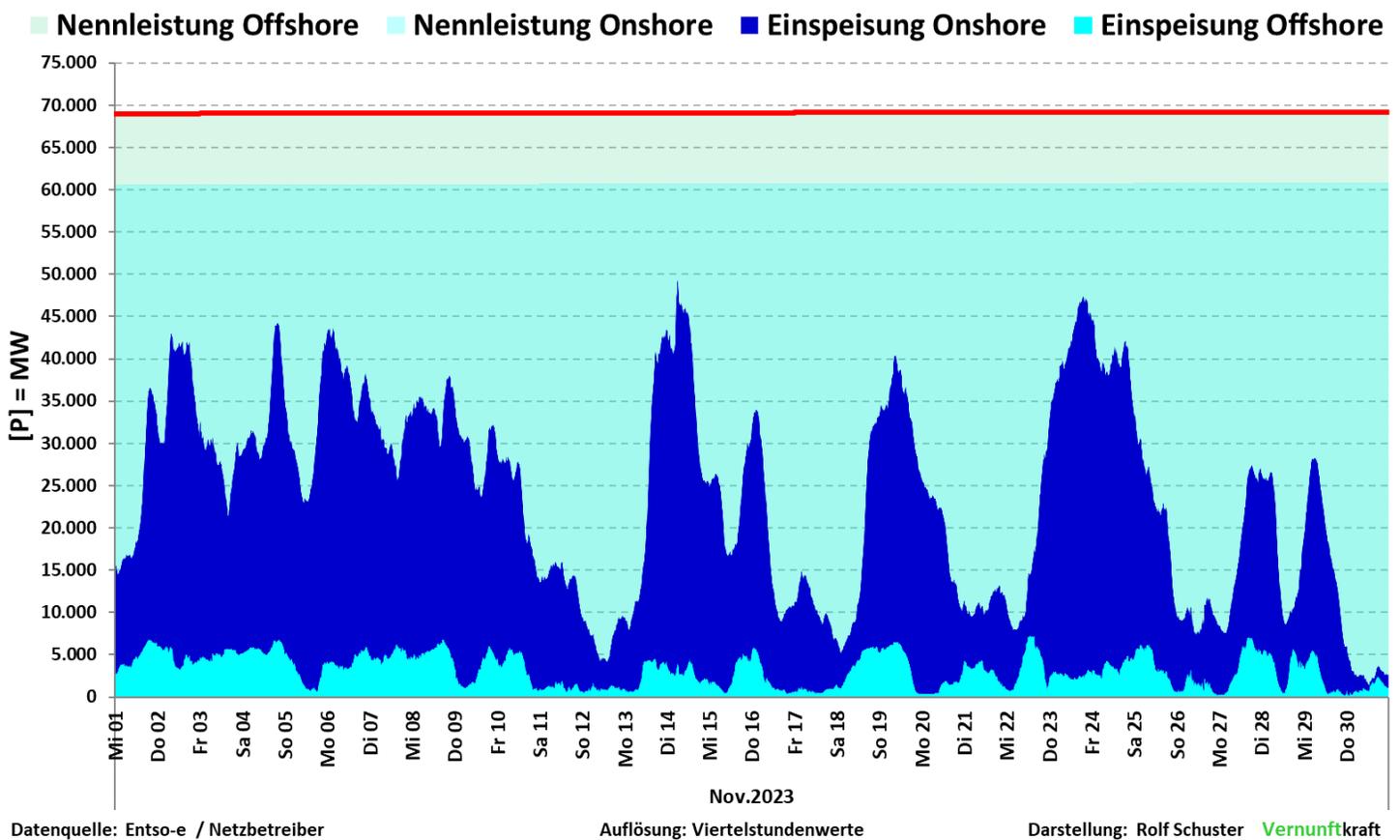
Im Gegensatz dazu sind große Kapazitäten volatiler (schwankender) und damit zufälliger Stromerzeugung in Form von Wind- und Photovoltaik-(PV)Anlagen errichtet worden. Sie sind „dargebotsabhängig“. Mit Stand Januar 2024 handelt es sich um installierte Leistungen von 69 GW Windkraft und knapp 83 GW PV. Das entspricht insgesamt mehr als dem Doppelten des Maximalbedarfs im Netz.

