

## Anlage 23

### **Kapazität und Leistung der Stromspeicher**

Zur Speicherung von Strom rechnen wir mit Batterien, Pumpwasser- und Gasspeichern für Methan oder Wasserstoff. Die in einigen Studien genannten Druckluftspeicher berücksichtigen wir nicht, da diese Technologie von der Wissenschaft quantitativ als unrelevant eingeschätzt wird. Die Berechnung der notwendigen Stromspeicherkapazität erfolgt in Anlehnung an Berechnungen der Energy Watch Group.<sup>1</sup> Wir gehen davon aus, dass ca. 17,5% des erzeugten Stroms zwischengespeichert werden – damit kommen etwa 210 TWh Strom aus Speichern.

#### **Batterien – Kurzzeitspeicher**

Batterien sind die effizientesten Stromspeicher. Wir rechnen mit einem Wirkungsgrad von 90%. Sie sind aber auch die mit Abstand teuerste Speicherform, deswegen rechnen wir nur mit einem Speichervolumen von 500 GWh – das reicht maximal für eine Stromversorgung Deutschlands von 4 Stunden. Da die Batterien aber hocheffizient sind, werden sie täglich im Einsatz sein, um die Schwankungen der Stromproduktion zu glätten. Daher werden drei Viertel des Stroms aus Speichern – das sind 160 TWh – aus Batterien stammen. Bei einem Wirkungsgrad von 90% müssen dafür 180 TWh eingespeist werden.

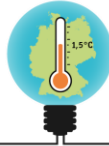
#### **Stauseen – Tages- und Wochenspeicher**

Wenn die Speicherkapazität von Batterien nicht ausreicht, kommen Wasserspeicher zum Einsatz.<sup>2</sup> Da sie nur selten benötigt werden, rechnen wir mit einer jährlichen Leistung von durchschnittlich 30 TWh, die aber von Jahr zu Jahr je nach Bedarf sehr unterschiedlich sein kann. Genutzt werden inländische, aber insbesondere ausländische Speicherseen. Allein Skandinaviens Stauseen haben ein Speicherpotenzial von über 120 TWh – davon zwei Drittel in Norwegen. Unsere vorsichtige Annahme ist, dass ein Teil dieses Potenzials im Volumen von 20 TWh für Deutschland als Reserveleistung für den Bedarfsfall vertraglich gesichert werden kann. Diese wird aber nur in seltenen

---

<sup>1</sup> Siehe LUT 2019/1

<sup>2</sup> Siehe LUT 2019/1, BDI 2018 u. a. LUT 2019/1 rechnet auch mit Druckluftspeichern für ca. 50 TWh.



Ausnahmefällen benötigt. Über HGÜ-Kabel können bei Stromspitzen Teile der Überproduktion nach Skandinavien transportiert und dort in den Seen gespeichert werden. In Zeiten des Bedarfs (z.B. einer Dunkelflaute) kann der Strom wieder mit einem Wirkungsgrad von 80% reimportiert werden. Wir rechnen damit, dass im Jahr 2035 über 20 GW HGÜ-Leitungen (überwiegend Seekabel) Skandinavien mit Zentraleuropa verbinden werden. Die Wasserkraftwerke können daher bis zu 20 GW Regelstrom zur Verfügung stellen. Diese Leistung kann theoretisch bis zu 6 Wochen lang aus den vereinbarten Speicherseen geliefert werden.

### **Gaskavernen – Langzeitspeicher**

Wenn entweder die Leitungskapazität zu den Wasserkraftwerken in Skandinavien oder deren Speicherkapazität nicht mehr ausreicht, kommen Gasturbinen als Reservekraftwerke zum Einsatz. Das dafür benötigte Gas (grüner Wasserstoff oder E-Methan) wird in Gaskavernen gespeichert, die als Langzeitspeicher dienen.

Als Strom für die Elektrolyse von Wasserstoff kommt in Deutschland vor allem Spitzenstrom aus Wind- und Sonnenkraftwerken infrage. Dieser ist praktisch kostenlos, da die Kraftwerke sonst abgeriegelt werden müssen. Dagegen ist die Elektrolyse kostenintensiv, da die Anlagen nicht kontinuierlich in Betrieb sein werden. Es kommt also darauf an, den Spitzenstromanfall durch Batterien und Wasserspeicher zu glätten, um die Auslastung der Elektolyseure zu steigern.<sup>3</sup> Aufgrund des geringen Wirkungsgrades der Gasspeicherung wird das Gas aus diesen Speichern nur im Ausnahmefall eingesetzt, um daraus wieder Strom zu erzeugen. Dies wird in der Regel nur ein- bis zweimal im Jahr der Fall sein.<sup>4</sup> Dafür sind die Kavernen kostengünstig (da sie bereits existieren) und erlauben eine hohe Speicherkapazität.

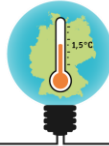
Die Speicherkapazität sollte nach der Studie des BDI etwa 50 TWh Strom betragen.<sup>5</sup> Allerdings berücksichtigt die Studie nicht die Möglichkeit, Strom in den Stauseen in Norwegen zu speichern. Diese Menge (wir rechnen mit 30 TWh

---

<sup>3</sup> Siehe Huneke 2017

<sup>4</sup> Siehe z.B. LUT 2019/1. Das finnische LUT-Institut hat berechnet, dass für Deutschland künftig Gasspeicher in der Größenordnung von ca. 40 TWh ausreichen, aus denen pro Jahr 90 TWh Gas entnommen wird. Im Gegensatz zu den Batteriespeichern, die täglich genutzt werden, haben diese Speicher dann einen Ladezyklus von »zwei« im Jahr.

