

Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen: am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden

Thema, Johannes; Thema, Martin

Veröffentlichungsversion / Published Version

Arbeitspapier / working paper

Empfohlene Zitierung / Suggested Citation:

Thema, J., & Thema, M. (2019). *Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen: am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden*. (Wuppertal Paper, 194). Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-72611>

Nutzungsbedingungen:

Dieser Text wird unter einer CC BY-NC-ND Lizenz (Namensnennung-Nicht-kommerziell-Keine Bearbeitung) zur Verfügung gestellt. Nähere Auskünfte zu den CC-Lizenzen finden Sie hier:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.de>

Terms of use:

This document is made available under a CC BY-NC-ND Licence (Attribution-Non Commercial-NoDerivatives). For more information see:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>

194_ *Wuppertal Paper* | März 2019

Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen

am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden
(2. ergänzte Auflage)

Johannes Thema, Wuppertal Institut
Martin Thema, OTH Regensburg



Herausgeber:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Autoren:**Johannes Thema**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Abteilung Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik
Forschungsbereich Energiepolitik
E-Mail: johannes.thema@wupperinst.org

Martin Thema

Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES)
E-Mail: martin.thema@oth-regensburg.de

Wir danken Herrn **Prof. Dr. Michael Düren** (II. Physikalisches Institut, Universität Gießen) für sein wertvolles Feedback zur Umsetzung der Verbindung der Tagebaurestlöcher mittels Rohrleitungen und Stollensystemen. Dieses hat uns veranlasst, das Wuppertal Paper zu überarbeiten und mit entsprechenden Änderungen und Ergänzungen in zweiter Auflage zu veröffentlichen.

Änderungen der zweiten Auflage gegenüber der ersten: Ergänzungen zu Notwendigkeiten bei Erhöhung FEE-Dargebot (S. 5), Überarbeitung Abb. 3 und 6, Ergänzungen zur technischen Machbarkeit (Abschnitt 2), Ergänzung zur Integration in Infrastrukturen, Wirtschaftlichkeit und Gegenüberstellung mit anderen Speicheroptionen.

„**Wuppertal Papers**“ sind Diskussionspapiere. Sie sollen frühzeitig mit bestimmten Aspekten der Arbeit des Instituts vertraut machen und zu kritischer Diskussion einladen. Das Wuppertal Institut achtet auf ihre wissenschaftliche Qualität, identifiziert sich aber nicht notwendigerweise mit ihrem Inhalt.

Wuppertal, März 2019
ISSN 0949-5266

Bildnachweis: © Johannes Thema, Tagebau Hambach, 2018

Dieses Werk steht unter der Lizenz Creative Commons Namensnennung-NichtKommerziell-KeineBearbeitung 4.0 International. Die Lizenz ist abrufbar unter <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungen	3
Tabellen	3
Zusammenfassung	4
1 Hintergrund: Energiewende braucht Stromspeicher	4
2 Technisches Konzept	6
3 Potenzielle Speicherkapazitäten	10
4 Integration: Bestehende Infrastruktur und künftige Optionen	13
5 Rechtliche Rahmenbedingungen und Umweltauswirkungen	14
6 Wirtschaftlichkeit	15
7 Gegenüberstellung des Konzepts mit anderen Speicheroptionen	18
8 Fazit	21
9 Literaturverzeichnis	22
10 Anhang	24
Danksagung	24

Abbildungen

Abbildung 1 Vier-Phasen-Modell der Energiewende -----	4
Abbildung 2 Kapazitäten und Ausspeicherzeiten bestehender Speichertechnologien -----	6
Abbildung 3 Schematische Darstellung Funktionsweise Pumpspeicherwerk in Tagebauen-----	7
Abbildung 4 Lage der Tagebaue Hambach (mitte), Garzweiler (oben) und Inden (links)-----	8
Abbildung 5 Schematische Darstellung des Aufbau eines Pumpspeichers zwischen den Tagebauen Hambach und Garzweiler mittels Stollenverbindung und Kraftwerkskaverne.-----	10
Abbildung 6 Schematische Darstellung der Tagebaue Hambach, Garzweiler, Inden mit Pumpspeicherwerken -----	11
Abbildung 7 Mögliche Speicherkapazität eines PSW Hambach, Garzweiler, Inden -----	12
Abbildung 8 Erste Schätzung von Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung-----	16

Tabellen

Tabelle 1 Entfernung zwischen den zu verbindenden Tagebauen (theoretische Rohrleitungslänge oder Länge des notwendigen Tunnelsystems).-----	10
Tabelle 2 Angenommene Ausdehnung der drei betrachteten Tagebaue (geometrische Form: Dreiecksquader) -----	11
Tabelle 3 Mögliche Ein- und Ausspeicherdauern bei einer Pumpspeicherleistung von 1-4 GW und Speicherkapazitäten von 230-370 GWh-----	13
Tabelle 4 Multikriterieller Vergleich von Tagebau-Pumpspeicher mit anderen Optionen -----	19
Tabelle 5 Multikriterieller Vergleich von Speicheroptionen (Bandbreiten) -----	24

Zusammenfassung

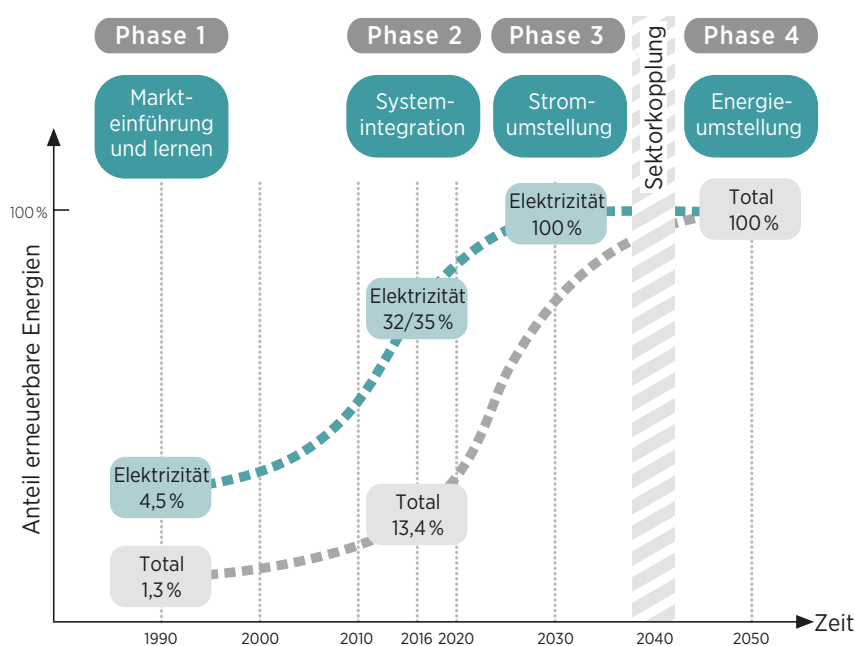
Mit fortschreitender Energiewende steigt der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix. Deren Angebot variiert im Tagesverlauf, nach Wetterlage und saisonal. Um Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen, benötigt es daher Speicher mit großen Kapazitäten. Von allen technologischen Optionen mit großer Speicherkapazität, sind Wasser-Pumpspeicherwerke die einzige, die langjährig erprobt und mglw. wirtschaftlich ist. Diese könnten in Braunkohletagebauen, welche im Zuge der Energiewende aufgegeben werden, errichtet werden. Unsere Übersichtsrechnung am Beispiel eines Pumpspeicherwerks in den heutigen Tagebauen Hambach, Garzweiler und Inden zeigt, dass diese mit bis zu 400 GWh ein signifikantes technisches Speicherpotenzial haben. Dies entspricht etwa der kontinuierlichen Maximalleistung eines Kernkraftwerks über zwei Wochen.

Im Kontext der Diskussion um den Braunkohleausstieg skizziert das Papier ein netzdienliches Nachnutzungskonzept für Braunkohletagebaue, das zumindest für einen Teil der heute in der Kohleförderung und –Verstromung Beschäftigten mögliche Zukunftsperspektiven bietet.

1 Hintergrund: Energiewende braucht Stromspeicher

Die Energiewende in Deutschland hat zum Ziel, Energie langfristig zu 100 % aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen, im Stromsektor zielt Deutschland auf 50–65% schon bis 2030 (BMWi 2019, 31). Sie umfasst nicht nur den Stromsektor, sondern auch Mobilität, Wärme und Industrie. Gerade in diesen Sektoren wird der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen besonders herausfordernd. Alle bestehenden Szenarien erwarten eine Dekarbonisierung weitgehend über direkte Elektrifizierung auch dieser Bereiche oder Anwendung strombasierter synthetischer Brennstoffe – durch erneuerbar erzeugten Strom, die sogenannte Sektorenkopplung.

