

Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke im Tagebauloch, Teil 1

So gelingt die Energiewende

HENRY RISSE | MICHAEL HOLLERBACH | GERHARD LUTHER | HORST SCHMIDT-BÖCKING



Die Energiewende in Deutschland steht vor einer großen Herausforderung: Der geplante Zuwachs von Windenergie und Photovoltaik verstärkt die Schwankungen im Stromnetz. Das erfordert einen massiven Ausbau an Kurzzeit-Stromspeichern. Stillgelegte Tagebaugruben bieten eine einmalige Gelegenheit, mit Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerken zügig große Speicherkapazitäten aufzubauen. Mit anderen Speichertechnologien sind diese realistisch kaum erreichbar. Teil 1 des Zweiteilers stellt das Projekt im „Hambacher Loch“ als ein Beispiel für solche smarten Lösungen vor. Teil 2 widmet sich dem Zweispeichermode und zwei Bauformen von Pumpspeicher-Kraftwerken in Tagebaulöchern.

This is an open access article under the terms of the Creative Commons Attribution-NonCommercial License, which permits use, distribution and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited and is not used for commercial purposes.

Photovoltaik und Windenergie spielen in der Energiewende in Deutschland eine zentrale Rolle, verursachen aber mit wachsendem Anteil an der Stromproduktion immer stärkere Schwankungen im Netz. Deshalb ist die Kurzzeitspeicherung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie innerhalb von Stunden bis wenigen Tagen ein entscheidender Schlüssel zum Gelingen der Energiewende. Aktuell ist sie jedoch vor allem ein ungelöstes Problem.

Während die Windkraft vom Wetter abhängt, sind beim weiteren Ausbau der Photovoltaik riesige Tag- und Nachtschwankungen bei der Gesamt-Stromerzeugung zu erwarten. Wie Abbildung 1 deutlich macht, werden die am Tag auftretenden Überschüsse an vielen Tagen 1 Mrd. kWh übersteigen, nachts wird hingegen ein Fehlbedarf von einigen 100 Mio. kWh auftreten. Dabei liefert vor allem die Photovoltaik die großen Überschüsse. Die rote Kurve in Abbildung 1 beschreibt den gesamten industriellen und privaten zukünftigen Stromverbrauch in Gigawatt [1], die schwarze Kurve die Summe der Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie multipliziert mit einem Faktor von etwa 4, was dem Ausbauziel

für ganz Deutschland entspricht. Die gelben Flächen stellen die Überschüsse am Tag, die blauen Flächen den Fehlbedarf in der Nacht dar.

Das Bild ist klar: Die Kapazität für die Kurzzeitspeicherung elektrischer Energie muss dringend und massiv ausgebaut werden. Zurzeit sind weltweit zirka 90 % aller großen Speicher für elektrische Energie Pumpspeicherkraftwerke. Diese Technologie hat sich seit über hundert Jahren bewährt, ist umweltfreundlich und hat einen hohen Wirkungsgrad von bis zu 80 % bei niedrigen Speicherkosten. In Deutschland allerdings steht dem weiteren Ausbau als Hindernis die begrenzte Verfügbarkeit von Standorten entgegen. Eine Lösung dieses Problems stellen wir in diesem Artikel vor: Die bald stillgelegten Braunkohletagebaue bieten aufgrund ihrer beträchtlichen Tiefe ideale Topographien, um das Speicherproblem in Deutschland weitgehend zu lösen. Das „Hambacher Loch“ zum Beispiel ist an der tiefsten Stelle über 450 m tief. Außerdem verfügen die Regionen des Rheinischen Reviers, das Leipziger und das Lausitzer Revier über eine hervorragende Hochspannungs-Infrastruktur.

Um dieses Potenzial auch in der Zukunft zu nutzen, hat die Stadt Kerpen im Rheinischen Revier zusammen mit dem Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie (MWIKE) des Landes Nordrhein-Westfalen (NRW) und Partnern aus der Industrie die Projektskizze „Speicherstadt Kerpen“ erarbeitet. Kern dieser Skizze sind der Erhalt und die Weiterentwicklung des Rheinischen Reviers als Zentrum der erneuerbaren Energiewirtschaft [2]. Teil des Projekts ist der flächendeckende Ausbau von Windenergie und Photovoltaik, sowie die Errichtung von großen Speichern zur Zwischenlagerung elektrischer Energie. Durch diese Kombination kann eine sichere Energieversorgung für Industrie und private Haushalte garantiert werden.

Eine dauerhafte und zuverlässige Verfügbarkeit von regenerativ erzeugter elektrischer Energie ist auch für die Produktion von grünem Wasserstoff von großer Bedeutung, da die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseanlagen im 24-Stunden-Betrieb deutlich zunimmt. Für eine flexiblere Speicherung sowie die Glättung von Tag- und Nachtschwankungen bieten Pumpspeicherkraftwerke nicht nur wegen ihres höheren Wirkungsgrads im Vergleich zu sehr teuren Elektrolyseanlagen einen Vorteil, sondern auch durch ihre geringen Anlaufzeiten.

