

Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke im Tagebauloch, Teil 2

Ideale Kurzzeit-Stromspeicher

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

Abb. 1 Luftaufnahme eines typischen Pumpspeicherkraftwerks (Foto: Aufwind-Luftbilder, Adobe Stock). Deutschlands größtes konventionelles Pumpspeicherkraftwerk liegt in Goldisthal. Sein oberes Becken hat ein Fassungsvermögen von 12 Mio. m³, die Leistung erreicht 1 GW, und die Speicherkapazität ist 8,5 GWh [1].

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.

Die deutsche Energiewende setzt aus Effizienzgründen auf eine weitgehende Elektrifizierung der gesamten Energiewirtschaft. Zur neuen Primärenergie wird elektrischer Strom mit den Hauptpfeilern Photovoltaik und Windenergie. Diese Stromerzeugung folgt jedoch starr dem aktuellen Dargebot an regenerativer Energie. Dadurch entsteht eine Differenz zum aktuellen Verbrauch, die vor allem über Kurzzeit-Stromspeicher abgefangen werden muss. Teil 1 hat hierfür Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke in Tagebaulöchern als sinnvollste Lösung eingeführt. Teil 2 stellt das Zweispeichermmodell und einige Varianten dieser Kraftwerke vor.

In Deutschland wird oft ein weiterer Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke mit Hinweis auf einen „Mangel an geeigneten Standorten“ als illusorisch angesehen. Wie wir im Teil 1 dieses Zweiteilers dargelegt haben, gilt dies aber nur für konventionelle Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung 1) [1]. Tatsächlich verfügt Deutschland über ein geradezu gigantisches Potenzial an geeigneten Standorten in den Tagebaulöchern des

aufgelassenen Braunkohlebergbaus. Zu deren Nutzung stellen wir in diesem Teil unkonventionelle Entwürfe und Konzepte vor.

Dazu müssen wir zuerst die Energieproduktion wie auch den Energieverbrauch vergangener und prognostizierte zukünftiger Zeitreihen systematisch erfassen und berechnen. Das ermöglichen heute komplexe Softwaresysteme. Aus didaktischen Gründen und um die wesentlichen Mechanismen besser verständlich zu machen, verwenden wir in diesem Artikel unser bewährtes, vereinfachtes, an den physikalischen und klimatischen Grundtatsachen ausgelegtes *Zweispeichermmodell*. Das wenden wir auf den in Deutschland produzierten regenerativen Strom und seine direkte oder speichergestützte Einspeisung an [2]. Um die Speicherproblematik der Energiewende zu lösen, kombinieren wir im Zweispeichermmodell folgende Speichertypen:

- *Kurzzeitspeicher* mit hoher Effizienz wie Pumpspeicherkraftwerke oder Akkumulatoren, so oft und so ausgiebig wie sie arbeitsfähig verfügbar sind, sowie
- *Langzeit-/Backup-Speicher* (Gasspeicher) als jederzeit verfügbarer und sicherer Backup. Im Gegensatz zu Kurzzeitspeichern spielen hier eine hohe Effizienz der Speicher und eine schlechte Umwandlungskette Strom-Wasserstoff-Strom [3, 4] eine untergeordnete Rolle, wichtiger sind geringe Kosten bei der Bereitstellung sehr großer Speicherkapazitäten.

Wir gehen dabei von einem vorgegebenem Jahresstromverbrauch von $Q_a = 1000 \text{ TWh/a}$ aus. Diese Größenordnung ist realistisch und leichter handhabbar, denn den gerundeten Wert kann man auch schlicht als „tausend Promille“ lesen und somit die Ergebnisse leicht auf andere Schätzwerte skalieren.

Niemand kennt den wirklichen zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage in der Zukunft. Wenn man daher schon darüber Annahmen machen muss, dann ist es vernünftig, diese einerseits möglichst einfach und andererseits eher in Richtung Worst Case auszurichten. Daher nehmen wir zunächst einen zeitlich konstanten Stromverbrauch an, ohne Tagesgang und ohne saisonalen Gang. Für das Dargebot an regenerativer Energie gehen wir von der tatsächlichen stündlichen Stromproduktion in einem Referenzjahr aus, dabei beziehen wir uns im Folgenden auf die Daten von 2016 oder 2021. Wir gewichten den Photovoltaik-Anteil stärker, in dem wir ihn in der Regel mit einem „solaren Ausbaufaktor“ $AFS = 1,5$ multiplizieren. Diese Rohdaten skalieren wir danach mit einem Faktor, der sich daraus ergibt, dass der gesamte im Modell errechnete Nutzstrom genau dem vorgegebenen Jahresverbrauch von $Q_a = 1000 \text{ TWh/a}$ entspricht.

Das Zweispeichermmodell

Zuerst müssen wir das Zweispeichermmodell einführen. Die Mastergleichung dieses Modells ergibt sich aus der stündlichen Bilanz. Dabei wird der in jeder einzelnen Jahresstunde anfallende regenerative Strom so weit wie möglich zur Deckung des konstant angenommenen Stromverbrauchs eingesetzt. Ergibt sich dann noch ein Überschussstrom, so wird dieser so weit wie möglich abgespeichert. Bei einer Deckungslücke wird der fehlende Strom aus den Speichern entnommen. Der Gasspeicher wird dabei als so groß angenommen, dass er zu keiner Jahresstunde versiegt, und die verfügbare Leistung der Gaskraftwerke wird hinreichend groß angesetzt, sodass diese im Notfall die gesamte Stromversorgung übernehmen können.