Abbildung 1 Vier-Phasen-Modell der Energiewende



Quelle: Wuppertal Institut/Schneidewind (2018), S. 194

Mittel- bis langfristig wird ein Großteil der in Deutschland verbrauchten Energie also über regenerativ erzeugten Strom bereitgestellt. Da die Potenziale für Laufwasser- und Speicherkraftwerke wie auch für Biomasse und Geothermie in Deutschland weitgehend ausgeschöpft sind, bleiben als erneuerbare Erzeugungstechnologien Windkraftanlagen an Land und auf See sowie Solarenergie als Photovoltaik (Aufdach- und Flächenanlagen) und Solarthermie. Diese Technologien haben gemein, dass die Erzeugungskapazitäten nicht kontinuierlich zur Verfügung stehen, sondern nur bei entsprechender Sonneneinstrahlung bzw. Windverhältnissen – man spricht von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE). Damit die nachhaltige Transformation des Energiesystems gelingt, und künftig ein fluktuierendes Angebot die Nachfrage decken kann, benötigt es:

- soweit als möglich **Reduktion der Gesamtnachfrage** durch Effizienz und Einsparmaßnahmen in allen Sektoren,
- wo möglich, **Steuerung der Nachfrage** (Reduktion von Lastspitzen, Abfangen von Erzeugungsüberschüssen und Ausgleich von Netzengpässen) sowie **Flexibilisierung der Erzeugung** (bspw. in Biogasanlagen),
- **Transport und Verteilung** der Energiemengen von den Orten des Dargebots über ertüchtigte Netze zum Verbraucher um statistische Fluktuationen in Erzeugung und Verbrauch überregional teilweise heraus zu mitteln und letztlich
- **Speicherung** von Energie zur Überbrückung von Zeiten niedrigen Dargebots und zum Abfangen überschüssig erzeugter Mengen sowie Verringerung von Spitzenlasten durch intelligente Anordnung der Speicher in Verbraucher- und Erzeugernähe, die den Investitionsaufwand in die Übertragungsnetze verringert.

Energiespeicher sind ein entscheidender Faktor in der Energieversorgung (Sternier & Stadler 2017, Pape et al. 2014, Adamek et al. 2012). Sie sorgen für zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und sind damit neben den o.g. weiteren Ansätzen einer der technologischen Grundpfeiler für eine funktionierende Energiewende. Mit zunehmendem Anteil von Energiemengen aus regenerativer Erzeugung müssen die Energiesektoren flexibler und stärker verbunden werden um Erzeugungsüberschüsse wie Verbrauchsspitzen, welche zeitlich oft nicht kongruent sind, auszugleichen. Werden ambitionierte Klimaziele umgesetzt und bis 2050 100 % erneuerbare Energien im Strommix erreicht, werden spätestens ab 2035 oder Anteilen erneuerbarer Energieerzeugung von 60-80 % Speicherkapazitäten im Gigawatt-Maßstab benötigt (Thema et al. 2016, Sternier & Stadler 2017).

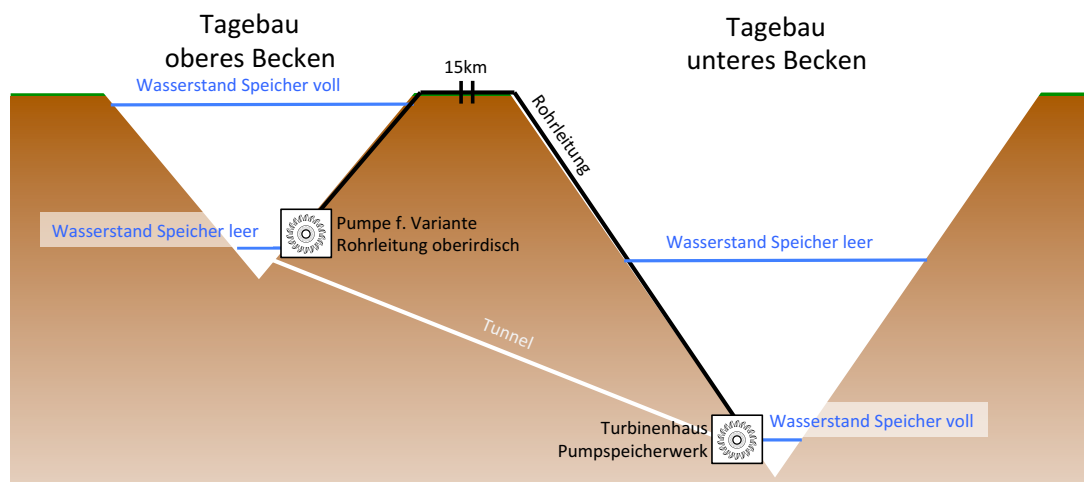
Da die solare Einstrahlung und auch Wind saisonal stark schwankt, werden, insbesondere um die im Winter höhere Wärmenachfrage zu decken, mittelfristig große Speicherkapazitäten notwendig. Diese sollten möglichst in geografischer Nähe zu Erzeugung oder Verbrauch stationiert sein, um Leitungsverluste zu minimieren. Jedoch auch kurzfristige Fluktuation müssen ausgeglichen werden um die Netzstabilität zu gewährleisten (Spannungshaltung, Primärregelleistung).

Vonseiten der Speichertechnologien gibt es hierfür Lösungen für kurzzeitigen (z.B. Schwungmassenspeicher), mittelfristigen (z.B. Batteriespeicherkraftwerke, kleinere Pumpspeicher) oder längerfristigen (größere Pumpspeicherwerke, Power-to-X) Ausgleich.

Der technische Ansatz, Pumpspeicherwerke in aufgelassenen Tagebauen umzusetzen, wird in Patent DE 000019513817 B4 (erteilt 2004, ausgelaufen) der Firma ETC Energietechnik beschrieben. Braunkohletagebaue eignen sich grundsätzlich als Speicherbecken für Pumpspeicherwerke, da sie erhebliche Ausdehnung und damit Speicherkapazitäten haben und zudem meist relativ nah an Erzeugungs- oder Verbrauchsstätten liegen.

Möglich ist, ein Oberbecken künstlich z.B. auf Abraumbergen zu errichten. Einfacher ist jedoch die Nutzung vorhandener nahegelegener Gruben mit der tiefsten als Unterbecken. Möglich ist auch die Kombination mit mehreren Oberbecken. Die Ein-/Auspeicherung kann entweder durch einen Tunnel oder über Rohrleitungen an der Erdoberfläche (s. Abbildung 3). Je größer die Höhendifferenz und das Speichervolumen ist, desto größer ist die Speicherkapazität des Kraftwerks.

Abbildung 3 Schematische Darstellung Funktionsweise Pumpspeicherwerk in Tagebauen



Quelle: eigene Darstellung

Im Patent DE 000019513817 B4 wird für solche Anlagen weiter beschrieben, dass sich „je nach Füllstand des Ober- und des Unterbeckens eine erhebliche Schwankung der Höhendifferenz zwischen dem Wasserstand des Oberbeckens und des Unterbeckens einstellt. So kann es durchaus zutreffen, daß sich für ein Pumpspeicherwerk bei vollem Oberbecken und leerem Unterbecken eine Höhendifferenz von z.B. 400 m ergibt, während dieselbe Beckenanlage bei fast leer gelaufenem Oberbecken und nahezu vollem Unterbecken eine Höhendifferenz von z.B. 20m aufweist. D.h. es wird besonders großer Wert auf eine optimale Ausnutzung der Speichermöglichkeit der Becken gelegt. Die damit verbundenen Probleme bei der Auslegung der Pumpen und Turbinen sind dem unterzuordnen.“