Diese Speicher sorgen also dafür, dass die meist tagsüber im Überschuss erzeugte elektrische Energie zu sehr niedrigen Kosten eingespeichert wird (Umwandlung in eine andere Energieform) und zu Zeiten erhöhten Strombedarfs oder vor allem nachts, wenn keine Sonne scheint (zu erhöhten Preisen), an Verbraucher ausgespeichert wird. Ohne Speicher gehen diese Überschüsse verloren, müssen aber von allen Stromnutzern bezahlt werden. Schon jetzt zahlen die Nutzer für diesen

erzeugbaren, aber nicht nutzbaren Strom pro Jahr in Deutschland mehr als zehn Milliarden Euro [3].

Einsetzbare Großspeichersysteme

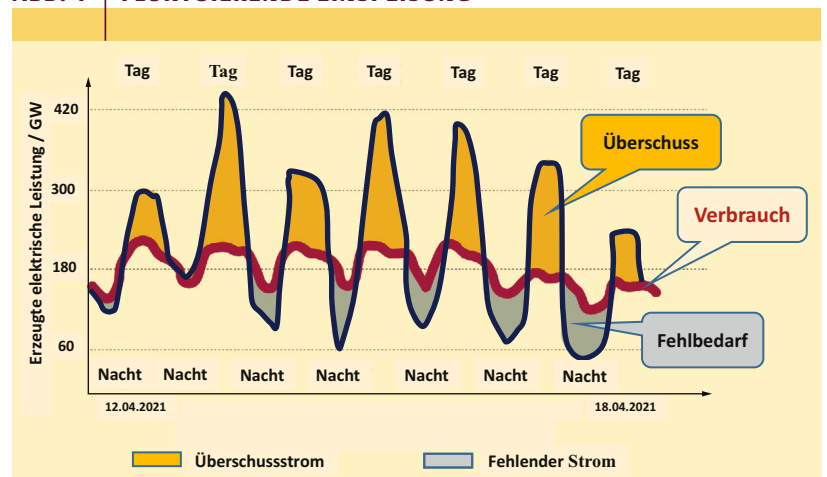
Bei der Speicherung elektrischer Energie im großen Stil stellt sich die grundsätzliche Frage, welche Speicherkonzepte sich am besten eignen und welchen weitergehenden Anforderungen sie Rechnung tragen müssen. Zunächst müssen wir zwischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern unterscheiden. Große Langzeitspeicher zur Überbrückung einer langen Dunkelflaute können nur Strom sparen durch Umwandlung in chemische Energie, also Erdgas, Biomethan oder Wasserstoff.

Wie bereits betont, geht es in unserem Artikel jedoch vor allem um die Speicherung über Stunden oder wenige Tage, um die Tag-Nacht-Schwankungen zu überbrücken. Solche Kurzzeitspeicher müssen elektrische Leistungen in Summe von mehreren 10 GW über typischerweise 10 h umwandeln und speichern können. Das entspricht Energiemengen von mehreren hundert Gigawattstunden. Der Umwandlungswirkungsgrad sollte möglichst 80 % übersteigen. Außerdem sollten die zur Herstellung der Speicher benötigten Rohstoffe umweltfreundlich und möglichst in Deutschland vorhanden sein. Die erforderliche Technologie sollte technisch erprobt sein und sehr lange Lebensdauern erreichen. Nicht zuletzt müssen die Speicherkosten und damit die Verbraucherkosten für Industrie und Bevölkerung bezahlbar sein.

In der Öffentlichkeit werden aktuell folgende drei Speichertechnologien diskutiert [4-9]: die Umwandlung von Strom in grünen Wasserstoff, wie schon angerissen eignet dieser sich eher als Langzeitspeicher, elektrochemische Speicher wie Li- oder Na-Ionenakkumulatoren sowie Pumpspeicher.

Die Umwandlung der elektrischen Energie mittels Elektrolyse in *grünen Wasserstoff* als *chemischer*

ABB. 1 FLUKTUIERENDE EINSPEISUNG



Prognostizierte elektrische Energieleistungen in Gigawatt im Falle einer realisierten Energiewende, basierend auf den realen Daten der 15. Woche 2021 [1].