Die tatsächlich gelieferte Strommenge beläuft sich allerdings im Jahresdurchschnitt nur auf 10 % (PV) bis 30 % (Wind) der installierten Leistung. Für den Betrieb von Stromnetzen sind Durchschnittswerte allerdings völlig irrelevant, denn die erforderliche Netzfrequenz von 50 Hertz (Hz) muss in einem Bereich von $\pm 0,2$ Hz konstant gehalten werden.

Im „alten“ Stromsystem, bestehend aus regional je nach Bedarf verteilten Kraftwerken, folgte die Produktion der Nachfrage, das heißt, die Kraftwerke regelten den schwankenden Bedarf der Verbraucher aus. Die Stromflussrichtung war definiert von den Kraftwerke über verschiedenen Spannungsebenen (Höchst-, Mittel-, Niederspannung) zu den Verbrauchern. Seit Mitte der 90er Jahre kommen immer mehr so genannte „Erneuerbare“ (EE) als Einspeiser hinzu, die aber erratisch entsprechend dem Anfall von Naturenergie in Mittel- und Niederspannungsnetze einspeisen. Aus Sicht des Regelkreises Kraftwerk – Verbraucher sind sie eine Störgröße und erhöhen den Regelbedarf. Das ist der Grund für die permanent steigenden Systemkosten, die im Jahr 2022 etwa 3,4 Milliarden Euro betragen. Hinzu kamen etwa 900 Millionen Euro als Entschädigung für EE-Strom, der auf Grund von Netzengpässen nicht abtransportiert werden konnte. Obwohl der Netzausbau nicht Schritt hält, werden weiter Wind- und Solaranlagen in großer Zahl zugebaut. Die steigenden Systemkosten werden über die Netzentgelte (als Bestandteil des Strompreises) an die Verbraucher durchgereicht. Gewinner sind die Betreiber von EE-Anlagen, die auch infolge von Netzengpässen nicht produzierten Strom vergütet bekommen und denen die EEG-Umlage eine Sicherheit gegenüber niedrigen Strompreisen am Markt bietet, während sie hohe Preise am Strommarkt ungeschmälert einstecken können.

Dem starken Ausbau von EE-Anlagen steht eine geringer werdende Anzahl von regelbaren Kraftwerken gegenüber. Nach dem Atomausstieg sorgt das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) für die weitere Abschaltung konventioneller und regelbarer Kraftwerke. Wie werden künftig die starken Schwankungen der Windstromeinspeisung ausgeregelt, um die Netzfrequenz stabil zu halten?

Hier beispielhaft die Monateinspeisung Wind offshore/onshore (auf See und an Land) für einen willkürlich gegriffenen Monat (November 2023):