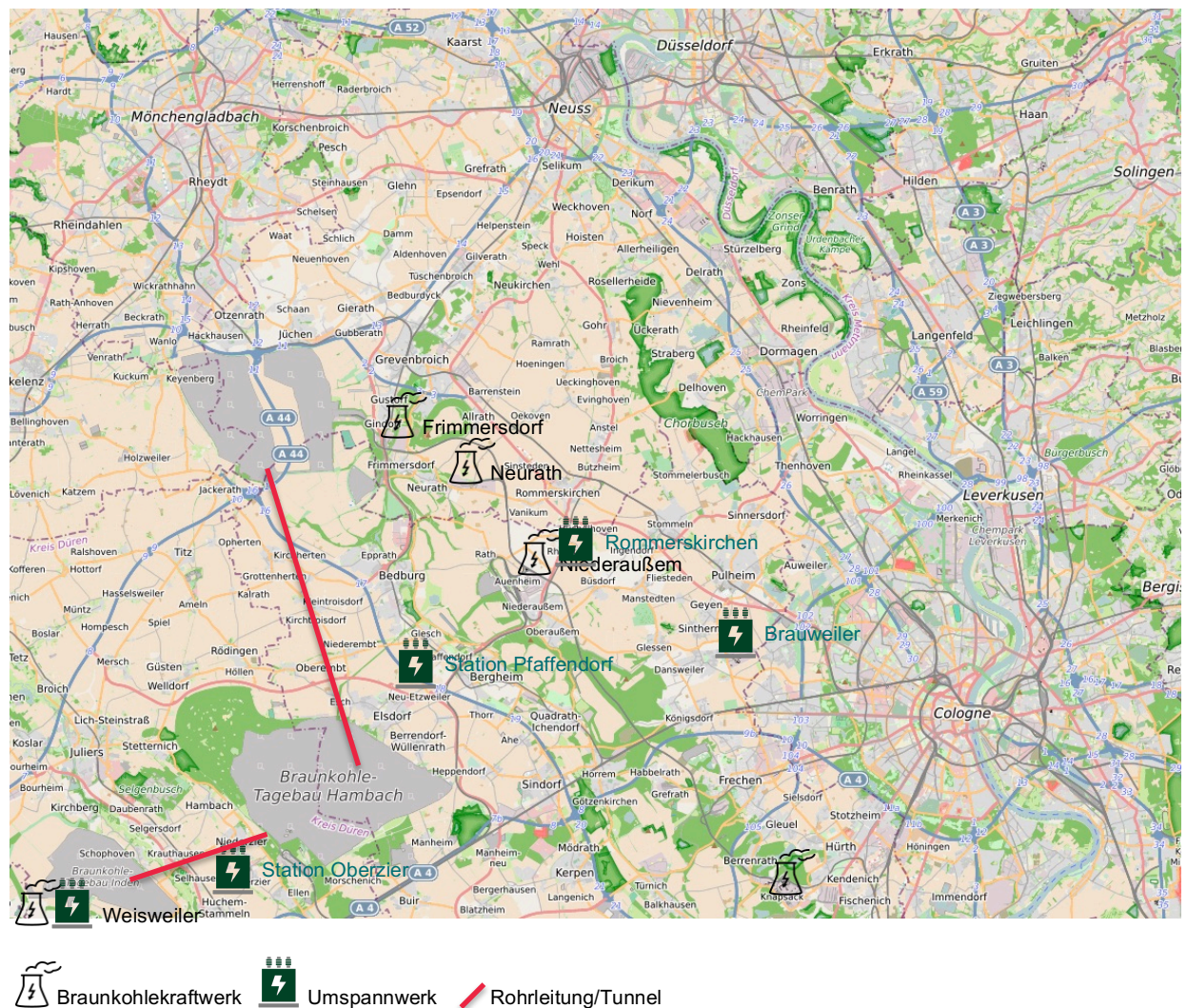
[...] Im allgemeinen werden die Pumpspeicherwerke so ausgelegt (Verhältnis der installierten Leistung zur gespeicherten Wassermenge), dass diese Leistung wenigstens 4 Stunden zur Verfügung steht. Bevorzugt sind jedoch Pumpspeicherwerke, die eine Verfügungszeit von mindestens 50h aufweisen. [...] Die Auslegung der Pumpen- und Turbinenleistung erfolgt entsprechend der geforderten Anwendungsart des Pumpspeicherwerkes.“

Grundsätzlich sind solche Pumpspeicherwerke in allen Tagebauen möglich, die über mindestens zwei Gruben verfügen, von denen idealerweise eine tiefer ist. Dies trifft

auf die meisten deutschen Reviere zu. Welche Leistungsklasse für die Pumpen/Turbinen gewählt wird, ist entsprechend abhängig davon, ob eher kurz- oder langfristig gespeichert werden soll. Durch in der Leistung abgestufte Pumpen-/Turbinensätze kann hier eine Flexible Einsatzmöglichkeit geschaffen werden.

Die derzeit noch aktiven Tagebaue des rheinischen Braunkohlereviere, welche für dieses Beispiel herangezogen werden, umfassen als zentrales unteres Becken den mit über 400 m Teufe tiefsten und größten Tagebau Hambach. Als Oberwasserbecken kommen die mit 200-250 m weniger tiefen und kleineren Tagebaue Garzweiler und Inden in Frage. Da Braunkohle wegen ihres geringen kalorischen Energiegehalts nah an den Gruben verfeuert wird, liegen die großen Blöcke der Kraftwerke Niederaußem, Neurath, Frimmersdorf und Weisweiler in unmittelbarer Nähe und sind zudem über Umspannwerke an das bestehende Übertragungsnetz angeschlossen (s. Abbildung 3). Die Tagebaue liegen in geografischer Nähe zu den Ballungs- und Industriezentren um Köln, Düsseldorf und Neuss sowie Aachen und Mönchengladbach und werden zukünftig eine direkte Gleichstromanbindung an das belgische Stromnetz haben (Kockartz 2018).

Abbildung 4 Lage der Tagebaue Hambach (mitte), Garzweiler (oben) und Inden (links)



© OpenStreetMap, eigene Darstellung der Infrastrukturen

Technische Machbarkeit

Das Konzept, Pumpspeicher in Tagebauen zu errichten, wurde nach der Patentanmeldung 1998 an eine Vielzahl von Akteuren, auch die großen Stromkonzerne, herangetragen. Eine Umsetzung scheiterte nicht an der Machbarkeit¹. Zudem stellte auch Schulz (2009) die Machbarkeit fest. Diese wurde nach Auskunft der Patentinhaber ETC Energietechnik 2014 auch von RWE festgestellt (Siol 2018), sowie 2012 in einem Gutachten des Forschungszentrums Jülich. Hier werden sowohl Anlagen mit einem künstlichen Oberbecken, das durch Aufschüttung eines Ringwalls angelegt wird, als auch solche die zwei Tagebau-Restlöcher nutzen als grundsätzlich möglich eingeschätzt. Im Einzelfall zu prüfen ist jedoch (s. auch FZ Jülich 2012, 51):

- Grundwasserstand: Wasserdruck auf Speichersee, Hangstabilität, Auftrieb in Umgebung bei höherem Grundwasserstand (z.B. Auswirkung auf Straßen)
- Erosionsgefahr der Hänge durch stark schwankende Pegel, insb. auf Abraumseite
- Ggf. Sicherung und/oder Versiegelung des Speicherbeckens