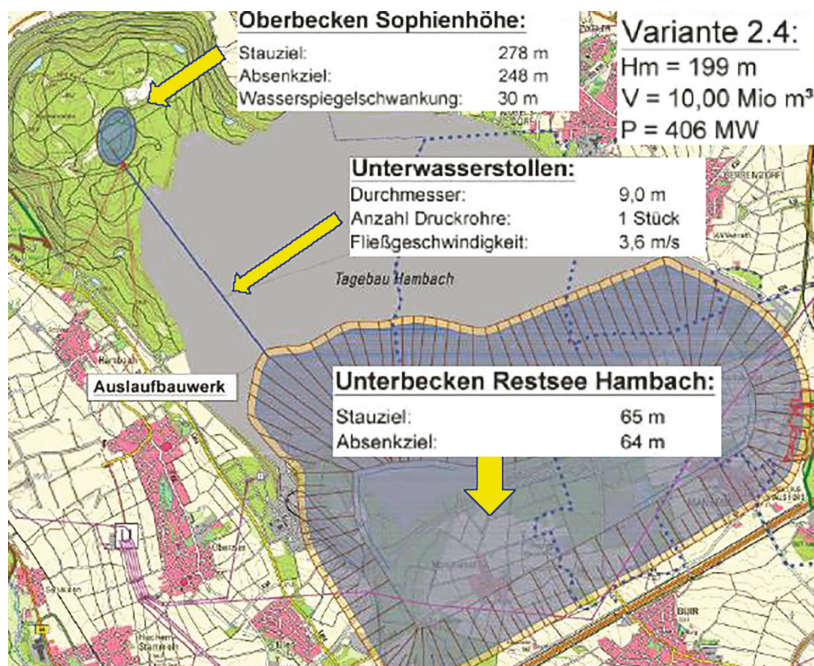


Abb. 2 Lageplan für ein konventionelles Pumpspeicherkraftwerk in einem Vorschlag für den Hambacher Tagebau mit Einbeziehung der Sophienhöhe (aus [12]).

Speicher wurde technologisch bisher nur in relativ kleinen Anlagen mit weniger als 20 MW erprobt. Deutschland verfügt zurzeit bei Elektrolyse-Anlagen nur über eine Gesamtkapazität von 200 MW. Wenn überschüssige erneuerbare Energien primär als grüner Wasserstoff gespeichert werden soll, um die Energiewende zu realisieren, benötigt man aber Anlagen von insgesamt mehr als 100 GW Kapazität. Das wäre eine Steigerung um den Faktor Tausend. Da zur PEM-Elektrolyse sehr seltene Elemente als Katalysator gebraucht werden, Iridium und zukünftig auch Ruthenium, von denen weltweit nur wenige Tonnen jährlich gefördert werden [7], sind Rohstoffengpässe absehbar. Obwohl an neuen Elektrolyseverfahren und Katalysatoren intensiv geforscht wird, ist eine zufriedenstellende Lösung zur Überwindung des Rohstoffengpasses bisher nicht sichtbar [7].

Alternativ könnte der grüne Wasserstoff aus Afrika, Nord- oder Südamerika oder aus den Golfstaaten importiert werden. Allerdings ist der Weg von der regenerativen Stromerzeugung zum Beispiel durch Windenergie über die Elektrolyse, den eventuellen Transport per Schiff, was wegen der Transportkapazität eine Verflüssigung des Wasserstoffs oder die Umwandlung in andere chemische Stoffe wie Ammoniak erfordert, anschließend eine Rückverstromung in Gaskraftwerken, energetisch so verlustreich, dass dieser Strom – derzeit – nicht wettbewerbsfähig ist. Ökonomisch und technisch betrachtet scheidet folglich die Erzeugung von grünem Wasserstoff für die flächendeckende Kurzzeitspeicherung von elektrischer Energie aus. Anders sieht es in der chemischen Industrie aus, denn für die Chemie und die

Stahlerzeugung oder für die Schwerindustrie ist Wasserstoff unverzichtbar, entsprechend erzielt grüner Wasserstoff dort sehr große CO₂-Entlastungseffekte.

Elektrochemische Speicher in Form von Akkumulatoren, etwa Li-Ionenbatterien, stehen bisher in Deutschland nur in kleinen Einheiten mit typischerweise weniger als 100 kWh zur Verfügung. Die Idee, gebrauchte Batterien aus Fahrzeugen als Kurzzeitspeicher für das allgemeine Stromnetz zu verwenden, hat den Nachteil, dass die Kapazität dieser Batterien reduziert ist. Bisher gibt es in Deutschland in Form von Li-Ionenbatterien im Bereich Mobilität zirka 10 GWh Speicherkapazität. Wieviel davon zur Kurzzeitspeicherung verwendet werden kann und wie es um die zukünftige Verfügbarkeit an solchen Kleinspeichern stehen wird, ist nur schwer prognostizierbar und hängt stark vom Nutzerverhalten der Eigentümer ab. Entscheidend ist jedoch vor allem, dass solche Akkumulatoren zur Herstellung begrenzte Rohstoffe wie Lithium, Nickel und Kobalt benötigen. Dies macht eine genaue Kostenentwicklung schwer vorhersehbar, da die Mobilität ein großer Abnehmer dieser Batterien ist [9]. Zwar ist der Wirkungsgrad von elektrochemischen Speichern im Vergleich zu den anderen Alternativen sehr gut und der Anspruch an potenzielle Standorte niedrig, aber ein weiterer Nachteil ist ihre begrenzte Zyklenzahl.