Nun legen wir technische Parameter wie die Wirkungsgrade der Stromwandler und die durchaus problematischen Einheitskosten für die wirtschaftliche Optimierung fest. Damit lässt sich das Modell in seiner Grundfassung durch lediglich vier Auslegungsparameter betreiben und optimieren:

- Überschussfaktor $\ddot{U}SF$. Dieser gibt das Verhältnis des brutto produzierten regenerativen Jahresstroms RE_a zum Jahresverbrauch Q_a an:

$$\ddot{U}SF = RE_a / Q_a = \text{Bruttostrom/Jahresverbrauch.} \quad (1)$$

- Nettospeicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke Sp_{80} . Der Index soll auf die systemrelevante Eigenschaft der Kurzzeitspeicher hinweisen, einen hohen Speicherwirkungsgrad (zum Beispiel 78 %, 80 % oder auch 90 %) zu besitzen, dessen Größenklasse symbolisch immer als „80“ etikettiert wird.

Sp_{80} kann man in GWh oder auch anschaulich normiert als Bruchteil des mittleren Tagesverbrauchs angeben; bei unseren Annahmen wäre dies $Q_d = 1000/365 = 2,74 \text{ TWh/d}$.

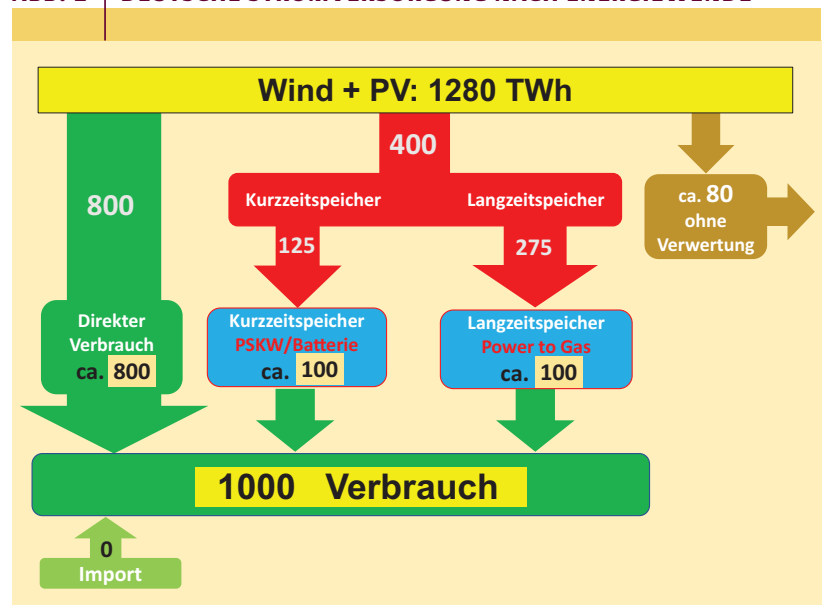
- Vollast-Entladezeit des Sp_{80} , T_{80} . Diese ergibt sich aus der maximal verfügbaren Leistung der Pumpspeicherkraftwerke, P_{80} .
- Maximal verfügbare Leistung der Elektrolyseure und gegebenenfalls weiterer Umwandler zur Erzeugung von Brenngas, P_{25} . Der schlechte Speicherwirkungsgrad der gesamten Kette Strom-Gas-Strom wird symbolisch als Größenklasse „25“ etikettiert.

Die Simulationsrechnungen werden mit der Excel-Tabellenkalkulation durchgeführt, wobei die Optimierungsrechnungen unter Einsatz der eingebauten Solver-Funktion erfolgt.

Energiewende und Zweispeichermmodell

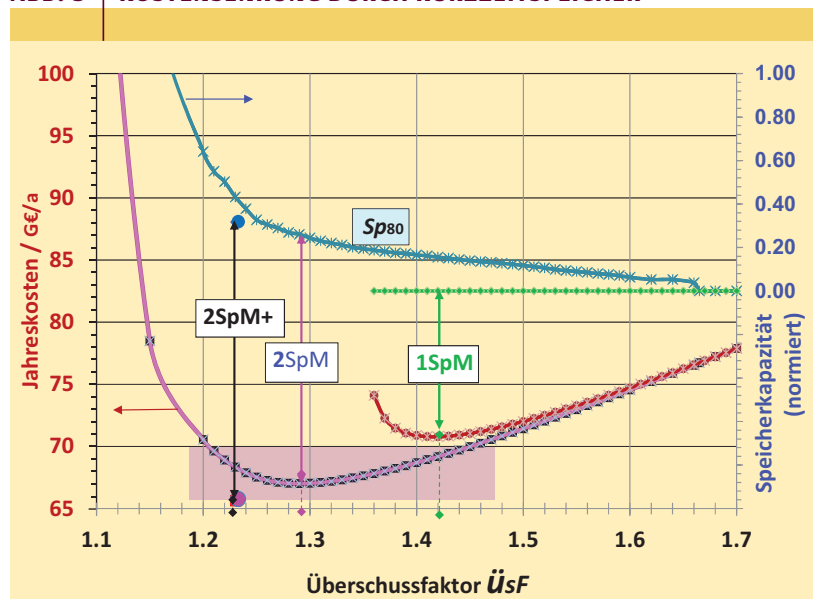
Mit den wenigen im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Auslegungsparametern können wir den Kern der „Hardware“ für die Energiewende festlegen. Es fehlt aber noch ein Algorithmus zum Betrieb der Speicher. Falls keine verlässliche Kenntnis für das in den nächsten Stunden und wenigen Tagen zu erwartenden Dargebot an regenerativem Strom vorhanden ist, liegt es nahe,

ABB. 2 | DEUTSCHE STROMVERSORGUNG NACH ENERGIEWENDE



Schematisches Beispiel für eine Jahresbilanz der deutschen Stromversorgung nach der vollendeten Energiewende, bei Autarkie mit Windenergie und Photovoltaik. Alle Zahlenangaben in dieser Strombilanz sind in TWh, die Zahlenwerte sind „griffig“ gerundet. Das Dargebot wurde aus der tatsächlichen regenerativen Stromproduktion des Jahres 2016 nach stärkerer Gewichtung des Solaranteils und Skalierung auf 1000 TWh/a Nutzstrom berechnet. Die Verarbeitung dieser Daten erfolgte nach dem Zweispeichermmodell gemäß der „pragmatischen Priorität“ für die effizienten Kurzzeitspeicher. PSKW: Pumpspeicherkraftwerk.