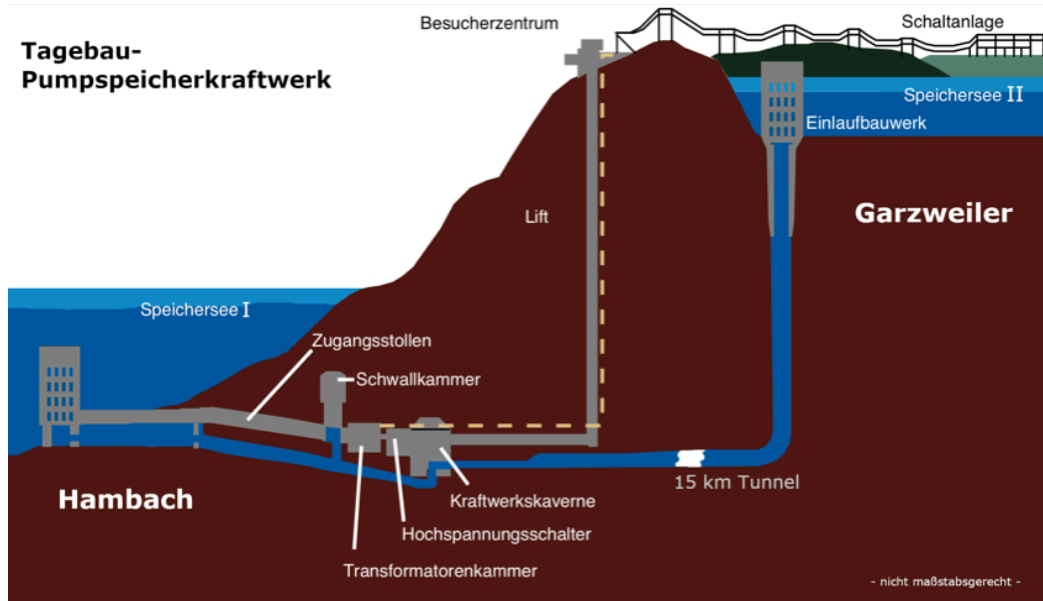
Anders als in der ersten Auflage dieses Papiers beschrieben ist die Positionierung der Maschinenhäuser mit Pumpen und Turbinen auf Umgebungsniveau aus physikalischen Gründen nicht umsetzbar, da Wasser je nach Temperatur und Luftdruck nur maximal bis zu einer Höhe von 10 Metern angesaugt werden kann und dann aufgrund des Dampfdrucks zu sieden beginnt. Da wie hier beschrieben, jedoch Höhendifferenzen über 100 Meter überwunden werden, müssen die Positionen der Maschinenhäuser wie in Abbildung 3 und Abbildung 6 illustriert gewählt werden um die Option oberirdisch verlegter Wasserleitungen aufrechtzuerhalten: In den Oberwasserbecken sind Maschinenhäuser in etwa auf geodätischer Höhe des niedrigst möglichen Pegels zu positionieren. Soll die Energie, welche zur Überwindung der Höhendifferenz bis zum Umgebungsniveau benötigt wird, teilweise rückgewonnen werden, müssen sie als Pumpturbinen gebaut werden. Auf Höhe des niedrigst möglichen Pegels im Unterwasser sind Pumpturbinenhäuser vorzusehen. Ihre Position wäre identisch mit derjenigen bei Umsetzung der hydrodynamischen Verbindung mittels eines Stollens.

Inwiefern es technisch und ökonomisch sinnvoll ist, die mit der Lösung oberirdisch verlegter Leitungen einhergehenden Wirkungsgradverluste und Kostensteigerungen durch ein zweites Maschinenhaus in Kauf zu nehmen (bspw. um Kosten beim Stollen-/Kavernenbau zu umgehen), bleibt genauer zu prüfen.

Technisch machbar und ausgereift ist der Bau der Pumpspeichertechnik über ein unterirdisches Stollensystem und Kraftwerkskavernen. So können die Kraftwerksanlagen mit erprobter Bergbautechnik errichtet und die Stollen bspw. weitgehend automatisiert wie beim U-Bahn-Bau realisiert werden.

¹ Laut Auskunft der Patenteigner ETC Energietechnik stand das ständige Fortschreiten der Tagebaue und der Widerspruch zu bestehenden Braunkohleplänen und Betriebsplänen einer Realisierung des Pumpspeichers entgegen. Der Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien war gering, ein Ende der Kohleförderung nicht absehbar. Entsprechend standen z.B. in der Lausitz „Landesplanung, bergrechtliche Betriebsplanung sowie der fortgeschrittene Stand in der Herstellung der Gewässer“ (Befüllung ehemaliger Tagebaue) Pumpspeichern entgegen (Siol, 2018).

Abbildung 5 Schematische Darstellung des Aufbau eines Pumpspeichers zwischen den Tagebauen Hambach und Garzweiler mittels Stollenverbindung und Kraftwerkskaverne.



Quelle: Michael Düren basierend auf Funkjoker23 [Public domain], via Wikimedia Commons

3 Potenzielle Speicherkapazitäten

Annahmen

Die Tagebaue Garzweiler, Hambach und Inden werden für eine erste überschlägige Berechnung zur Speicherkapazität als Dreiecks-Quader (s. Abbildung 6) mit den in Tabelle 2 gelisteten Abmessungen angenommen. Es wird weiterhin angenommen, dass die beiden kleineren und weniger tiefen Tagebaue Garzweiler und Inden als Oberwasser- und der Tagebau Hambach als Unterwasserbecken genutzt werden.

Dies setzt voraus, dass die Tagebaue entweder a) über kommunizierende Röhren an der Oberfläche (s. Abbildung 6) oder b) über unterirdische Tunnelsysteme miteinander verbunden werden. Die Maschinenhäuser könnten bei a) an der Oberfläche gebaut werden, es bliebe aber zu prüfen, ob die Druckverhältnisse technisch in den Griff zu bekommen sind. Unter b) gäbe es oberflächennah keinerlei Eingriffe in die Umgebung. Die zu überbrückenden Entfernungen betragen ca. 15 km zwischen Hambach und Garzweiler und 10 km zwischen Hambach und Inden (Tabelle 1).

Tabelle 1 Entfernung zwischen den zu verbindenden Tagebauen (theoretische Rohrleitungslänge oder Länge des notwendigen Tunnelsystems).

Zu verbindende Tagebaue	Entfernung
Garzweiler – Hambach/Etzweiler	ca. 15 km
Inden – Hambach/Etzweiler	ca. 10 km

Quelle: eigene Auswertung auf Basis Satellitenbilder von Google Maps.

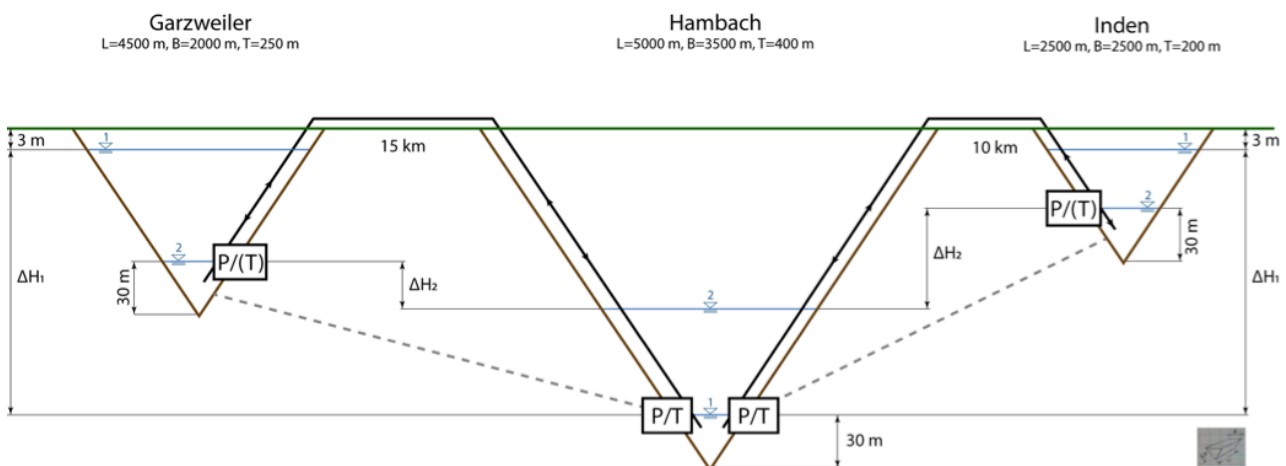
Tabelle 2 Angenommene Ausdehnung der drei betrachteten Tagebaue (geometrische Form: Dreiecksquader)

Tagebau	Garzweiler	Hambach/Etzweiler	Inden
Länge	4500 m	5000 m	2500 m
Breite	2000 m	3500 m	2500 m
Tiefe	250 m	400 m	200 m

Quelle: eigene Auswertung auf Basis Satellitenbilder von Google Maps.

Dabei wird davon ausgegangen, dass bei Maximalfüllstand im Oberwasser (Garzweiler und Inden) der Wasserspiegel 3 Meter unterhalb des Umgebungsniveaus liegt. Gleichzeitig liegt der Minimalfüllstand im Unterwasser (Hambach/Etzweiler) bei einer Teufe von 370 Metern, was einem Wasserstand von 30 Metern über Grund entspricht. Dieser Minimalfüllstand von 30 Metern über Grund gilt auch als Grenzwert für die Oberwasserbecken entsprechend 220 Metern Teufe für Garzweiler und 170 Metern Teufe für Inden. Hieraus ergeben sich die geodätischen Höhendifferenzen welche der Berechnung der Pumpspeicherkapazitäten zugrunde gelegt sind.

Abbildung 6 Schematische Darstellung der Tagebaue Hambach, Garzweiler, Inden mit Pumpspeicherkwerken



Quelle: eigene Darstellung. Erläuterung: P=Pumpe, T=Turbine, P/T=Pumpe/Turbine, 1=Speicher voll, 2=Speicher leer, ΔH_1 =Maximale Differenz der Wasserspiegel bei vollem Speicher, ΔH_2 =minimale Differenz der Wasserspiegel bei leerem Speicher. Bei $\Delta H_{1, Garz} = 400 \text{ m} - 30 \text{ m} - 3 \text{ m} = 367 \text{ m} = \Delta H_{1, Inden}$.