Pumpspeicherkraftwerke können dagegen praktisch unbegrenzt viele Speicherzyklen fahren und arbeiten außerordentlich zuverlässig [10, 11]. Die Speicherkosten pro Kilowattstunde liegen bei traditionellen Pumpspeicherkraftwerken deutlich unter den Kosten für die oben genannten Speicher, vor allem aufgrund der längeren Lebensdauern. Das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal [12] hat 8,5 GWh Speicherkapazität, und seine Investitionskosten betrugen 630 Millionen Euro. Somit lagen die Investitionskosten pro Kilowattstunde unter 75 Euro. Der Gesamtwirkungsgrad dieses Speicherkraftwerkes erreicht etwa 75 %. Schreibt man die Investitionskosten für ein Pumpspeicherkraftwerk dieser Art über 50 Jahre ab, betragen sie etwa 1 €-Cent pro gespeicherter Kilowattstunde. Die eigentlichen Betriebskosten liegen auch sehr niedrig, da sehr wenig Wartung und Personal notwendig sind.

Zum Vergleich sei hier erwähnt, dass RWE in Neurath und Hamm insgesamt 235 MWh Li-Ionenspeicher errichten wird. Die Kosten dafür betragen 140 Millionen Euro [13]. Dies ergibt für die Investitionskosten pro kWh rund 600 €, die aber wegen der begrenzten Lebensdauer in zirka 15 Jahren abgeschrieben werden müssen.

Für Schätzungen des Speicherbedarfs in Deutschland muss man den gesamten Jahresbedarf sowie die stundenweise beziehungsweise über einen Tag notwendigen aufzunehmenden und abzugebenden Energiemengen betrachten. Nach heutigen Schätzungen wird der Jahresbedarf 2045 an Kurzzeitspeicherung etwa 125 TWh bei Einspeicherung umfassen, bei einem Wirkungsgrad von rund 80 % ermöglicht dies 100 TWh bei

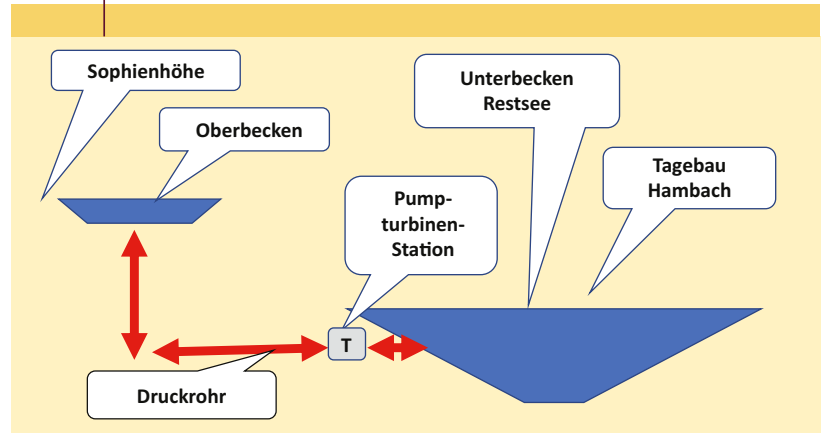
Ausspeicherung. Zum Ausgleich der täglichen Schwankungen erfordert das eine Speicherkapazität von 200 bis 400 GWh: Betrachtet man die heute bestehenden Speicherkapazitäten der drei hier diskutierten Großspeichertechnologien, dann scheint dieses Ausbauziel fast unerreichbar zu sein.

Neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland

In der Summe verfügen zurzeit die deutschen Pumpspeicherkraftwerke über rund 38 GWh Speicherkapazität mit einer maximalen Leistung von 6,6 GW [13]. Um eine für 2045 angepeilte Speicherkapazität von 400 GWh – wir wählen hier das obere Limit – zu erreichen, müssten die Pumpspeicherkraftwerke um etwa einen Faktor 10 weiter ausgebaut werden. Ist das in Deutschland realisierbar? In der Öffentlichkeit wird der Eindruck erweckt, dass hierzulande die dazu die notwendigen topographischen Voraussetzungen fehlen. Doch das stimmt nicht – es erfordert aber einen innovativen Ansatz.

Eine bestens geeignete Topographie bieten die in Deutschland vorhandenen Braunkohleabbaustätten. Während die Tagebaurestlöcher in der Lausitz und im Leipziger Revier nur bis etwa 80 m tief sind, erreichen die Tagebaue im Rheinischen Revier Tiefen zwischen 200 und 450 m. Im Gutachten [14] des MWIKE von NRW „Konzepte zur energetischen Nachnutzung von Tagebaurestlöchern in NRW“ wird die Errichtung von Schwerkraftenergiespeichern, also Pumpspeichern, schon eingehend untersucht und als wirtschaftliche Lösung positiv bewertet. Allerdings wird hier vor allem das traditionelle Pumpspeicherkraftwerk-Schema analog zum Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal betrachtet (Abbildungen 2 und 3). Die Variante mit Oberbecken auf der Sophienhöhe