<sup>5</sup> Siehe BDI 2018



Speicherstrom aus Skandinavien) haben wir deshalb von den ca. 50 TWh abgezogen. Es verbleibt durchschnittlich 20 TWh Strom jährlich, der durch die Gaskraftwerke in Zeiten von Dunkelflauten produziert werden muss. Diese Menge kann jedoch starken Schwankungen unterliegen. Da lange Dunkelflauten nur alle paar Jahre auftreten, sollte die Speicherkapazität deutlich höher liegen.

## Kalte Dunkelflaute

Die bislang gemessenen maximalen Dunkelflauten erfordern für Deutschland ein zusätzliches Speichervolumen, das für eine Produktion von 50 TWh Strom ausreicht.<sup>6</sup> Auch die Brennstoffe für die Blockheizkraftwerke werden in der Regel zwischengespeichert, da die Wärme vor allem im Winter benötigt wird. Heute existieren in Deutschland 51 Gaskavernen, in denen Erdgas für 28% des Jahresverbrauchs gespeichert wird.<sup>7</sup> Davon reichen künftig 20% aus, um im Notfall eine für mehrere Monate ausreichende Menge an Wasserstoff und E-Methan zur Energieerzeugung, für Verkehr und Industrie zu speichern.<sup>8</sup> Alternativ können auch dezentrale Röhrenspeicher eingesetzt werden, was allerdings erheblich teurer wäre.<sup>9</sup>

## Gasturbinen - Notstromaggregate

Ein Teil des gespeicherten Wasserstoffs oder Methans wird für den Betrieb von Blockheizkraftwerken genutzt werden. Im Fall einer Dunkelflaute müssen jedoch bei kurzfristigen Spitzen bis zu 80 GW Strom zusätzlich erzeugt werden. Dieser

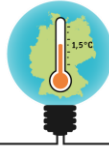
---

<sup>6</sup> Siehe Huneke 2017, Czisch 2005, EREC 2009, Gerhardt 2017. Huneke 2017 identifizierte die maximale Dunkelflaute der letzten Jahre für den Zeitraum 22.01.2006 bis 07.02.2006 und projizierte diese auf die fiktive Stromversorgung im Jahr 2040 mit 100% erneuerbarer Energie. Die Gesamtkosten für die Langzeitspeicher mit Elektrolyseuren machen 2% der Stromkosten aus. Die Stromkosten liegen unter 6 Cent/kWh, also erheblich niedriger als heute. IEK 2019 berechnet den Strombedarf für die maximale Dunkelflaute höher auf 65 TWh, dazu noch 45 TWh für die Sommer-Winter-Verlagerung – ohne Berücksichtigung der Wasserspeicher. Siehe IEK 2019

<sup>7</sup> Siehe Wikipedia 2019/6: Die 51 Erdgasspeicher haben ein Volumen von 24,6 Mrd. m<sup>3</sup>. Das entspricht 28% des heutigen Jahresverbrauchs.

<sup>8</sup> Wir haben keine Informationen, wie viel Wasserstoff dem Methan beigemischt werden kann, ohne dass es bei Gaskavernen zu großen Verlusten kommt. In den Gasleitungen ist eine Beimischung von 10% unproblematisch, in den neuen Bundesländern sogar bis zu 50%, da dort die Leitungen noch für Stadtgas geeignet waren. (siehe Stratmann 2020). Für höhere Anteile müssen die Dichtungen der Kuppelstellen der Speicher und Leitungen umgerüstet werden. Die Rohre selbst sind dagegen auch für reinen Wasserstoffbetrieb ausreichend dicht (mündliche Mitteilung von Prof. Gorge Deerberg, Fraunhofer UMSICHT).

<sup>9</sup> Siehe Ludwig Bölkow Systemtechnik 2019



Fall tritt allerdings maximal ein bis zweimal im Jahr ein, in manchen Jahren überhaupt nicht.<sup>10</sup> Deswegen rechnen wir für diesen Ausnahmefall mit dem Einsatz von billigen Gasturbinen, die als Notstromaggregate fungieren. Diese Turbinen sind vergleichsweise kostengünstig, aber mit einem Wirkungsgrad von unter 50% nicht sehr effizient. Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung der elektrischen Energie in Wasserstoff oder Methan und der anschließenden Rückverstromung liegt daher insgesamt unter 40%. Deswegen werden die Reservekraftwerke nur selten in Betrieb genommen.

Der Bau dieser Notstromaggregate ist nicht dringlich. Er kann schrittweise auch noch nach 2040 erfolgen. Solange bleiben einfach alte Gas- oder notfalls auch Kohlekraftwerke als Backup in Reserve. Bei den seltenen Einsatzfällen von wenigen Stunden fallen die Emissionen in der Übergangszeit kaum ins Gewicht.

---

<sup>10</sup> Siehe BDI 2018, Huneke 2017. Die Studien rechnen mit einer erforderlichen Leistung von 75 GW und einer Speicherkapazität von ca. 50 TWh. Abweichend rechnet IEK 2019 nur mit einer erforderlichen Notstromleistung von 46 GW. Rechnet man aber mit einem Strombedarf von 1000 TWh insgesamt, dann dürfte die erforderliche Reserveleistung eher bei 90 GW liegen. Allerdings sind dabei die Wasserkraftwerke aus Norwegen nicht berücksichtigt. Damit würden 75 bis 80 GW aus den Gaskraftwerken ausreichen. Die heutige Leistung der Gaskraftwerke beträgt 30 GW. Neue Gaskraftwerke sollten modular aus BHKW aufgebaut sein, um eine maximale Flexibilität zu gewährleisten.