Berechnung

Ausgehend von den oben genannten Annahmen wurde mit einer Schrittweite von einem Meter berechnet, welche Volumina mit welchen Höhendifferenzen aus den Oberwasserbecken (den Tagebauen Inden und Garzweiler) ins Unterwasser (Hambach/Etzweiler) fließen können. Die daraus resultierende theoretisch nutzbare potenzielle Energie wurde mit einem Wirkungsgradbereich von 50-80 %² belegt um anfallende Verluste (Rohrleitungen, Kraftwerksverluste, Speicherverluste durch Grund-

² Für Pumpspeicher kann nach Giesecke et al. (2014) ein Gesamtwirkungsgrad von 70-90 % angesetzt werden. Aufgrund nicht-idealer Länge der Triebwasserleitungen sowie eventueller zusätzlicher Speicherverluste durch Sickerwasser im Tagebau wurde der Wirkungsgradbereich hier für eine erste Abschätzung konservativ deutlich darunter gewählt.

und Sickerwasser, Verdunstung, etc.) überschlägig zu berücksichtigen. Rohrleitungsverluste wären etwa bei einer Tunnellösung deutlich geringer, die Speicherkapazität damit höher.

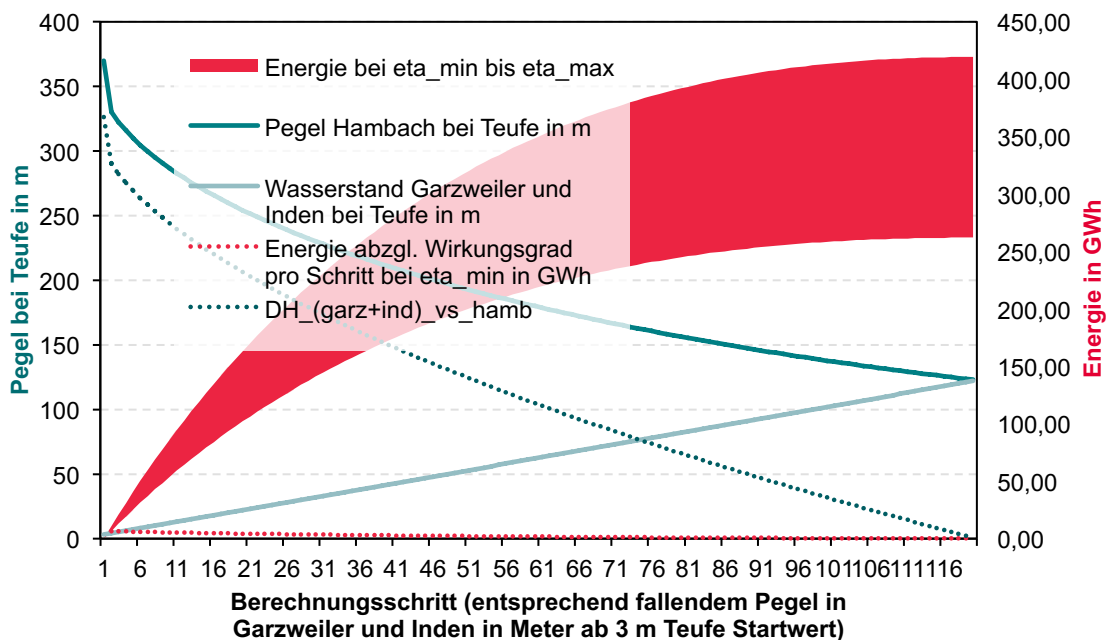
Ergebnisse

Abbildung 7 zeigt die Speicherkapazität entlang der Simulationsschritte. Unter der Annahme, dass das Pumpspeicherwerk eine minimale Höhendifferenz von 100 Metern benötigt, resultiert eine Pumpspeicherkapazität von 230-370 GWh (theoretischer Wert über alle Höhendifferenzen: 260-420 GWh).

Zum Vergleich: das größte bestehende deutsche Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Thüringen) besitzt eine Speicherkapazität von 8,5 GWh bei einer maximalen Leistung von 1 GW. Alle bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland zusammen haben eine Speicherkapazität von ca. 40 GWh (Deutscher Bundestag 2017).

Schulz (2009, 11) berechnet für 10 % der Restseen im Mitteldeutschen Revier (nur diese sind demnach geeignet) eine Speicherkapazität von 78 GWh. Die theoretische Gesamtkapazität aller bestehenden Tagebauseen umfasst demnach 983 GWh, die jedoch Schulz zufolge nicht ausschöpfbar sind, da schon geflutet (Schulz 2009, 14). Möglich kann jedoch sein, bereits geflutete Unterseen leerzupumpen, Kavernen sowie die Verbindung zum Oberwasser zu bauen und anschließend das Wasser aus dem Obersee für den Pumpspeicher zu nutzen.

Abbildung 7 Mögliche Speicherkapazität eines PSW Hambach, Garzweiler, Inden



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Berechnungen.

Bei einer angenommenen Pumpspeicherleistung von 1-4 GW (entspricht der Leistung von etwa 1-4 Kernkraftwerken) wären für das Beispiel kontinuierliche Ein- und Ausspeicherdauern (bei konstanter Maximalleistung) von 2,4 Tagen bis zu zwei Wochen denkbar (Tabelle 3).

Tabelle 3 Mögliche Ein- und Ausspeicherdauern bei einer Pumpspeicherleistung von 1-4 GW und Speicherkapazitäten von 230-370 GWh

Pumpspeicherleistung (bei 230-370 GWh Kapazität)	Ein-/Ausspeicherdauer
1 GW	9,6 – 15 Tage
2 GW	4,8 – 7,7 Tage
3 GW	3,2 – 5,1 Tage
4 GW	2,4 – 3,9 Tage

Quelle: eigene Berechnungen.

Bei dieser Speicherkapazität ist auch eine Mischung aus kurz- und langfristiger Speicherung denkbar, etwa um täglich auftretende Lastspitzen auszugleichen, Wetterlagen über einige Tage sowie saisonale Varianzen in Sonneneinstrahlung und Wind.

4 Integration: Bestehende Infrastruktur und künftige Optionen

Da Kohlekraftwerke in unmittelbarer Nähe der bisherigen Tagebaue errichtet wurden, sind diese auch an bestehende Stromnetze angeschlossen, mögliche Pumpspeicherwerke also bereits netzseitig weitgehend in relevanter Leistungsgröße erschlossen. Zudem befinden sich die meisten Tagebaue in geringer Distanz zu Ballungs- und Industrie- und damit Stromverbrauchscentren. Pumpspeicherwerke können entweder als Speicher für temporär „überschüssigen“ Strom im Netz dienen, um diesen später wieder zur Verfügung zu stellen, oder direkt an nahegelegene Erzeuger angeschlossen werden.

Auch der erste Fall wird bei steigenden Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien im Stromnetz künftig an Relevanz gewinnen. Im bisherigen Marktdesign werden Pumpspeicherwerke jedoch als normale Verbraucher behandelt, die bspw. die vollen Netzentgelte bezahlen (s. Abschnitt 5). Dies macht Pumpspeicher häufig unwirtschaftlich.

Sollten an Braunkohle-Standorten künftig Wind- oder PV-Kraftwerke größeren Maßstabs errichtet werden, können die Pumpspeicher direkt vor Ort als Speicheroption dienen. Damit werden die fluktuierende Erneuerbare Energien praktisch zum Regenergiekraftwerk, das Strom genau dann bereitstellen kann, wenn er benötigt wird.

Für den Beispielstandort Hambach, Garzweiler, Inden hat Greenpeace Energy (Greenpeace Energy 2018 und Energy Brainpool 2018) ein Konzept für ein Hybridkraftwerk aus Windkraft und PV vorgelegt. Dieses umfasst eine Gesamterzeugungskapazität von 8,2 GW_p und sieht eine Ablöse der Tagebaue und Kraftwerksblöcke zum von Energy Brainpool (2018) geschätzten Preis für den Restwert von 384 Mio. € vor. Das Konzept umfasst jedoch nur Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und ließe sich um die vorgeschlagene Speicherkomponente ergänzen.

Nicht zuletzt bieten Bau und Betrieb größerer PSW-Anlagen zumindest für einen Teil der heute in der Braunkohleförderung und –Verstromung Beschäftigten mögliche Zukunftsperspektiven.