ABB. 3 | HAMBACHER LOCH

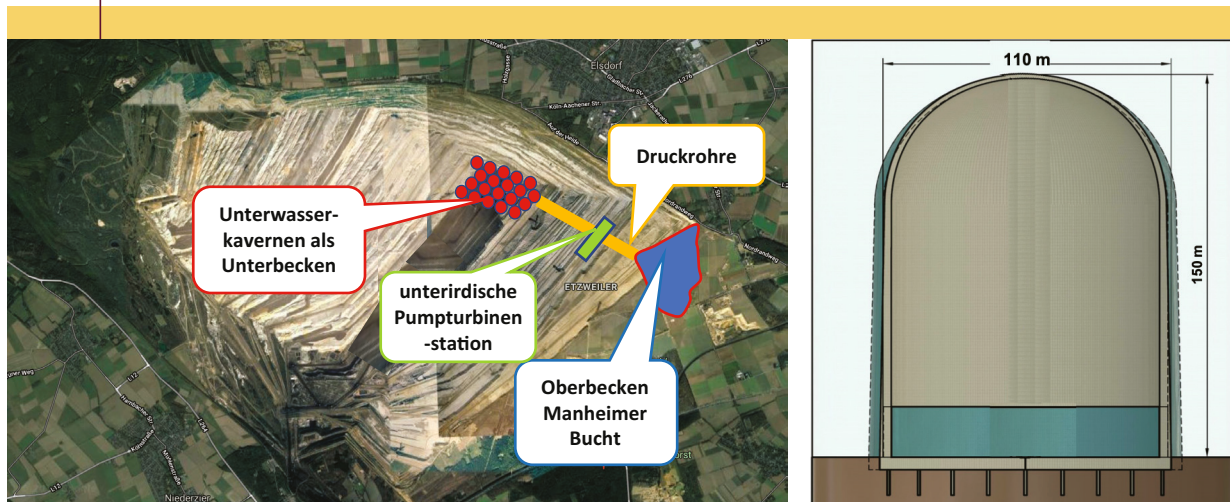


Prinzipische Skizze eines möglichen konventionellen Pumpspeicherkraftwerks im Hambacher Loch, stark längs gestaucht, dessen Lage im Plan in Abbildung 2 eingezeichnet ist (aus [12]).

(Abraumhalde) und Tagebau mit abgesenktem Wasserspiegel als Unterbecken widerspricht den Tagebau-Renaturierungsplänen des Rhein-Erft-Kreises und RWE. Diese Variante lässt eine weitgehende Flutung des Tagebaus nicht zu und beeinträchtigt etwas den Freizeitraum um die Sophienhöhe. Außerdem stößt die Variante aus Gründen der Standsicherheit der Abraumhalden und der gewünschten Wiederherstellung der ursprünglichen Grundwasserverhältnisse auf große Skepsis.

Folglich muss ein Pumpspeicherkraftwerk für den Einsatz in solchen Gruben anders konzipiert werden, um die vorhandene Tiefe und Größe des Tagebaus zu nutzen. Eine Alternative böten Unterbecken in Form von großen Hohlkörpern, zum Beispiel aus Beton, auf der Sohle des Tagebaus [15-17]. Als Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks könnte ein kleiner, vom später

ABB. 4 | KAVERNEN IM HAMBACHER LOCH



Links noch nicht gefluteter Hambacher Tagebau mit abgetrenntem Oberbecken in der Manheimer Bucht und Betonkavernen auf der untersten Tagebausohle, rechts Querschnitt durch eine Betonkaverne (nach [16]).

ABB. 5 | VISUALISIERUNG MIT ABGETRENNTM OBERBECKEN



Visualisierung der von RWE Power geplante Flutung und Rekultivierung des Tagebaus Hambach mit abgetrenntem Oberbecken in der Manheimer Bucht (modifiziert nach [15]).

gefluteten Tagebausee abgetrennter Teil dienen. Im Prinzip könnte auch der ganze Tagebausee als Oberbecken dienen. Das hat aber gravierende Nachteile: Die Inbetriebnahme des Pumpspeichers könnte erst nach gelungener Flutung des Tagebaus, eventuell erst in etwa 50 Jahren, erfolgen, und der Wasserspiegel im Tagebausee hätte je nach Größe des Speichers eine signifikante Ebbe- und Flutbewegung.

Dieses neue Speicherkonzept mit Betonhohlkörpern (Betonkavernen) wurde in 2016 im Bodensee im BMBF-Förderprojekt STENSEA [18] erfolgreich getestet. Die Technologie ist also erprobt und ausgereift. Im Ausblick des MWIKE-Gutachtens [14] (Seite 161) wird auch schon auf diese Möglichkeit eines unsichtbaren „Unterwasser-Kavernenspeichers“ als die bessere Lösung hingewiesen. Diese Lösung würde sich perfekt in die geplanten Rekultivierungspläne „Erholungsgebiet Sophienhöhe“ und „Restsee Hambach“ [19] einfügen (Abbildungen 4 und 5).