ABB. 3 KOSTENSENKUNG DURCH KURZZEITSPEICHER



Vergleich zwischen Einspeichermodell (1SpM) und Zweispeichermodell (2SpM) bei voller Autarke, auf Basis der Daten von 2021 gerechnet. Magentafarbene Kurve: Jahreskosten 2SpM, rote Kurve: Jahreskosten 1SpM, blaue Kurve: Gesamtkapazität Sp_{80} aller Kurzzeitspeicher; grüne Gerade: Nulllinie für das 1SpM ohne Pumpspeicherkraftwerke ($Sp_{80} = 0$). Aus dem Einsatz von geeigneten Kurzzeitspeichern (2SpM) ergeben sich eine Kostensenkung (linke Ordinate) und geringere Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energie (Abszisse: $\bar{U}SF$). Dazu müssen große Kapazitäten an Kurzzeitspeichern Sp_{80} in das Stromnetz eingebunden werden. Die Kapazität der Sp_{80} wird in Bruchteilen des mittleren Tagesverbrauchs angegeben (rechte Ordinate). Als Jahresverbrauch ist $Q_e = 1000 \text{ TWh}_e/\text{a}$ angesetzt. für die Speicherwirkungsgrade wurden 80% für Sp_{80} sowie 36% für Sp_{25} eingesetzt.

eine am Wirkungsgrad orientierte „pragmatische Priorität“ für den Einsatz der Speichertypen festzulegen:

- Zuerst wird der Kurzzeitspeicher voll in Anspruch genommen;
- ein etwa verbleibender Überschuss wird dann im Langzeit-/Backup-Speicher abgelegt oder bei einem im Stromnetz verbleibenden Mangel aus diesem entnommen und eingespeist.

Abbildung 2 zeigt ein typisches Beispiel für eine Jahresbilanz der deutschen Stromversorgung, wie wir sie für die Situation nach der vollendeten Energiewende abschätzen. Hierzu haben wir aus der tatsächlichen, stündlichen regenerativen Stromerzeugung des Jahres 2016 das Dargebot wie eingangs geschildert mit einem AFS von 1,5 und einer Skalierung auf 1000 TWh Nutzstrom hochgerechnet. Die Verarbeitung dieser Eingangsdaten erfolgte mit dem Zweispeichermodell, wobei wir den Einsatz der beiden Speichertypen nach der am Wirkungsgrad orientierten pragmatischen Priorität festgelegt haben. Die Auslegung der Modellparameter beruht auf einer Optimierung der Jahreskosten.

Da die einzelnen Kostenfaktoren hier nur für einen Abgleich verschiedener Ausbaualternativen

untereinander gebraucht werden, reicht eine grobe Kostenschätzung: Bei allen Varianten sind weder Betriebskosten noch Gewinne, Reparaturen oder Finanzierungskosten berücksichtigt. Die Erzeugungskosten für den regenerativen Bruttostrom werden pauschal pro MWh angesetzt, zum Beispiel mit 40 €/MWh. Die spezifischen Investitionskosten für Speicher und Umwandler werden pro MWh und pro MW aufgeschlüsselt. Die Zahlenwerte wurden mit Stand 2019 aus – oft ungenauen – Angaben und Prognosen in der Literatur in notgedrungen subjektiver Plausibilität ausgewählt. Struktur und Zahlenwerte der groben Kostenrechnung sind auf der „Speicherseite“ [5] eines der Autoren einsehbar.

Die Ergebnisse wurden in Abbildung 2 „griffig“ gerundet, also nicht durchweg streng mathematisch wiedergegeben. Diese Werte wurden demnach im Hinblick auf die Erfahrung aus Durchläufen mit leicht modifizierten Modellparametern und mit der Zielsetzung „faustformelartiger Einprägsamkeit“ überarbeitet, also geringfügig „frisirt“. Die Rohergebnisse finden sich in Folie 7 von [6].

Die nach der Energiewende zu erwartenden Abläufe der Stromversorgung lassen sich anhand von Abbildung 2 schematisch gut überblicken. Zur Erzeugung von 1000 TWh/a Nutzenergie müssen bei der ermittelten optimalen Speicherkonfiguration zunächst brutto 1280 TWh/a aufgebracht werden, also 28 % mehr als netto nutzbar sind. Dies dient der Abdeckung der Speicher wegen deren Wirkungsgradverluste und berücksichtigt die verbleibenden, nicht mehr nutzbaren Überschuss-Stromspitzen. Bei dieser Brutto-Auslegung der Quellen für regenerativen Strom werden 800 TWh/a, also 80 % des Nutzstroms, direkt in das Verbrauchernetz eingespeist; dieser Anteil hängt übrigens nur von der Bruttostromerzeugung ab, da die Speicherwirtschaft hierfür ja noch nicht in Anspruch genommen wird. Die verbleibenden 20 % des Nutzstroms müssen aus den Speichern entnommen werden, wobei dieser Anteil zu etwa gleichen Teilen, nämlich je etwa 10 %, aus den Kurzzeit- und den Langzeit-/Backup-Speichern stammt. Wegen der hohen Verluste insbesondere bei den Langzeit-/Backup-Speichern, müssen zuvor insgesamt 400 TWh/a eingespeichert worden sein. Aus Kostengründen können die Umwandler nicht auf Spitzen in der Stromerzeugung ausgelegt werden; daher fallen zirka 80 TWh/a als nicht nutzbare Reste an.