Als Direktmaßnahme nach Ende der Kohleförderung könnten die im Tagebau Beschäftigten eingesetzt werden, um die Tiefe und Form der Restlöcher für die Anwendung als Pumpspeicherseen zu optimieren. Insbesondere könnte das Unterbecken mit der vorhandenen Bagger-Infrastruktur tiefer ausgebaggert werden, und beim Oberbecken könnte die V-Form in eine Wannenform umgeändert werden, um die Speicherkapazität kostengünstig zu erhöhen ohne das Gesamtvolumen zu verändern.

5 Rechtliche Rahmenbedingungen und Umweltauswirkungen

Für beide hier beschriebenen Varianten mit Stollen oder oberflächennahen Röhren als Leitungen bleiben zahlreiche auch rechtliche Fragen zu klären. Fragen beziehen sich z.B. auf Fragen zum Leitungsverlauf über/unter Grundstücken, dazu erforderliche Genehmigungsverfahren, zuständige Behörden (Kommu- ne/Bezirksregierung/Land). Selbiges gilt für die Errichtung/Ertüchtigung der Speicherbecken und der Kraftwerke selbst. Hierzu ist ein separates rechtliches Gutachten notwendig, das die Rahmenbedingungen insbesondere im Bergrecht, Baurecht, Wasserrecht und Umweltrecht prüft.

Für Tagebaue bestehen bereits Nutzungspläne für die Zeit nach Ende des Abbaus. Die Errichtung von Pumpspeicherwerken bedürfte entsprechend einer Änderung des Nutzungsplans in einem Genehmigungsverfahren (FZ Jülich 2012, 54). Soweit für beide Becken Tagebau-Restlöcher genutzt werden, könnte nach Schulz (2009) ggf. ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach Bergrecht angewandt werden.

Bisherige Nutzungskonzepte sehen (auch für das vorliegende Beispiel) meist eine Flutung der Tagebaue und Nachnutzung für Freizeit und Tourismus vor. Hier könnten also Nutzungskonflikte entstehen – wobei die Tagebaue in bisher intensiv durch den Bergbau genutzten Landstrichen liegen.

Der Bau von Becken, Leitungen und technischen Bauwerken benötigt zum einen erhebliche Flächen. Zudem ergeben sich durch den Neubau von PSW üblicherweise bau-, anlage- und betriebsbedingte Auswirkungen auf umliegende Flora und Fauna, wie z. B. Biotopverlust und Verdrängung, Veränderung von Standortfaktoren und Störungswirkungen während der Bauzeit, es verändert sich nicht nur das Landschaftsbild und die Morphologie der betroffenen Region, sondern damit auch das Abflussverhalten des Unterwassers und die Standortbedingungen in den Uferzonen und das Risiko von Schadstoffauswaschungen kann steigen.

Die Umweltauswirkungen dürften im vorliegenden Fall jedoch weit unterhalb derer der bestehenden Tagebaue liegen, müssen jedoch wegen sehr unterschiedlicher lokaler Bedingungen eingehend geprüft werden. Das FZ Jülich (2012, 55) erwähnt etwa mögliche Auswirkungen auf den Grundwasserspiegel, falls das Unterbecken nicht in wasserdichtem Boden liegt und nicht abgedichtet wird. Auswirkungen auf Biotope, Flächen und Beeinträchtigung während Bau und Betrieb dürften (außer für den Leitungsbau) kaum größer sein, als die bestehenden Tagebaue.

Wird die Variante mit einer Verbindung der Tagebaue durch Stollensysteme gewählt, hätte das den Vorteil, dass Straßen und Orte an der Oberfläche von der Maßnahme unberührt blieben. Dies vereinfacht Genehmigungsverfahren sowohl in Biotopen als auch in bebauten Gebieten deutlich.

6 Wirtschaftlichkeit

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus der Abschätzung von Investitions- und Betriebskosten und der Deckungsbeiträge, die sich aus dem Speicherbetrieb ergeben (Netto-Überschüsse aus Ausspeicher-Erlösen abzgl. Einspeicher-Kosten sowie ggf. Regelleistungsvorhaltung). An dieser Stelle erfolgt keine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung, sondern eine erste Grobeinschätzung.

Abschätzung Investitions- und Betriebskosten

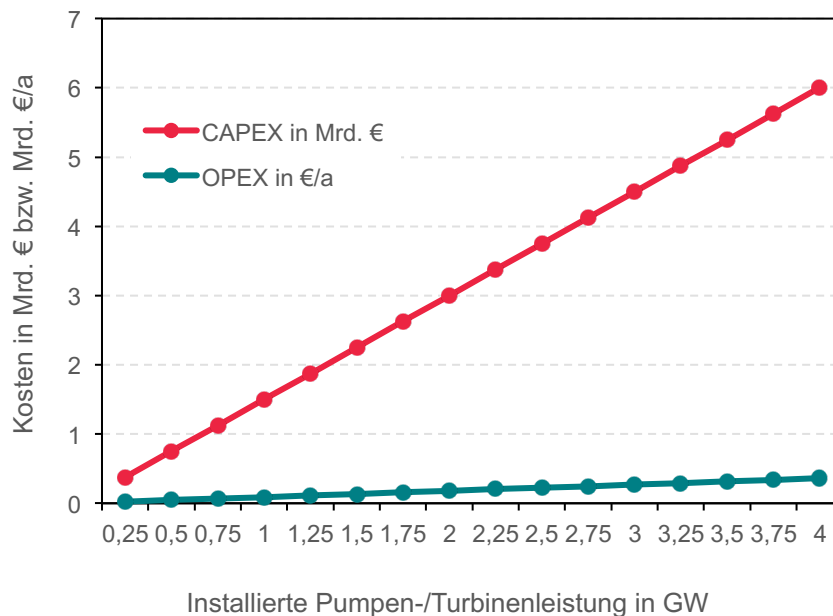
Nach Giesecke et al. (2014, 65; Abb. 3.6) lassen sich die Investitionskosten (CAPEX) für Pumpspeicherkraftwerke grob zu etwa 1500 €/kW abschätzen. Exakte Kosten hängen dabei von diversen Faktoren wie umgesetzter Pump-/Turbinentechnik, Einleitungs- und Entnahmebauwerken, Wehrtechnik, Bau künstlicher Gerinne (Rohre, Tunnelsysteme), Wasserschlösser, Zuwegung und Grundstücksfragen ab und unterliegen starken Schwankungen.

Betriebs- und Unterhaltskosten (OPEX) können überschlägig zu 3,0-6 % des Investitionsvolumens (CAPEX) pro Jahr angenommen werden (Giesecke, S. 81 ff.). Darunter fallen ca. 0,5-1,5 % auf die Baukosten bezogener Investitionsanteil, 2,5-3,5 % auf elektromaschinelle Ausrüstung entfallende Kosten und ca. 1 % auf Personalkosten. Alternativ können die Betriebskosten zu 15-20 % (zzgl. 10-15 % Personalkosten) der jährlichen Erlöse abgeschätzt werden (Giesecke 2014, 82).

Diese Annahmen sind aus Erfahrungswerten bestehender Kraftwerke abgeleitet. Inwiefern sie für die hier beschriebene Anwendung gelten, bleibt genauer zu prüfen.

Unter der Annahme eines notwendigen Investitionsvolumens von 1500 €/kW und Betriebskosten (inkl. Personal) von 6 % des Investitionsvolumens pro Jahr, sind anfallende Kosten für eine Kraftwerksleistung von 250 MW bis 4 GW in Abbildung 8 dargestellt. Aufgrund der Abstände zwischen den Tagebauen, welche mit höherem baulichem Aufwand verbunden sind als bei konventionellen Pumpspeichern, ist diese Abschätzung als stark optimistisch zu betrachten. Insbesondere ein unterirdisches Maschinenhaus mit Tunnelsystem würde die Kosten vermutlich stark erhöhen.

Abbildung 8 Erste Schätzung von Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung



Quelle: eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Giesecke et al. (2014)

Für eine PSW-Leistung von 250 MW ergibt sich ein Investitionsvolumen in der Größenordnung von ca. 375 Mio. € mit Betriebskosten von ca. 23 Mio. €/a. Bei 4 GW Kraftwerksleistung steigen die Investitionskosten auf ca. 6 Mrd. € und die Betriebskosten auf 360 Mio. €/a an.