Abbildung 4 illustriert, wie im noch nicht gefluteten Tagebau die Betonkavernen, etwa in einer glockenähnlichen Form, errichtet werden würden. Dies könnte in Gleitschal-Bauweise geschehen, bei der die Verschalung auf den anwachsenden Wänden mitwandert. In Abbildung 4 rechts werden die Maße dieser Glockenkaverne beschrieben. Die Anordnung der Kavernen auf der Tagebausohle ist recht flexibel. Drei Glockenkavernen zu einer Einheit mit einer Pumpturbine bestückt, ergeben eine gesamte Einspeicherkapazität von zirka 2,9 GWh bei einer mittleren Fallhöhe von 360 m und jeweils 90 % – dem optimalen Wirkungsgrad der Maschinen. Eine 350-MW-Pumpturbine, deren Kosten mit Montage zwischen 50 und 60 Mio. € liegt, kann diese Strommenge in etwa acht Stunden einspeichern und damit zirka 8 h lang 300 MW an die Verbraucher liefern. Nach Tagebauflutung müssen die Wände der Glockenkavernen in der Maximaltiefe von 400 m bei 100 m Innendurchmesser und zirka 150 m Höhe etwa 5 m dick sein. Solange der Tagebau nicht geflutet ist, ist der Innendruck einer solchen 150 m hohen Kaverne an der Glockensohle etwa 15 bar höher als von außen. Mit dem

Druck aus den rund 400 m Höhenunterschied werden die Kavernen dagegen von innen nicht belastet, weil die daraus resultierende potentielle Energie in Strömungsenergie umgewandelt wird, und diese wird schließlich in der Turbine bei der Umwandlung in elektrische Energie abgebaut. Der Innendruck von maximal 15 bar kann durch Erdauffüllung zwischen den Kavernen neutralisiert werden. Später, bei vollständig gefülltem Tagebausee (Abbildung 5), wird der außen anstehende Wasserdruk etwa 40 bar erreichen (Abbildung 6).

Das hier beschriebene Verfahren zur Errichtung eines sehr großen Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerks im Hambacher Tagebau-Restloch hat zahlreiche Vorteile:

1. Parallel zur finalen Gestaltung des Restloches kann in Trockenbauweise mit dem Aufbau der Unterwasserkavernen kurzfristig begonnen werden. Gleichzeitig, noch vor 2030, wird mit der Ausgestaltung des Oberbeckens in der Manheimer Bucht (Abbildung 4) begonnen. Die Manheimer Bucht wird schon jetzt mit Tagebaugroßgeräten zur Kiesgewinnung ausgebagert.
2. Nach Montage der Druckrohre und der Pumpturbinen können die Speicher zeitnah in Betrieb genommen werden. Je nach Größe des Oberbeckens in der Manheimer Bucht – maximal zirka 240 Mio. m³ Inhalt sind theoretisch möglich [16] – könnten bei 80 % Ausnutzung theoretisch bis zu 250 Kavernenglocken errichtet werden. Dann wären maximal 220 GWh Ausspeicherkapazität theoretisch erreichbar. Praktisch wird nach den derzeit bekannten Randbedingungen wie verfügbare Breite und Länge auf der untersten Tagebausohle mit rund 120 Kavernenglocken und zirka 106 GWh gerechnet. Diese könnten Jahrzehnte vor der vollständigen Flutung des Tagebaus in Betrieb genommen werden.
3. Das zum Betrieb benötigte „Arbeitswasser“, maximal zirka 240 Millionen m³, könnte aus dem sogenannten Sumpfungswasser, dem zum Trockenhalten der Tagebaugrube abgepumpten Grundwasser, entnommen werden. Zurzeit sind dies fast 1 Mio. m³/d [21].
4. Die Flutung des Tagebaus ist somit von der Inbetriebnahme des Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerks völlig getrennt und kann sich über mehrere Jahrzehnte erstrecken.
5. Das Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk könnte ab den 2030er-Jahren schon betriebsbereit sein.

Im gefluteten Tagebau tritt bei diesem Konzept keinerlei Ebbe-Flut-Bewegung auf, weil das Oberbecken in der Manheimer Bucht abgetrennt ist. Das heißt, dass der Freizeitbetrieb, also Baden, Segeln etc., nicht gestört wird. Es gibt zudem keine kraftwerksbedingten Strömungen im Restsee, damit auch keine limnologisch, also binnengewässerökologisch, nachteiligen

Einflüsse und keine strömungsbedingten Sedimentumlagerungen. Das Arbeitswasser wird nur zwischen dem Oberbecken und den Kavernen ausgetauscht.

Abschätzung der speicherbaren Strommengen

Wegen der zunehmenden Elektrifizierung der Gesellschaft wird sich der gesamte deutsche elektrische Energiebedarf für Industrie, Haushalte, Mobilität etc. bis 2045 von derzeit 500 Mrd. kWh (2024) auf rund 1200 Mrd. kWh erhöhen, dabei soll er 2045 zu etwa 80 % aus Solarenergie und Windkraft gedeckt werden. Dann wird es häufig Stromüberschüsse pro Tag von bis zu etwa 1 Mrd. kWh (1 TWh) geben, mit Erzeugungsleistungen von mehr als 140 GW. Welchen Beitrag zum daraus erwachsenden Bedarf an Speicherkapazität könnte ein Hambacher Unterwasserkavernen-Pumpspeicherkraftwerks leisten?