Datenquelle: Entso-e / Netzbetreiber

Auflösung: Viertelstundenwerte

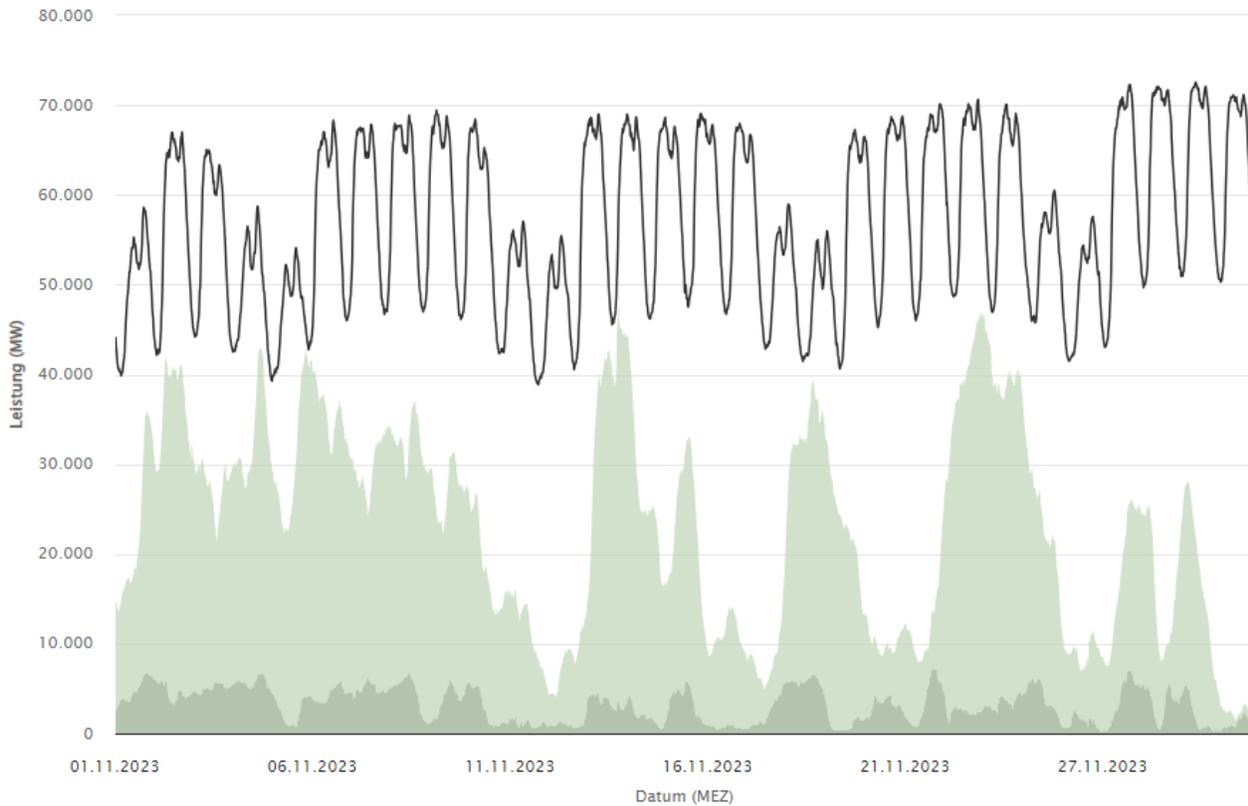
Darstellung: Rolf Schuster Vernunftkraft

Die rote Linie zeigt die installierte Leistung (die theoretische Leistung, wenn überall optimaler Wind wehen würde oder wenn man die Angaben auf den Typenschildern addiert).

Die Schwankungsbreite der Einspeisung wird deutlich, sie reicht in diesem Fall von fast 50 GW (14.11.) bis 1,4 GW (30.11.). Diese volatile Einspeisung muss durch die Netzbetreiber in Übereinstimmung mit dem Verbrauch gebracht werden. Windeinspeisung und Bedarf ergeben folgendes Bild:

Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im November 2023

Energetisch korrigierte Werte



Die weiße Fläche zwischen (grüner) Windstromeinspeisung und dem Bedarf (schwarze Linie) ergibt die so genannte Residuallast, also die Kraftwerksleistung, die bereit gestellt werden muss, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Dies kann durch regelbare Kraftwerke (Kohle, Gas, Öl, Wasserkraft) oder Speicher (Pumpspeicherwerke, (PSW)) erfolgen.

Es existieren auch Zeiträume, in denen das Angebot an Naturenergie die Nachfrage übersteigt. An den Strombörsen sinken dann die Preise stark ab und gehen sogar in den Minusbereich. Damit wird Strom exportiert und Geld draufgezahlt, ein am Markt unüblicher Vorgang, der nur mit dem Begriff kostenpflichtiger Entsorgung beschrieben werden kann. Ursache ist die einzuhaltende Netzstabilität. Der festgeschriebene Einspeisevorrang für die so genannten „Erneuerbaren“ setzt die Ursache. Strom, der nicht gebraucht wird, muss abgenommen und vergütet werden, während die negativen Erlöse (Verluste) am Strommarkt über die Netzentgelte den Stromkunden aufgebürdet werden.

Die Zeiträume der bilanziellen Überproduktion könnten zur Einspeicherung von Strom genutzt werden. Die bestehenden Speicher sind für eine wirksame Glättung der Einspeisung aber viel zu gering. Die derzeitigen Kapazitäten an PSW und Großbatterien erreichen etwa 50 Gigawattstunden (GWh) bei einem Tagesbedarf in Deutschland von etwa 1.600 GWh.