Diese erste Grobabschätzung kann in weiteren Studien detailliert werden, bspw. unter Annahme der detaillierteren Zahlen des Gutachtens zur Rentabilität von Pumpspeicherwerken der FFE (2014) oder des Gutachtens im Rahmen des BMWi-Projektes „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung“ (Weber et al. 2014). Investitionskosten können zusätzlich in Abhängigkeit der Speicherbeckenkapazität (FFE 2014, 12) und der Wahl einer ober- oder unterirdischen Verbindung der Speicherbecken sowie verschiedener Pump- und Turbinensätze spezifiziert werden. Betriebskosten fallen für diverse Bestandteile an. Fixe Betriebskosten sind z.B. abhängig von der installierten Leistung, Zeiten für Wartung und Reparatur führen zur teilweisen zeitlichen Nichtverfügbarkeit. Dazu kommt der Verschleiß von Maschinensätzen und entsprechende Reinvestitionskosten, die in Abhängigkeit von der Anzahl der Betriebsartwechsel zwischen Pump- und Turbinenbetrieb geschätzt werden können (FFE 2014, 13; Weber et al. 2014, 13). Schließlich fallen Strombezugskosten für die Einspeicherung an.

Auch der Bau von Stollen und Kavernen könnte vom wirtschaftlichen Standpunkt aus gesehen Sinn machen. Der Bau von Kraftwerkskavernen ist zwar voraussichtlich mit hohen Kosten verbunden, ggf. reicht jedoch eine Kaverne am Standort Hambach aus in der die Leitungen aus Garzweiler und Inden münden (Abbildung 5).

Nach Einschätzung von W. Bialowons am Deutschen Elektronen-Synchrotron (DE-SY) wären oberflächennahe Rohrtunnel bis in eine Tiefe von 30 Metern für eine Stoll-

lenlösung die kostengünstigste Lösung. Gegenüber oberirdischen Rohren hätte dies den Vorteil, dass Landschaft intakt gelassen und Straßen, Orte oder Gewässer unterquert werden könnten. Wie stark die Kosten für größere Stollentiefen beispielsweise aufgrund veränderter Wasserdurchlässigkeit des Bodens und damit den Grundwassereinflüssen steigen würden bliebe in einer detaillierteren Studie zu prüfen.

Für Stollendurchmesser bis maximal drei Meter ist ein automatisierter Tunnelbau verfügbar. Hierfür sind etwa ein Zugangsschacht (ca. 20 Mrd. €) pro Kilometer notwendig. Die Tunnelbaukosten betragen etwa 20.000 €/m. Für eine Gesamtlänge von 25 km resultieren somit etwa 1 Mrd. Euro Tunnelbaukosten.

Strombezugskosten

Wird das Speicherwerk als Stromspeicher des Übertragungsnetzes genutzt, gilt dieses nach StromNEV derzeit noch als Letztverbraucher. Das Gutachten der FFE (2014, 5f) beschreibt die Strompreisbestandteile, die für Pumpspeicherwerke anfallen:

- **Netzentgelte:** Grundsätzlich gelten PSW nach §14 Abs.1 StromNEV als Letztverbraucher und sind damit netzentgeltspflichtig. Es bestehen jedoch Regelungen zur Befreiung für Neuanlagen (20 Jahre) und für Nachrüstung bestehender Anlagen (10 Jahre). Die Netzentgelte werden von den Betreibern festgelegt. Die Netzentgelte der Amprion GmbH, die das Netz im Bereich Hambach betreibt liegen 2019 bei 8,03 €/kWh Leistungspreis und 1,89ct/kWh Arbeitspreis (Amprion 2019)
- **Konzessionsabgabe:** Da von einem Direktanschluss des Speicherwerks an das Höchstspannungsnetz ausgegangen werden kann und daher das kommunale Netz nicht genutzt wird, kann angenommen werden, dass Betreiber keine Konzessionsabgabe entrichten müssen.
- **Stromsteuer:** Pumpspeicher sind grundsätzlich Letztverbraucher und damit stromsteuerpflichtig. Entsprechend §9 Abs.1 Nr.2 StromStG kann Strom, der zur Stromerzeugung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird, von der Stromsteuer befreit werden, was auf Pumpspeicherwerke zutrifft. Nutzt der Eigenerzeuger den Strom zum Eigenverbrauch, ist dieser stromsteuerpflichtig.
- **EEG-Umlage:** Strom der zum Zweck der reinen Zwischenspeicherung in Stromspeichern geliefert oder geleitet wird, ist von der EEG-Umlage befreit (EEG 2017 §61k).
- **Weitere Umlagen (KWK, Offshore, AbLaV, StromNEV):** diese weiteren Umlagen sind eigenständige Abgaben, die an den Letztverbrauch gekoppelt sind. Im Netz-gekoppelten Speicherbetrieb muss davon ausgegangen werden, dass Speicherstrom hiervon nicht ausgenommen ist.

Die FFE kam 2014 zu einer Summe von 1,81€/MWh an Strompreisbestandteilen für Pumpspeicher-Neuanlagen. Diese dürften 2019 aufgrund gestiegener Umlagen höher liegen. Eine detaillierte Berechnung der Strombezugskosten für das Beispielwerk erfordert eine separate Studie.

Strommärkte und Erlöse

Erlöse von Pumpspeicherwerken kommen heute aus Verkäufen auf den Spotmärkten (Day-ahead oder Intra-day) oder aus der Bereitstellung von Regelenergie, ebenfalls auf Spotmärkten eingekauft wird der Speicherstrom. Zur Bestimmung der möglichen

Netto-Erlöse (Erlöse abzgl. Bezugskosten) können die o.g. Märkte bzw. Kombinationen betrachtet werden. Dieses Kurzpapier kann keine Erlösmodellierung und Optimierung vornehmen.

Weber et al. (2014, 26) finden in der trilateralen Pumpspeicherstudie, dass Speicher mit einer variablen Pumpe sowie solche mit größeren Arbeitsvolumina in Deutschland, Österreich und der Schweiz höhere Deckungsbeiträge erzielen als solche mit fixierter Pumpleistung. Ein Speicher der hier vorgeschlagenen Größenordnung dürfte daher wirtschaftlicher sein, als kleinere (s. auch Sterner & Stadler 2017). Zudem werden kleinere Speicher eher in Tageszyklen bewirtschaftet während bei größeren Speichern deutlich längere Zyklen erkennbar sind.

Denkbar für das hier vorgeschlagene Speicherkonzept könnten beispielsweise verschiedene Pumpen-/Turbinensätze sein, welche für verschiedene technische Anforderungen (Lastgradienten, Wirkungsgrad, Druckdifferenzen, etc.) und damit für unterschiedliche Einsatzzwecke geeignet sind und so den Einsatz des Speichers flexibler gestalten.

Fazit Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des konkreten skizzierten Pumpspeicherwerkes kann hier nicht abschließend bewertet werden, da es dazu einer vertiefenden Studie zu Investitions- und Betriebskosten, Analyse der Höhe von Strompreisbestandteilen (auch für den Fall des Betriebs im Vor-Ort-Verbund mit Erzeugungsanlagen) sowie einer konkreten Modellierung der Erläsoptimierung bei Teilnahme an verschiedenen Märkten bedarf.

Das Gutachten der „Trilateralen Pumpspeicherstudien“ (DE/AT/CH) kommt zum Ergebnis, dass positive Deckungsbeiträge nur zu erwarten sind, wenn Speicher an den Spot- und Regelenergiemärkten teilnehmen (Weber et al. 2014, 23f). Auch das Gutachten der FFE (2014) kommt in ihren Investitionsrechnungen zu dem Ergebnis, dass über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren der dort betrachtete Pumpspeicher (Investitionskosten 350 Mio. €, 300 MW Leistung, 3,5 GWh Speicher) nur auf einen positiven Kapitalwert kommt, wenn an allen Märkten gleichzeitig gehandelt wird. Ein Betrieb nur an den Day-ahead und Intraday-Märkten ist unter gegenwärtigen Bedingungen nicht wirtschaftlich.

Zu prüfen wäre, wie das Ergebnis für das hier vorgeschlagene Speicherwerk ausfiele, zum einen anhand detaillierterer Kostenschätzungen, die bspw. auch die Optionen oberirdischer Leitungen und einer Tunnellösung betrachten und einen Betrieb im Verbund mit lokalen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, da sich mglw. hier die Gesamtwirtschaftlichkeit deutlich verbessern könnte. 1 Mrd. Euro Tunnelbaukosten sind eine Größenordnung, die das Projekt möglicherweise nicht gefährden würde. Ein oberirdischer Verlauf der Rohre würde die Leitungskosten verringern (die Rohre könnten beispielsweise in einem Graben verlaufen). Ein tiefer gelegener Tunnel (200-350 m) würde die Baukosten steigen lassen, hätte aber geringere Kosten bei den Pumpstationen und weniger Verluste zur Folge.