Das dargestellte Grundmodell ist in mancherlei Hinsicht ein Worst-Case-Modell und enthält noch viel Verbesserungspotenzial, das zu deutlichen Einsparungen am Ausbau der erneuerbaren Energie und der Speicher führen und damit deutlich Kosten einsparen sollte. Beispielsweise lässt sich durch gute Wetterprognosen die Produktion weitgehend vorhersagen und ermöglicht daher ein vorausschauendes Optimieren des Speichermanagements. Der Tages- und

Wochengang des Stromverbrauchs, der im Modell zunächst ignoriert wurde, kann zusammen mit Lastmanagement zu einer weiteren Reduktion der Ausbaugrößen führen.

Der Vorteil durch die Kurzzeitspeicher

Abbildung 3 stellt die Verhältnisse für eine Auswahl der vier im Abschnitt über das Zweispeichermmodell eingeführten Auslegungsparameter $\ddot{U}F$, Sp_{80} , T_{80} und P_{25} dar, die sich aus einer Optimierung bezüglich der Jahreskosten (magenta Kurve) ergibt. Das Kostenminimum ist jedoch ziemlich flach. Bei vernünftiger Vorgabe eines Auslegungsparameters findet daher die Kostenoptimierung schnell die hierfür optimalen Werte der drei anderen Auslegungsparameter, wobei sich die resultierenden Jahreskosten nur wenig verändern.

In Abbildung 3 ist auch die Verbesserung dargestellt, die durch einen Wechsel von einem einzigen Speichertyp, dem *Einspeichermmodell* (1SpM), der nur auf dem Langzeitprinzip – also nur auf Wasserstoff – beruht, zu einem *Zweispeichermmodell* (2SpM). Dargestellt sind zwei Kurvenpaare, in denen durch Doppelpfeile jeweils die Jahreskosten (linke Ordinate) und die Speicherkapazität Sp_{80} (rechte Ordinate) zusammengebunden sind – im 1SpM ohne Pumpspeicherkraftwerke gilt natürlich $Sp_{80} = 0$ (grüne Nullgerade). Die untere Pfeilspitze trifft die jeweilige Kostenkurve in ihrem Minimum und die zugehörigen Werte des Ausbaus an Kapazität zur Produktion regenerativer elektrischer Energie, RE, dargestellt als Überschussfaktor $\ddot{U}F$, sind auf der Abszisse markiert. Der Ausbauzustand der RE in Gestalt des Überschussfaktors $\ddot{U}F$ wird in jedem Punkt der Abszisse fest vorgegeben, und die restlichen Parameter ergeben sich dann wieder aus der Minimierung der Jahreskosten.

In dem rot unterlegten Bereich von $\ddot{U}F = 1,19$ bis $\ddot{U}F = 1,47$ bleiben die Kosten des 2SpM unterhalb der Minimalkosten des 1SpM. Die Jahreskosten, K_{2SpM} , erheben sich nur um wenige Prozent über ihren optimalen Minimalwert $K_{2SpM} \approx 67$ G€/a bei $\ddot{U}F = 1,28$. Auf der rechten Ordinate ist die Gesamtkapazität Sp_{80} aller Kurzzeitspeicher aufgetragen (blaue Kurve), und zwar als Bruchteil des mittleren täglichen Verbrauchs.

Der Nutzen des Einsatzes von Kurzzeitspeichern ist evident, denn der 1SpM erfordert einen deutlichen Mehraufwand für den Ausbau der RE, da der schlechte Wirkungsgrad der Gasspeicher einen hohen Überschussfaktor $\ddot{U}F$ zur Deckung der Speicherverluste verlangt. Unterhalb von $\ddot{U}F \approx 1,36$ ist auch durch die Bereitstellung einer beliebig großen Kapazität an Elektrolyseuren eine vollständige Deckung des Jahresverbrauchs nicht mehr möglich; deshalb brechen dort die Kurven des 1SpM von rechts kommend ab.

Die Kosten für das 1SpM (dunkelrote Kurve) erreichen dann schnell ein Minimum bei $\ddot{U}F = 1,42$. Bei



Abb. 4 Beim Projekt StEnSea wurde im November 2016 ein Testmodell eines Hohlkugelspeichers mit 3 m Durchmesser, in den eine Pumpturbine eingebaut ist, auf dem Grund des Bodensee installiert ([11], Bild: Fraunhofer IEE).

höherem $\ddot{U}F$ -Ausbau nähern sich die Kostenkurven mit und ohne Kurzzeitspeicher weiter an, und schließlich entscheidet sich das 2SpM bei einem $\ddot{U}F \approx 1,67$ von selbst, den Kurzzeitspeicher Sp_{80} auf Null zu setzen.

Das Modell geht für alle Werte des Überschussfaktors $\ddot{U}F$ von gleichen Einheitskosten der Bruttostromerzeugung aus. In der Realität jedoch wird ein immer weiter gehendes Anwachsen von regenerativen Stromkapazitäten schließlich doch teurer, da die guten Standorte für PV- und Windanlagen in Deutschland knapp werden. Daher ist eine Einsparung an RE-Kapazität, wie sie durch den Sp_{80} -Einsatz ermöglicht wird, umso wichtiger.

Die bisherigen Überlegungen wurden mit der „pragmatischen Priorität“ für den Einsatz der Kurzzeitspeicher gerechnet. Man kann aber davon ausgehen, dass in Zukunft die kurzzeitige Vorhersage des Aufkommens an erneuerbarer Energie sich weiter verbessern wird. Das bietet die Möglichkeit, die beiden Speichertypen mit großer Zuverlässigkeit so einzusetzen, dass sich insgesamt ein geringerer Einsatz des teuren Speichergases ergibt, und dadurch geringere Jahreskosten anfallen. Wir nennen dies *vorausschauende Optimierung*. Es handelt sich dabei um eine betriebliche Optimierung, die keine nennenswerten Investitionen erfordert.