2) Erfordernis der Energiespeicherung

Die Differenz zwischen dem schwankenden Aufkommen an Naturenergie und dem schwankenden Bedarf kann teilweise durch Speicher ausgeglichen werden, die dann die so genannte Residuallast liefern. Dabei sind die Dimensionen der zu speichernden Energiemenge beträchtlich, wenn das Energiesystem der Zukunft vorrangig auf Wind- und Solarenergie basieren soll. Für mehrtägige Dunkelflauten sind Kapazitäten erforderlich, die die vorhandenen um den Faktor hundert bis tausend übersteigen, je nachdem, mit welcher Länge der Dunkelflaute man kalkuliert. Das gilt ebenso für die so genannte Hellbrise, also Zeiten des länger anhaltenden Überangebots.

Verschiedene Zeiträume sollen künftig durch Speicherkapazität überbrückt werden. Die kurzfristigen Frequenzschwankungen werden heute überwiegend durch die Momentanreserve konventioneller Kraftwerke ausgeglichen. Dabei wirken die rotierenden Massen der Turbo-Generatorsätze im Netzverbund wie ein virtueller Schwungmassenspeicher. Für den Zeitraum weniger Sekunden können sie leichte Differenzen ausgleichen, bevor weitere Netzregelungen greifen. Künftig werden hier Großbatterien zunehmend zum Einsatz kommen, die verzögerungsfrei arbeiten.

Für den Ausgleich täglicher Schwankungen reichten bisher die PSW aus. Inzwischen sind die durch Wind- und Solarenergie eingetragenen Schwankungen ins Netz allerdings so groß (bis zu 6.000 MW pro Stunde), dass zur Sicherung der Stabilität Ex- und Importe genutzt werden müssen.

Durch die immer größere Nutzung von Photovoltaik (PV) entsteht ein immer größeres Angebot im Sommer mit entsprechend erforderlichem Ersatz im Winter. Für solche intersaisonalen Speicher gibt es noch keine marktgängige Möglichkeit. In Frage kommen nur chemische Speicher, auch Wasserstoff und dessen Derivate bieten sich an. International gibt es dieses Erfordernis kaum, da man auf bedarfsgerechtes Angebot achtet.

3) Wärmespeicher

Im Vergleich zum Strom lässt sich Wärme relativ gut und preiswert speichern. Wärme wird als solche gespeichert und braucht dafür nicht, wie Strom, gewandelt zu werden. Zahlreiche Stadtwerke haben große gut isolierte Behälter/Tanks in ihre Fernwärmesysteme integriert und können so ihre kraft-wärme-gekoppelten Anlagen optimiert betreiben in Abhängigkeit vom Strompreis. Gleichzeitig helfen die Speicher beim Spitzenausgleich und können in Zeiten niedrigen Bedarfs wieder aufgeheizt werden. Die Stadtwerke in Halle/Saale verfügen beispielsweise über einen Speicher, mit dem allein sich für fast eine Woche die Stadt versorgen ließe.

Auch in elektrischen Nachtspeicherheizungen wird Wärme gespeichert. Sie wird als Strom geliefert, aber nicht in diesen zurückgewandelt.

4) Stromspeicher

4.1. Thermische Speicher

Auch Strom lässt sich als Wärme speichern, jedoch ist dieses Prinzip deutlich verlustreicher. Medien wie Salzlösungen oder Gesteine können elektrisch (Power-to-Heat, P2H) stark erhitzt werden (bis zu 1000 Grad), danach kann die Wärme wieder über einen Wasser-Dampf-Kreisprozess verstromt werden. Erhitzung und Lagerung der Energie erfolgen hierbei mit hohem Wirkungsgrad (die Umwandlung Strom zu Wärme erreicht fast 100 %), jedoch unterliegt die Rückverstromung wie bei Wärmekraftwerken dem so genannten Carnot-Wirkungsgrad. Maximal können über 50 % erreicht werden. Maßgebend ist dafür die Temperaturdifferenz des Heißdampfes vor Turbine zum „Kalten Ende“, der Kondensator- oder Abdampftemperatur. Thermische Stromspeicher werden auch als Carnot-Speicher (oder Latent-Wärmespeicher) bezeichnet. Bisher gibt es mehrere Projekte, aber noch keine Großanlage am Markt.