Tabelle 1 listet die entsprechenden Zahlen für zwei verschiedene Speichergrößen auf. Die schon ambitionierte Variante 2 mit 117,8 GWh Kapazität würde eine maximale Ausspeicherleistung (Abgabeleistung) von zirka 11,8 GW ergeben. Das übersteigt bereits die bisherige Gesamtleistung der Braunkohlekraftwerke der Rheinschiene, also Neurath, Niederaußem, Weisweiler etc.! Daraus folgt eine jährliche Gesamtstrommenge von fast 17 Mrd. kWh, die dieser Speicher den Verbrauchern zur Verfügung stellen könnte. Das liegt deutlich über der bisherigen maximalen jährlichen Stromerzeugung der beiden 1000-MW-Blöcke von Neurath, des zweitgrößten Braunkohlekraftwerks Europas.

Fazit und Ausblick

Der hier beschriebene Energiespeicher könnte parallel zum auslaufenden Kohleabbau und der Gestaltung des Restloches zeitnah errichtet werden. Er würde die Zukunftsplanung von RWE Power und der Anrainerkommunen, den Tagebau zu rekultivieren und ein großes Freizeitgebiet zu schaffen, nicht stören.

Das Rheinische Revier würde auch in der Zukunft die führende Rolle in der deutschen Energiewirtschaft behalten, der Industrie zuverlässig preiswerten Strom jederzeit zur Verfügung stellen und attraktiv als Industriestandort sein. Ein solcher Speicher – zeitnah

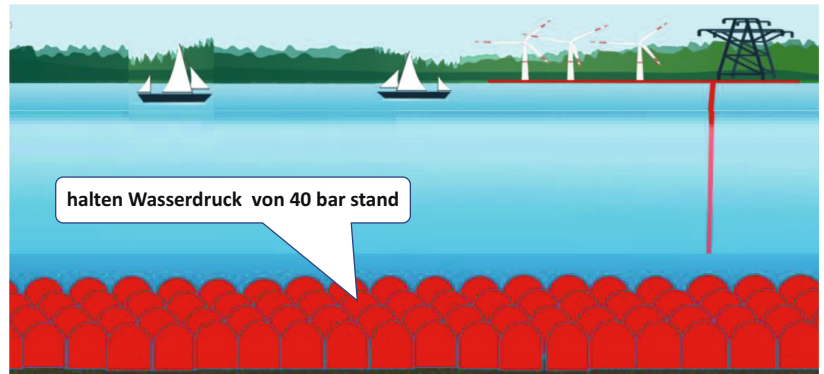


Abb. 6 Voll gefluteter Hambacher Tagebau als Freizeitraum ungefähr im Jahr 2080. Das Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk wäre dann unsichtbar.

verfügbar – würde somit einen sehr großen, systemrelevanten Beitrag zur Lösung des Energiespeicherproblems für ganz Deutschland liefern. Überdies wäre er ein Modell für weitere Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke in den anderen Tagebaugruben Deutschlands.

Zusammenfassung

Die Energiewende in Deutschland steht vor einer großen Herausforderung: Der geplante Zuwachs von Windenergie und Photovoltaik verstärkt die Schwankungen im Stromnetz. Das Ziel, Treibhausgas-Emissionen bis Mitte des Jahrhunderts vollständig zu vermeiden, erfordert einen massiven Ausbau an Kurzzeit-Stromspeichern, so dass Photovoltaik- und Windanlagen möglichst nicht abgeschaltet werden müssen. Derzeit werden drei Speicherkonzepte diskutiert: grüner Wasserstoff, Batterien und Pumpspeicherkraftwerke. Die Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse als chemische Speicher eignet sich eher für die Langzeitspeicherung, zudem müssten die Elektrolyseanlagen in Deutschland massiv erweitert werden. Die elektrochemische Speicherung in Akkumulatoren, zum Beispiel Lithium-Ionenbatterien, steht in Konkurrenz mit der E-Mobilität. Zudem sind die global verfügbaren Rohstoffe begrenzt, und die Zyklenzahl ist limitiert. Bei Pumpspeicher-Kraftwerken gibt es diese Probleme nicht. Sie sind seit gut hundert Jahren bewährt, benötigen kaum Personal und Wartung und erreichen Wirkungsgrade bis an die 80 %. Allerdings fehlt es an geeigneten Standorten für den Ausbau herkömmlicher Pumpspeicher-Kraftwerke. Als Alternative bieten stillgelegte Tagebaugruben die Chance, mit innovativen

TAB. 1 ZWEI UNTERWASSER-PUMPSPEICHERKRAFTWERK-SPEICHERGRÖSSEN¹

Anzahl Kavernen-glocken	Arbeitswasser / Mio. m ³	Leistung Einspeicherung / GW	Kapazität Einspeicherung / GWh	Leistung Ausspeicherung / GW	Kapazität Ausspeicherung / GWh	Äquivalent Groß-KW / ca. 1 GW	Jahressumme Turbinierung / TWh
60	60,0	8,2	58,9	6,6	53,0	6,6	8,5
120	120,0	16,4	117,7	13,2	105,9	13,2	17,0

¹Leistungsskala für zwei verschiedene Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk-Speichergrößen, Zyklenzahl: 160/a.

Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerken zügig große Speicherkapazitäten aufzubauen. Dieser Teil 1 des Zweiteilers stellt das Projekt im „Hambacher Loch“ als ein Beispiel für solche smarten Lösungen vor. Teil 2 widmet sich dann dem Zweispeichermmodell und zwei Bauformen von Pumpspeicherkraftwerken in Tagebaulöchern.

Stichwörter

Energiewende, Speichertechnologie, Kurzzeit-Stromspeicher, chemische Speicher, grüner Wasserstoff, elektrochemische Speicher, Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk, Hambacher Loch.

Danksagung

Open-Access-Veröffentlichung ermöglicht und organisiert durch Projekt DEAL.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, Datenarchiv SMARD, <https://t1p.de/Smard>.
- [2] SpeicherStadtKerpen; 20200320-Projektskizze Sofortprogramm und 2020-04-01 EnergieLandschaft, <https://t1p.de/SpeicherstadtKerpen>.
- [3] Habecks Kampf mit dem Ökostrom-Überschuss, Die Welt, 15.07.2024, https://t1p.de/WELT_Oekostrom.
- [4] M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), Handbook of Energy Storage – Demand, Technologies, Integration, Springer-Verlag, Berlin 2019.
- [5] O. Ruhnu, St. Qvist, Environ. Res. Lett. **2022**, 17, 044018.
- [6] I. Gyuk, DOE Global Energy Storage Database, Sandia Natl. Lab 2021, <https://www.sandia.gov/ess>.
- [7] Meldung von RWE, 31.05.2023, https://t1p.de/RWE_BattSpeich.
- [8] T. Amirthan, M.S.A. Perera, J. Nat. Gas Sci. Eng. **2022**, 108, 104843, <https://t1p.de/Amirthan>.
- [9] A. Ulvestad, Preprint **2018**, <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1803/1803.04317.pdf>.
- [10] J. Giesecke, S. Heimerl, Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb (6. Aufl.), Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 2014.
- [11] J. D. Hunt et al., Nat Commun **2020**, 11, 1 (Artikel 947).
- [12] Goldisthal, <https://t1p.de/Goldisthal>.
- [13] Wikipedia, Liste von Pumpspeicherkraftwerken, <https://t1p.de/WikiPump>.
- [14] Gutachten des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes NRW, Konzepte zur energetischen Nachnutzung von Tagebaurestlöchern in NRW; Endbericht November 2019, Gutachten MWIDE WI-E-0048.
- [15] H. Schmidt-Böcking et al., Physik in unserer Zeit **2013**, 44(4), 194,
- [16] H. Schmidt-Böcking et al., Energies **2024**, 17(1), 73
- [17] G. Luther, H. Schmidt-Böcking, The role of short-term storage like hydropower in abandoned opencast mines in the energy transition, in: 791. WE-Heraeus-Seminar (2023) / The Physical, Chemical and Technological Aspects of the Fundamental Transition in Energy Supply from Fossil to Renewable Sources – Key Aspect: Energy Storage, Lecture 11.1, <https://t1p.de/Heraeus-U-PSKW>.
- [18] M. Puchta et al., Abschlussbericht: Entwicklung und Erprobung eines neuartigen Pumpspeicherkonzeptes zur Speicherung großer

Mengen elektrischer Energie offshore, Fraunhofer IEE, intern. Projektnr. 102830, FKZ 0325584B.

- [19] RWE, Die neue Landschaft nach dem Tagebau Hambach, https://t1p.de/RWE_Hambach.

Die Autoren



Henry Riße studierte Wasserwirtschaft, arbeitet derzeit als Wissenschaftler und Ingenieur an Schnittstellen zwischen Energie- und Wasserwirtschaft an der RWTH Aachen.



Micheal Hollerbach, gelernter Chemielaborant, seit Jahrzehnten nebenberuflich und ehrenamtlich für die Energiewende in Deutschland aktiv.



Gerhard Luther, promovierter Physiker an der Universität des Saarlandes, forscht dort an Fragestellungen zur Ausgestaltung der Energiewende, Mitentwickler des „Meerei“-Konzeptes (StEnSea) als Unterwasserpumpspeicher für große Tiefen.



Horst Schmidt-Böcking, promovierter Physiker, viele Jahre lang Professor an der Goethe-Universität Frankfurt, Mitentwickler des StEnSea-Konzeptes („Meerei“) als Unterwasserpumpspeicher für sehr große Tiefen.

Anschriften

Dr. Henry Riße, Forschungsinstitut für Wasserwirtschaft und Klimazukunft, RWTH Aachen e.V., 52072 Aachen. risse@fiw.rwth-aachen.de

Michael Hollerbach, Dudenhöfer Straße 32, 63500 Seligenstadt. michaelhollerbach@arcor.de

Dr. Gerhard Luther, Forschungsstelle Zukunftsenergie, Universität Saarlandes, 66041 Saarbrücken. luther.gerhard@ingenieur.io

Prof. Dr. Horst Schmidt-Böcking, Institut für Kernphysik, Goethe Universität Frankfurt, 60438 Frankfurt. schmidt@atom.uni-frankfurt.de