In Abbildung 3 ist das Ergebnis dieses in Teilen noch „heuristischen“ Verfahrens in den Messpunkten angegeben, die auf dem links außen liegenden, schwarzen Doppelpfeil 2SpM+ aufliegen. Man erkennt eine weitere Reduktion der minimalen Jahreskosten, von 67 auf 65,5 G€/a, bei einem Minimalwert für den RE-Ausbau auf nur noch einen $\ddot{U}F = 1,23$. Interessant ist auch, dass die dafür eingesetzte, deutlich höhere normierte Speicherkapazität von $Sp_{80} \approx 0,35$ (gemessen als Anteil am mittleren Tagesverbrauch) deutlich



Abb. 5 Oben: Blick auf den heutigen Braunkohletagebau Hambach (Foto: H. Schmidt-Böcking). Unten: Zukunftsvision eines Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerks im zum Freizeitpark gefluteten Restsee.

unterhalb der blauen Sp_{80} -Kurve für das Modell 2SpM mit der „pragmatischen Priorität“ liegt. Die „Vorausschauende Optimierung“ wird in [7] in dem Kapitel „Ein Jahr wie 2021 AD im Energiewende-Modus“ ausführlicher dargestellt.

Dieser nahezu kostenlose Bonus der „vorausschauenden Optimierung“ der Jahreskosten ergibt sich aus dem Wechselspiel der beiden Speichertypen und lässt sich daher nur auf das 2SpM anwenden. Am besten funktioniert es, wenn man mit etwas größer bemessenen Kurzzeitspeichern arbeitet; die Kosten hierfür werden durch das Einsparen an RE-Kapazität mehr als aufgewogen.

Bei 1000 TWh/a Jahresverbrauch entspricht das sich in Abbildung 3 ergebende Kostenminimum von knapp 66 G€/a Stromkosten von zirka 6,6 ct/kWh. Man beachte jedoch die oben erwähnten Vereinfachungen unserer groben Kostenrechnungen; daher stimmt nur die Größenordnung von etwa 10 ct/kWh. Ein weiterer wichtiger Vorteil des 2SpM ergibt sich daraus, dass sich durch die Verfügbarkeit der Kurzzeitspeicher eine deutliche

Laufzeitverlängerung für die Elektrolyseure erreichen lässt (siehe [6], Folien 11-13).

Weitere Verbesserungen durch Kurzzeitspeicher

Die in Abbildung 2 dargestellten Stromflüsse nach Vorgabe der „pragmatischen Priorität“ können nicht nur durch das vorgestellte Verfahren der „Vorausschauenden Optimierung“ kostensparend verbessert werden. Bisher haben wir nämlich das Zweispeichersmodell, wie schon kurz angedeutet, unter einem Worst-Case-Szenario betrachtet. Nicht berücksichtigt haben wir nämlich bislang, dass die Stromnachfrage in der Nacht, an Wochenenden und Feiertagen zurückgeht. Hier öffnen sich aber Fenster zur Erholung der Stromspeicher und einer verstärkten H_2 -Produktion. Wir führen derzeit entsprechend verfeinerte Modellrechnungen mit dem 2SpM durch, die hier jedoch nicht im Detail dargestellt werden können. Als Zwischenergebnis können wir jedoch festhalten, dass durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern wohl noch eine merkliche Verringerung des notwendigen Überschussfaktors erreicht werden kann. Damit kommt die Produktionskapazität für regenerativen Strom mit einem geringeren Ausbau aus.

Mit der neuen Generation von smarten Zähler-schränken, die externe Steuer-Eingriffe des Energieversorgungsunternehmens ermöglichen, und einem entsprechenden Angebot für einen variablen Tarif kann man sich vorstellen, dass tarifliche Anreize die Stromnachfrage je nach Dargebot an regenerativem Strom kostensenkend beeinflussen werden können. Aufladen – und Stromabgabe – von Batterien im E-Auto, zeitlicher Spielraum für den Einsatz von Wärmepumpen und andere Stromanwendungen bieten hierfür interessante Ansatzpunkte.

Weiteren Spielraum bietet die sogenannte Kraft-Gas-Kopplung [6] zur Erzeugung von H_2 , denn die Industrie wird in einigen Bereichen weiterhin Brenngase einsetzen müssen. Unsere Modellrechnungen lassen hoffen, dass sich eine heimische H_2 -Produktion mit CO_2 -freien und durchlaufenden Grundkraftwerken, seien es Fusions- oder Kernkraftwerke, Desertec-Strom und Wasserkraftwerke, fossile Kraftwerke mit CO_2 -Abscheidung und Speicherung (CCS), sehr günstig mit der Produktion von regenerativem Strom verbinden lässt. Der Grund hierfür liegt in der einfachen Tatsache, dass durch eine gezielte Unterbrechung der H_2 -Produktion die Grundkraftwerke in Kombination mit den Kurzzeitspeichern hervorragend zur Bewältigung von Mangel-episoden in der Stromversorgung herangezogen werden können.

Wir können somit als Zwischenfazit festhalten: Nach der vollendeten Energiewende lässt sich durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern eine Autarkie der Stromversorgung in Deutschland mit einem deutlich

geringeren Ausbau erneuerbarer Energie und zu niedrigeren Kosten – abhängig von den Preisen für Importgas – erreichen. Es lohnt sich daher, neue Wege für einen massiven Zubau von Kurzzeitspeichern in Deutschland zu untersuchen. Pumpspeicherkraftwerke in den tiefen Löchern des auslaufenden Braunkohle-Tagebaues bieten hierfür eine ideale Lösung. Im Folgenden stellen wir einige neuartige technische Ansätze hierzu vor.