Die Wirtschaftlichkeit ließe sich durch den Einsatz einer Wärmepumpe beim Einspeichern auf über 70 % heben, was jedoch für Großanlagen nicht in Frage kommen dürfte. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist letztlich die Differenz der Strompreise beim Ein- und Ausspeichern.

4.2. Chemische Speicher

4.2.1. Batteriespeicher

Der Vorteil von Batteriespeichern besteht in der Puffereigenschaft und der verzögerungsfreien Wirkung in einem Stromnetz, weshalb sie oft in Notstromanlagen eingesetzt werden. Im Stromversorgungsnetz können sie die Momentanreserve der Turbosätze unterstützen und Primärregelleistung im Sekundenbereich bereitstellen, wofür es einen eigenen Regelleistungsmarkt gibt. An dieser Stelle sind sie wirtschaftlich einsetzbar.

Seit etwa 150 Jahren stehen Batteriespeicher zur Verfügung. Sie dienen bisher vor allem für mobile Zwecke als Starterbatterien, Antriebe für Gabelstapler, E-Mobilität im Kurzstreckenbereich und als Notstromversorgung. Kamen früher fast ausschließlich Blei- und Nickel-Cadmium-Batterien zum Einsatz, gibt es heute eine Vielzahl von Materialkombinationen, die höhere Energiedichte und höheren Wirkungsgrad bieten. Die am häufigsten verwendeten Elemente sind Zink, Nickel, Natrium, Lithium Eisen, Silber, Vanadium und Brom.

Die Energiedichte stieg von 25 – 40 Wh/kg auf 200 Wh/kg (Dieselkraftstoff: > 10.000 Wh/kg), der Wirkungsgrad von 65 – 75 % auf über 90 %. Stand der Technik und vom Preis-Leistungsverhältnis führend ist der etwa 1990 in der Praxis eingeführte Lithium-Ionen-Akku. Trotz vieler Erfolgsmeldungen aus der Forschung gibt es bisher keinen technisch und wirtschaftlich besseren Akku. Nachteilig ist die Brandgefahr dieser Bauart bei mechanischer Beschädigung einer Batteriezelle.

Kombinationen mit anderen Materialien wie z.B. Fluorid-Ionen-Batterien können höhere Energiedichten aufweisen, erfordern jedoch hohe Betriebstemperaturen und sind hochgiftig. Für Großbatterien kommt auch die Bauart einer Redox-Flow-Batterie in Frage, die mit flüssigen Elektrolyten arbeitet und deren Größe und Kapazität von der Größe der Elektrolyttanks abhängt.

4.2.2. Wasserstoff

Batterien sind für längere Speicherzeiträume zu teuer. Durch den starken Ausbau der PV ergibt sich ein intersaisonaler Speicherbedarf, d.h. der Energieüberschuss des Sommers sollte für die kalte Jahreszeit gespeichert werden können. Dies ist nur auf chemische Weise möglich, indem Strom zur Herstellung von Energieträgern eingesetzt wird. Dabei ist es möglich, über das Elektrolyseprinzip Wasser in Sauerstoff und

Wasserstoff aufzuspalten. Zur Rückgewinnung der Energie können Brennstoffzellen oder Gasturbinen bzw. Gasmotoren eingesetzt werden. Das Verfahren ist seit über 200 Jahren bekannt und es gibt trotz immensen Forschungsaufwandes keinen wirtschaftlich vertretbaren Ansatz.

Da in Deutschland die Ökostrom-Elektrolyse favorisiert wird und die Strompreise weiter steigen werden, wird dieser Ansatz auch künftig nicht sinnvoll sein. Ersatzweise setzt die Bundesregierung auf einen umfangreichen Import grünen Wasserstoffs bzw. gestattet nun auch die Verwendung blauen Wasserstoffs (aus Erdgaspyrolyse mit CO₂-Abscheidung). Der Aufbau eines Systems aus Groß-Elektrolyseuren, Pipelines, Importen und Anwendungen dauert Jahrzehnte und wird absehbar weiterhin subventionsbasiert sein.

Andere Länder sehen eine Wasserstoffwirtschaft nur für Teilbereiche, z.B. die Schweden für die Stahlerzeugung.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit grünen Wasserstoffs sind die Stromkosten. Selbst bei sehr niedrigen Kosten bleibt ein hoher apparatetechnischer Aufwand, denn Wasserstoff ist als Element mit dem kleinsten Atom höchst flüchtig, zudem gut entzündlich und beansprucht ein auf den Energiegehalt bezogenes vierfaches Volumen gegenüber Methan (Erdgas). Deshalb empfiehlt sich insbesondere für den Transport die Wandlung in besser handhabbare Stoffe wie Methan, Methanol oder Ammoniak.

Alternativ wäre künftig die Wasserstoffherstellung über Hochtemperaturreaktoren und Pyrolyse (thermische Aufspaltung) kostengünstig. Zunächst bemüht sich Frankreich um die Anerkennung roten Wasserstoffs (aus Kernkraftstrom-Elektrolyse) als „grün“, weil emissionsfrei.

Die gesamte Prozesskette zur Stromspeicherung Power-to-Gas-to-Power (P2G2P) leidet unter einem niedrigen Wirkungsgrad (max. 25%), so dass man im Grunde nicht von Energiespeicherung, sondern von Energieverschwendung sprechen muss. Dass die Wasserstoffwirtschaft als Ziel in Deutschland so vehement weiterverfolgt wird, liegt am Interesse der EE-Branche, weil es eine Begründung für die Forderung „Wir brauchen mehr Erneuerbare“ liefert und im Hintergrund viele Menschen der These glauben, Wind und Sonne würden keine Rechnung schicken.

4.3. Elektrische Speicher

Kondensatoren und supraleitende (ohne Widerstandsverlust) Spulen können Elektrizität als solche speichern. Sie finden Anwendung in Geräten der IT, Unterhaltungselektronik, Steuergeräten. Sie arbeiten schnell, sind in der Kapazität aber meist klein. So genannte Super-Caps können 50 bis 100 kWh speichern. An supraleitenden Spulen wird weiter geforscht, um die Betriebstemperatur zu steigern. Der geringste Widerstand tritt nur bei sehr geringen Temperaturen auf (nahe dem absoluten Nullpunkt), was den Betrieb derzeit nicht wirtschaftlich macht.

4.4. Mechanische Speicher

Pumpspeicherwerke (PSW) sind eine traditionelle, bewährte und langlebige Bauform von mechanischen Speichern. Es gibt sie seit mehr als hundert Jahren. Gespeichert wird der Strom in Form von Lageenergie (potenzieller Energie) einer Wassermenge in einem oberen Reservoir (Oberbecken), das bei Strombedarf in ein Unterbecken abfließt und dabei eine oder mehrere Turbinen antreibt. Zum Einspeichern wird die Wassermenge wieder ins Oberbecken gepumpt.

Die Notwendigkeit solcher Speicher ergab sich aus der früher schlechten Regelbarkeit der Kohlekraftwerke und einem ausgeprägten Tagesgang des Verbrauchs mit einem deutlichen Tag/Nacht-Unterschied. Das nächtliche Überangebot wurde in den PSW eingespeichert und zum Teil als Heizstrom für Nachtspeicherheizungen billiger abgegeben.

Heute sind Kraftwerke deutlich besser regelbar, viele Betriebe arbeiten 24/7 und die Schwankungen im System rühren nicht nur vom Verbrauch her, sondern sind vor allem wetterabhängig. Derzeit gibt es in Deutschland etwa 30 PSW mit zirka 40 GWh Speichervermögen. Rechnerisch könnte man das Land damit eine reichliche halbe Stunde versorgen.

Neubauten wären auf Grund der geografischen Verhältnisse in Deutschland nur an wenigen Standorten möglich, sie sind in Genehmigungsverfahren und im Bau langwierig und teuer. Derzeit wird nur ein einziges Projekt ernsthaft verfolgt (in Probstzella, Thüringen, durch Vattenfall).