Neuartige Pumpspeicher im Tagebauloch

Die ausgekohlten Tagebaulöcher ergeben neuartige Perspektiven für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken. Wie schon im ersten Teil dieses Zweiteilers vorgestellt, kann ein Restsee nach der Rekultivierung des Tagebaulochs als Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks genutzt werden. Man muss dazu nicht einmal Jahrzehnte warten, bis der Rekultivierungssee bis oben gefüllt ist, sondern kann auch Zwischenlösungen nutzen. Dafür eignen sich zum Beispiel *Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke*, die im Unterbecken auf der noch trockenen Sohle des Tagebaus als geschlossene Hohlkörper errichtet werden. Dabei sind mannigfaltige Bauformen möglich. Eine Alternative bieten *Ringmauer-Pumpspeicherkraftwerke*, bei denen das Unterbecken durch eine ringförmig geschlossene Staumauer innerhalb des Restsees gebildet werden. Hier wird die weltweit bei Stauseen bewährte Bogenstaumauer zum vollständigen Ring vollendet.

Das theoretische Speicherpotenzial derartiger Unterwasser- oder Ringmauer-Pumpspeicherkraftwerke ist riesig, sie könnten den in der vollendeten Energiewende notwendigen Kurzzeitspeicherbedarf in Deutschland vollständig abdecken. Für eine Übersicht über verschiedenartige Pumpspeicherkraftwerk-Bauformen im Tagebauloch verweisen wir auf mehrere eigene Patente [8] und auf [9]. Hier folgt eine Auswahl an Beispielen.

Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk

In [9] werden Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke und insbesondere auch eine greifbare Zwischenlösung näher behandelt. Meist werden sie als Zusammenschaltung einzelner Hohlkörper konzipiert. Das Elementarbauwerk kann eine Kugel, ein quadratisches, hexagonales oder kreisförmiges Prisma mit zum Beispiel einer Halbkugelschale als „Deckel“ sein. Die Pumpturbinen können direkt im Speicherkörper untergebracht werden (Abbildung 4) [10]. Das hat den großen Vorteil, dass das Triebwasser ohne Rohrleitung direkt aus der Tiefwasserumgebung „gezapft“ und umgekehrt dort hinein gedrückt werden kann, damit kommt eine solche Anlage allein mit einer Stromleitung nach außen aus, die nach oben verlegt werden muss. Alternativ können die Pumpturbinen herkömmlich in einem zentralen Maschinenhaus, einer „Kaverne“, angeordnet werden

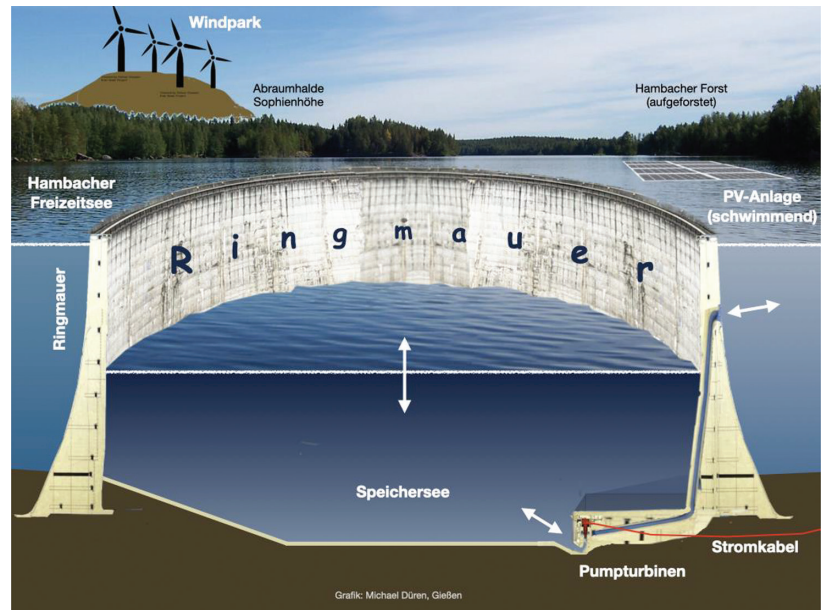


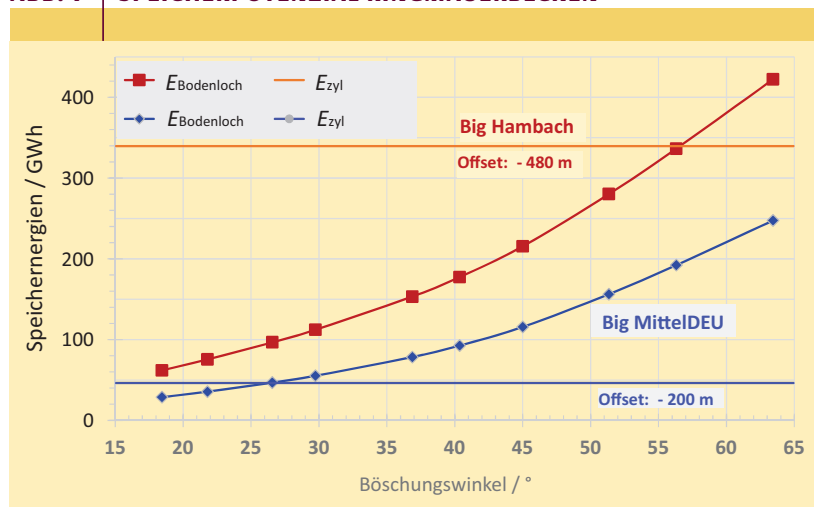
Abb. 6 Ringmauerspeicher als Unterbecken eines riesigen Pumpspeicherkraftwerks im Hambacher Loch, das den umgebenden Restsee des rekultivierten Tagebaus als Oberbecken nutzt (Grafik: M. Düren).

und über ein Rohrnetz mit den Speicherkörpern verbunden werden [11].

Ein großer Vorteil der Unterwasser- Pumpspeicherkraftwerke ist ihre Unsichtbarkeit. Bei der Errichtung herkömmlicher Pumpspeicherkraftwerke kommt es häufig zu einem heftigen Streit um die Genehmigung mit den betroffenen Bürgern. Bei einem Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk im Hambacher Tagebauloch hingegen soll eine ohnehin zerstörte und aufgerissene Landschaft (Abbildung 5 oben) in eine Erholungslandschaft mit technisch genutztem Seegrund umgewandelt werden (Abbildung 5 unten).

Die in Abbildung 5 schematisch dargestellten Hohlkörper wurden als Kreiszylinder mit 100 m Zylinderhöhe, 100 m Durchmesser und einer Halbkugelschale als Abschluss berechnet. Sie sind für eine Installations-tiefe von 400 m auf der Teufe des Hambacher Lochs ausgelegt, siehe auch Teil 1 [9, 11]. Jede derartige „Glocke“ würde dann mit einer Speicherkapazität von 0,9 GWh zur Gesamtanlage beitragen. Da Pumpturbinen sich etwa bei 100 bis 300 MW Leistung im spezifischen Kostenminimum pro MW befinden, werden jeweils drei solcher Glockenspeicher zu einer Betriebseinheit zusammengeschlossen und mit einer 300-MW-Pumpturbine betrieben. Es ist noch nicht ganz klar, wieviel Glocken man unter technischen Anforderungen zur Herstellung und Betrieb der Anlagen realisieren könnte; bei 100 Glocken käme man auf eine installierte Speicherkapazität von 90 GWh für die gesamte Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerksanlage. Im Rahmen der Erfahrungen mit dem Zweispeichersmodell rechnen wir mit einer

ABB. 7 | SPEICHERPOTENZIAL RINGMAUERBECKEN



Speicherkapazität eines großen Ringmauerbeckens mit 1200 m Durchmesser für zwei Standorte mit 480 m (Big Hambach) und 200 m (Big MittelDEU) Teufe der Bodenfläche (durchgezogene Linien). Die Kapazität eines zusätzlich im Inneren gegrabenen Bodenlochspeichers, mit einem oberen Durchmesser von 1000 m, hängt von seinem Böschungswinkel ab: Je steiler dieser ist, um so tiefer kann das Bodenloch geführt werden, seine maximale Tiefe haben wir jedoch in unseren Berechnungen auf 500 m beschränkt (weitere Details: siehe Bild 10 in DE 10 2021 004 099 [8]). Die geraden Linien (E_{zyl}) geben den Speicherinhalt des zylindrischen Ringmauerbeckens an, die Kurven ($E_{\text{Bodenloch}}$) zeigen den Speicherinhalt des kegelförmigen Bodenlochspeichers.

realitätsnahen Zyklenzahl von etwa 160/a; damit ergäbe sich ein Jahresumsatz der Anlage im Hambacher Loch von zirka 14 TWh/a.

Die Sicherung gegen Auftrieb soll in dem Entwurf des Glockenspeichers durch tief im Untergrund verankerte Pfähle garantiert werden (in Abbildung 5 unten angedeutet). Bei einem Nutzvolumen von 1 Mio. m³ pro Glocke verbleibt auch nach Abzug der Auftriebsverminderung durch das Eigengewicht des Baukörpers – einschließlich einfach einzubringender Ballastmassen – eine potenziell immer noch sehr große Auftriebskraft. Je nach Bodenverhältnissen, Genehmigungsaufgaben und garantierter Haltekraft der Pfähle werden sich Restriktionen für die Bauhöhe und die Abstände zwischen den Betriebseinheiten ergeben.

Ringmauer-Pumpspeicherkraftwerke

Wenn man ein einzelnes Unterwasserbecken immer breiter und höher werden lässt, dann kann man den Punkt erreichen, an dem es aus der Oberfläche des Sees herausragt. Damit ist eine neue Qualität erreicht: eine ringförmig geschlossene Staumauer, die das untere Reservoir eines riesigen Pumpspeicherkraftwerks bildet und den umgebenden See als oberes Becken nutzt (Patent DE 10 2021 004 099, [7]).

Ein solches Ringmauer-Pumpspeicherkraftwerk (Abbildung 6) weist bedeutende Vorteile auf, denn diese Technologie basiert auf dem bewährten Konzept der Bogenmauer mit stabiler Felsabstützung. Das ist seit vielen Jahrzehnten und auf der ganzen Welt Standard

für große Stauseen. Anders als eine herkömmliche Staumauer muss eine Ringstaumauer jedoch nicht gegen Wagschieben abgesichert werden, denn der Ring ist von allen Seiten einem gleichmäßigen Wasserdruck ausgesetzt. Folglich heben sich die Verschiebekräfte gegenseitig auf, und die Ringstaumauer benötigt keine stabilen Bergflanken. Da das von der Ringmauer umschlossene Reservoir nach oben offen ist, entfällt zudem ein aufwendiger „Deckel“ mit Stützen, Säulen und Kuppeln. Die Innenseite der Ringmauer stellt bei gefülltem Tagebausee die Luftseite des „Stausees“ dar. Bei entsprechender Ausgestaltung des innenliegenden Bodens gibt es somit keine Auftriebsprobleme, was man aus Erfahrung mit den vielen Stauseen auf der ganzen Welt weiß. Ein Durchsickern von kleinen Wassermengen ist unproblematisch, da sie im meist täglichen Pumpbetrieb zusammen mit dem Arbeitswasser sofort abgeführt werden.

Zudem kann eine solches Pumpspeicherkraftwerk einen großen Bereich von Niveauunterschieden zwischen innerem und äußerem Becken nutzen. Der Füllstand im tiefen Innenbehälter, der wegen des schrägen Blickwinkels aus der typischen Betrachterposition optisch von außen verborgen ist, kann in einem außerordentlich weiten Bereich variiert werden. Dies legt den Einsatz von in Reihe geschalteten Pumpturbinen nahe, die in unterschiedlichen Höhen an der Staumauer platziert werden können, um einen zu hohen Eingangsdruck zu vermeiden. Im Laufe eines Speicherzyklus kann durch variable Parallel- und Reihenschaltungen zumindest ein Großteil der Pumpturbinen in unterschiedlichen Konfigurationen eingesetzt werden, was zu einer guten Auslastung führt.