Eine weitere Option sind Druckluftspeicher. Für die großtechnische Anwendung nutzt man große unterirdische Kavernen, in die Luft eingepresst und hoch verdichtet wird. Beim Ausspeichern treibt die Luft eine Turbine, meist eine Luft/Gas-Turbine an. Druckluftspeicher zur Stromspeicherung führen ein Nischendasein. Grund ist der niedrige Wirkungsgrad (30 – 35 %), verursacht durch die Wärmeverluste beim Komprimieren der Luft. Diese ist kein ideales Gas, sondern erhitzt sich beim Verdichtungsprozess stark. Diese Wärme geht in der Kaverne zum größten Teil verloren. Beim Entspannen wiederum tritt eine starke Abkühlung ein und es droht eine Vereisung der Turbine. Deshalb wird meist Erdgas zugefeuert. Steigern ließe sich der Wirkungsgrad durch so genannte adiabate Bauweise, indem die entstehende Wärme zwischengespeichert und beim Entspannen wieder zugeführt wird.

Im niedersächsischen Huntorf existiert seit 1978 eine Anlage (320 MW / 1.200 MWh), ein Projekt von RWE in Staßfurt (Sachsen-Anhalt) wurde 2015 aufgegeben.

Schwungmassenspeicher eignen sich für die kurzfristige Speicherung, ihre Wirkung als Momentanreserve im Netz ist schon beschrieben worden. Es existieren Projekte, stillgelegte Kohlekraftwerke künftig zu nutzen, indem die Turbinenläufer durch Schwungmassen ersetzt werden und die Generatoren als Motor im Netz mitlaufen. Die Schwungmassen laufen unter Vakuum, damit der Widerstand niedrig bleibt. Während stromerzeugende Turbo-Generatorsätze die Schwungmasse quasi gratis liefern, fallen bei einer Speicher-Schwungmasse Verluste an durch das Betreiben eines Ölsystems, den Reibungswiderstand, den elektrischen Widerstand, den Wirkungsgrad des Generators als Motor. Diese zusätzlichen Kosten werden dann den Stromkunden unter der Rubrik Netzentgelte überreicht.

4.5. Virtuelle Speicher

Virtuelle Speicher sind keine technischen Anlagen an sich, sondern entstehen durch ein Zusammenwirken. Gern werden Schwarmspeicher in Form von Batterien von E-Mobilen genannt (Vehicle to Grid, V2G) und mit großen Hoffnungen belastet. Dies ist technisch möglich, praktisch jedoch schwierig umsetzbar. Nur ein kleiner Teil der bereits vorhandenen E-Mobile und Ladestationen ist für einen so genannten bidirektionalen Betrieb geeignet. Es sind also Investitionen in Hard- und Software erforderlich, die dem teilnehmenden Fahrzeughalter in irgendeiner Weise vergütet werden müssten. Dafür gibt es seitens der Versorger noch keine Konzepte, der rechtliche Rahmen fehlt. Fraglich ist die Bereitschaft der Fahrzeughalter, an einem solchen System teilzunehmen, auch müssten zahlreiche Individualverträge geschlossen werden. Da die beabsichtigte Zahl an E-Mobilen bis 2030 mit Sicherheit nicht erreicht werden wird, scheidet diese Option zunehmend aus

Eine weitere Speicheroption ergibt sich durch den Export/Import. Wir nutzen bereits heute die Nachbarländer, um PV-Überschuss-Strom tagsüber zu exportieren und mit Sonnenuntergang dann Graustrom zu importieren. Vor allem alpine PSW und andere Kraftwerke fahren dann ihre Leistung zurück, nehmen uns den billigen Strom ab,

um später uns zu beliefern, allerdings zu höheren Preisen. Diese Preisdifferenzgeschäfte kommen den Nachbarländern sehr gelegen und sie werden weiter so verfahren, solange das eigene Netz nicht gefährdet wird. Für uns bedeutet es den Abfluss von Kapital und eine negative Außenhandelsbilanz.

Eine weitere virtuelle Option ist das „Demand Site Management“ (DSM), d.h. die Regelung der Verbraucherseite. Auch dadurch kann man Last verschieben und es wird bereits praktiziert. In Stromverträgen zu Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sind in der Regel Sperrzeiten festgelegt, zu denen kein Strom geliefert wird. Damit wird der Lastgang im Netz geglättet, der Verbrauch aber nicht vermieden, sondern nur verschoben. Bisher sind diese Sperrzeiten fix, künftig sollen sie nach Lage im Netz variabel gestaltet werden. Versorger sind verpflichtet, ab 2025 auch solche Stromtarife anzubieten, so dass Kunden ihren Verbrauch in Zeiten günstiger Strompreise verlegen können. Nötig sind allerdings digitale Zähler und ein so genannter Gateway, eine Datenschnittstelle zum Versorger. Über diesen ist dann konkret für den Haushalt das Verbrauchsverhalten ablesbar, was Fragen des Datenschutzes aufwirft.

Für die Netzstabilität wichtig sind eher abschaltbare Großverbraucher. Dafür gab es die Abschaltverordnung (AblaV), die gegenwärtig neu gefasst wird. Dadurch wurden sofort und schnell (15 Minuten) abschaltbare Lasten unter Vertrag genommen werden, über die mehrere hundert Megawatt entlastet werden konnten. Einige Industrieprozesse kommen mit kurzfristigen Abschaltungen zurecht, z.B. in der Aluminiumindustrie. Dies wird separat vergütet.

Wichtig ist, sich bewusst zu machen, dass das DSM nur zur Verlagerung von Verbrauch, nicht zum Entfall führt.

5) Fazit

Im bisherigen System standen ausreichende Speicherkapazitäten zur Verfügung. Mit dem Übergang zu großen Anteilen zufälliger Stromproduktion entstehen hohe Anforderungen an die Regelfähigkeit. Wind- und Solarstromanlagen können jedoch keine konventionellen, regelbaren und bedarfsgerecht arbeitenden Kraftwerke ersetzen. Nachdem über etwa 20 Jahre diese Erkenntnis von mehreren Bundesregierungen ignoriert wurde und immer mehr Abschalttermine für Kern- und Kohlekraftwerke festgelegt wurden, ohne sich Gedanken über belastbaren Ersatz zu machen, gerät unser Stromversorgungssystem zunehmend in Schieflage. Auch eine Vielzahl von Speichern, deren Errichtung kurzfristig illusorisch ist, würde das System nicht retten. Ohne Speicher funktioniert diese Form der Energiewende nicht, mit Speichern wird sie unbezahlbar. Sie sind Kostenfaktoren und nicht wertschöpfend. Welcher Strom in großen Mengen eingespeichert werden soll, ist offen.

Äußere Zeichen für das Scheitern der Energiewende sind rekordverdächtig hohe Strompreise bei gleichzeitig hohen spezifischen CO₂-Emissionen in der Stromproduktion. Eine seit Jahren angekündigte Kraftwerksstrategie, die Ersatzinvestitionen in Gaskraftwerke bewirken sollte, liegt nur in Eckpunkten vor. Ausschreibungen, Subventionen, Genehmigungen, Planungen und Bau solcher Anlagen werden noch Zeit brauchen.

Die Grünen sprechen von einem Umbau von einem bedarfsorientierten zu einem angebotsorientierten System. Moderne Industrieländer sind gekennzeichnet durch einen hohen Grad an Arbeitsteilung, d.h. jedes Produkt muss zur richtigen Zeit in der richtigen Menge am richtigen Ort sein. Dies können Wind- und Solarenergie nicht leisten. Durch absehbaren Strommangel würde ein System des DSM zur Rationierung verkommen, was dann zur beschleunigten Abwanderung der Industrie führen würde. Die Zeiten Deutschlands als entwickeltes Industrieland und Sozialstaat wären dann vorbei.

Weiterführende Literatur:

- Manfred Mach, „Speicherung von elektrischem Strom – Voraussetzung jeder Energiewende“ Rhombos- Verlag, 2015
- Herbert Niederhausen „Generationenprojekt Energiewende“ BoD Books on demand, Norderstedt, ISBN 978-3-7557-74389
- Niederhausen/Burkert „Elektrischer Strom“, Springer Vieweg ISBN 978-3-8348-2492-9
- Dietrich Pelte „Die Zukunft unserer Energieversorgung“, Springer Vieweg ISBN 978-3-658-05814-2