Es besteht zudem die Möglichkeit, den Boden innerhalb der Ringmauer zu vertiefen, um noch mehr Volumen und Niveauunterschied zu gewinnen. Aus dem Tagebau stehen noch die großen Maschinen zur Verfügung, die tiefe Löcher für den Bodenabtransport und die Braunkohlegewinnung gegraben haben. Sie könnten dafür eingesetzt werden, kostengünstig zusätzlichen Speicherraum durch Vertiefen des Bodens im Ringmauernecken zu erstellen. Auch in den Jahren, in denen der Restsee sich erst zu einem kleinen Teil mit Wasser füllt, kann die Anlage bereits betrieben werden. Dies kann zum Beispiel in Verbindung mit einem vorläufigen Oberbecken wie der im Teil 1 vorgestellten „Manheimer Bucht“ des Hambacher Tagebaus geschehen [11].

Ein Ringmauer-Pumpspeicherkraftwerk mit einem Durchmesser von zirka 1200 m hätte eine Bogenkrümmung, die bei großen Stauseen nicht außergewöhnlich ist. Wäre eine solche Anlage in einem Tagebau von der Tiefe und Größe von Hambach realisiert, könnte sie in der Ausführung mit Bodenspeicher einen Kurzzeitspeicher in der 500-GWh-Klasse ergeben (Abbildung 7). Dies entspricht etwa dem Zwölfwachen der jetzigen Gesamtkapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland. Bei einem weniger tiefen Tagebau, bei 200 m Tiefe und ähnlichem Bodenspeicher, wären die Ergebnisse immer

noch im Bereich 100 GWh, wie die blaue Kurve in Abbildung 7 zeigt.

Die in unserem Zweiteiler vorgestellten Lösungen für Pumpspeicherkraftwerke in Tagebaulöchern bestehen bisher nur als Idee. Als nächster Schritt müssen Vorplanungen und Planungen an einem konkreten Projekt folgen. Natürlich müssen dabei noch neue Herausforderungen ingenieurtechnisch gemeistert werden. Diese Mühe wird jedoch mit der Lösung des gigantischen Speicherproblems der Energiewende belohnt.

Zusammenfassung

Die deutsche Energiewende setzt aus Effizienzgründen auf eine weitgehende Elektrifizierung der gesamten Energiewirtschaft. Zur neuen Primärenergie wird elektrischer Strom mit den Hauptpfeilern Photovoltaik und Windenergie. Diese Stromerzeugung folgt jedoch starr dem aktuellen Dargebot an regenerativer Energie. Dadurch entsteht eine Differenz zum aktuellen Verbrauch, die vor allem über Kurzzeit-Stromspeicher abgefangen werden muss. Teil 1 hat Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerke in Tagebaulöchern als sinnvollste Lösung für Kurzzeit-Speicher eingeführt. Teil 2 stellt das ZweispeichermodeLL vor. Es kombiniert Kurzzeitspeicher auf Basis von Pumpspeicherkraftwerken oder Akkumulatoren mit Langzeit-/Backup-Speichern vor allem auf Basis von regenerativem Wasserstoff. Danach folgt die Diskussion zweier Kraftwerksvarianten in Tagebaulöchern, neben dem Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk das Ringspeicherkraftwerk.

Stichwörter

Energiewende, Kurzzeitspeicher, Unterwasser-Pumpspeicherkraftwerk, Ringmauerbecken, Tagebauloch.

Danksagung

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

Literatur

- [1] Vattenfall, Homepage Goldisthal, <https://t1p.de/Goldisthal>.
- [2] G. Luther, H. Schmidt-Böcking, ew Spezial III **2014**, 22; verfügbar über [1].
- [3] J. Hampp, M. Düren, T. Brown, PLoS ONE **2023**, 18(2), e0262340. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0281380>
- [4] J. Hampp, PLoS ONE **2024**, 19(2), e0292892
- [5] G. Luther, Themenseite Speicher, www.fze.uni-saarland.de/Speicher.htm.
- [6] G. Luther, H. Schmidt-Böcking, AKE-Vortrag **2024**, <https://t1p.de/AKEVortrag3>.
- [7] G. Luther, H. Schmidt-Böcking, Vortrag auf dem 791. WE-Heraeus-Seminar **2023**, <https://t1p.de/AKEVortrag2023>.
- [8] G. Luther, H. Schmidt-Böcking, Patente: DE 10 2011 013 329 (MeerEi1), DE 10 2011 118 206, DE 10 2011 118 486 (LuftEi), DE 10 2011 105 307, DE 10 2013 019776 (BergEi2), DE 10 2019 118 725 (SeeEi1), DE 10 2019 118 726, DE 10 2020 002 609, DE 10 2020 111

844 (SeeEi3), DE 10 2021 004 099 (SeeEi4), DE 10 2021 002 150. Als deutsche Patente verfügbar über <https://depatisnet.dpma.de/>

- [9] H. Schmidt-Böcking et al., Energies **2024**, 17(1), 73.
- [10] FhG IEE, Projekt StEnSea, https://t1p.de/IEE_STENSEA.
- [11] H. Riße et al., Physik in unserer Zeit **2025**, im Druck.

Die Autoren



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.



Michael Düren ist Professor i.R. für Experimentalphysik an der Justus-Liebig-Universität in Gießen. Er ist Mitgründer der Desertec-Stiftung und Vorstandsmitglied im Arbeitskreis Energie an der Deutschen Physikalischen Gesellschaft.



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



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

Anschriften

Dr. Gerhard Luther, Forschungsstelle Zukunftsenergie, Experimentalphysik, Universität des Saarlandes, 66123 Saarbrücken. luther.gerhard@ingenieur.io

Prof. Dr. Michael Düren, Justus-Liebig-Universität Gießen, II. Physikalisches Institut und Zentrum für internationale Entwicklungs- und Umweltforschung, 35392 Gießen. michael.dueren@uni-giessen.de

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

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