7 Gegenüberstellung des Konzepts mit anderen Speicheroptionen

Über die Frage nach der Wirtschaftlichkeit hinaus ist zur Beurteilung, ob der Einsatz eines bestimmten Speichersystems für eine bestimmte Anwendung sinnvoll ist, ein

Vergleich mit alternativen Speicheroptionen von Belang. In Tabelle 4 ordnen wir bezugnehmend auf Sterner & Stadler (2017, 649f) das hier vorgestellte Pumpspeicher-konzept qualitativ in andere Strom-/Energiespeichersysteme ein und vergleichen die Parameter Wirkungsgrad, kalendarische Lebensdauer, CAPEX/OPEX, Leistungs-klasse, Systemkompatibilität, Flächenbedarf, gesellschaftliche Akzeptanz und den Einsatz kritischer Ressourcen. Im Anhang (Tabelle 5) sind konkrete Werte zu Bandbreiten aus gleicher Quelle gelistet.

Tabelle 4 Multikriterieller Vergleich von Tagebau-Pumpspeicher mit anderen Optionen

		Wirkungsgrad (Einspeicherung, Speicherung, Ausspeicherung)	Kalendarische Lebensdauer	CAPEX	CAPEX	OPEX	Übliche Speicherkapazität pro Anlage (grobe Schätzung)	Systemkompatibilität/Infrastrukturbedarf**	Flächenbedarf an der Erdoberfläche	Gesellschaftliche Akzeptanz	Einsatz kritischer Ressourcen
Einheit		%	a	€/kW	€/kWh*	€/kWh	Größenordnung	(-1 bis +1)			
Mechanische Energiespeicher	PSW Tagebau	78	80	1500	??	??	GWh	1	1	0	1
	Pumpspeicher konv.	78	80	1500	110	0,08	MWh-GWh	-1	-1	-1	1
	Druckluft (CAES)	60	40	1000	60	0,135	MWh-GWh	0	0	0	1
	Schwungmassen	88	k.A.	250	1637,5	1	kWh-MWh	1	1	1	1
Elektrische Energiespeicher	Spulen, Kondensatoren	90	20	200	20000	k.A.	Wh-kWh	1	1	1	1
Elektrochemische Energiespeicher	Batteriespeicher (Li, PbS, Ni, NaS, Redox-Flow)	85	15	800	550	0,415	kWh-MWh	1	1	1	-1
Chemische Energiespeicher	Power-to-Gas, PtL, PtC	55	20	k.A.	k.A.	**	GWh-TWh	0	0	1	0
Thermische Energiespeicher	PTH, sensibel, latent, thermochemisch	80	k.A.	120	40	0,3	kWh-GWh	1	1	1	1

* Investitionskosten in €/je installierter kWh Speicherkapazität.

** Für Power-to-Gas liegen Gestehungskosten bei ca. 0,26-0,50€. Diese sind jedoch nicht vergleichbar mit Kosten je installierter Speicherkapazität und daher hier nicht abgetragen.

*** Kompatibilität mit bestehender Energieversorgungsinfrastruktur und Bedarf/Aufwand zur Errichtung neuer Infrastruktur

Die Felder sind von Orange (schlechtester Wert) bis Grün (besten Wert) eingefärbt. Einschätzung zu standardmäßig erwartbaren Werten, basierend auf Bandbreiten s. Tabelle 5 im Anhang. Für Kriterien der rechten drei Spalten erste Einschätzung auf Skala -1 bis +1.

Mit einem erwartbaren Wirkungsgrad von ca. 78 % (Einspeicherung, Speicherung, Ausspeicherung) liegen Pumpspeicher verglichen mit anderen Speicheroptionen im oberen Mittelfeld. Aufgrund nicht-idealer Länge der Triebwasserleitungen sowie eventueller zusätzlicher Speicherverluste durch Sickerwasser im Tagebau wurde der Wirkungsgradbereich des vorliegenden Konzeptes für eine erste Abschätzung jedoch konservativ mit 50-80 % teilweise deutlich darunter gewählt. Mit kalendarischen Lebensdauern der Gesamtanlage von 80 Jahren und mehr sind sie die mit Abstand dauerhaftesten derzeit verfügbaren Speichermöglichkeiten während ihre Investitionskosten mit 1500 €/kW aufgrund der geringen Energiedichte und des damit verbundenen großen baulichen Aufwands vergleichsweise hoch ausfallen. Daraus resultiert ein langer Investitionsrückfluss. Nur große Anlagen sind dadurch wirtschaftlich zu realisieren. Die Speicherkapazität üblicher Pumpspeicher liegt im MWh- bis unteren GWh-Maßstab und ist damit verglichen mit anderen Speichern vergleichsweise hoch. Im hier vorgestellten Konzept können dagegen sehr große Kapazitäten von

mehreren hundert GWh realisiert werden, die lediglich mit chemischen Speichern (PtG/PtL) übertroffen werden können.

Bei der Betrachtung der Systemkompatibilität ist anzumerken, dass Pumpspeicher grundsätzlich sehr gut ins Energiesystem (Stromsystem) eingebunden werden können. Aufgrund eines in Deutschland und Europa fast vollkommen ausgeschöpften ökologischen und technischen Potenzials u.a. durch geografische Beschränkungen und hohe Umweltstandards, langen Genehmigungsverfahren und zunehmendem Wettbewerb mit anderen Speicheroptionen sind neue Pumpspeicher nur noch schwer umzusetzen. Diese Nachteile gelten jedoch nicht für das hier vorgestellte Konzept. Positiv hinsichtlich der Systemkompatibilität ist für Pumpspeicher generell anzuführen, dass es sich um ausgereifte und etablierte Technik mit geringer Selbstentladung und niedrigen Speicherkosten handelt, welche teilweise auch als Langzeitspeicher einsetzbar ist und sich dadurch von den meisten anderen Speicheroptionen abhebt.

Im hier vorgestellten Konzept werden bereits aufgeschlossene Tagebaue umgenutzt, wodurch einer der Hauptnachteile der Pumpspeichertechnik, der hohe Flächenverbrauch, außer Kraft gesetzt wird. Dies entkräftet auch teilweise große gesellschaftlicher Widerstände, die gegen konventionelle Pumpspeicher-Neubauten bestehen. Teilweise ist jedoch ebenfalls mit Widerständen zu rechnen: Zuerst steht das Konzept gegen die aktuelle Nutzung zur Braunkohleförderung sowie trägt als signifikanter Stromspeicher zur Beschleunigung der Energiewende bei. Von Seiten großer, konventioneller/fossiler Kraftwerksbetreiber ist daher mit Widerstand zu rechnen, da es das alte Geschäftsmodell bedroht. Zudem bestehen auch für die Nachnutzung der Tagebauflächen Konzepte (bspw. das Konzept „indeland“ der Anrainerkreise und –Gemeinden des Tagebaus Inden) entsprechend werden Anwohner betroffen sein. Abhängig von möglichen Umweltauswirkungen ist ggf. auch von Naturschutzseite mit Widerstand zu rechnen.

Das Konzept ist also hochpolitisch, die gesellschaftliche Akzeptanz für Nutzung als Pumpspeicher zu untersuchen. Wo berechnete Interessen dagegen stehen, sind Lösungen zu deren Ausgleich zu erarbeiten und die Umweltauswirkungen auf ein Minimum zu reduzieren.

Prof. Düren schlägt zudem die Möglichkeit vor, das Braunkohlenloch in Inden so weit auszubaggern, dass es das gesamte Pumpspeichervolumen von Hambach fassen kann. Dies könnte mehr in die Breite statt in die Tiefe gehen, der Abraum könnte zur Aufschüttung eines Ringwalls genutzt werden um den Wasserspiegel im Speichersee und damit die Speicherkapazität zu erhöhen. Damit würde sich die Rohrleitungslänge auf 10 km verkürzen und es würden keine Maschinenhäuser in Garzweiler benötigt, was die Kosten weiter senken könnte. Garzweiler könnte dann als Naturschutzgebiet und/oder Wassersportgebiet renaturiert werden und die negativen Einflüsse der energetischen Nutzung in den anderen Tagebauen auszugleichen helfen.

Abschließend werden für Pumpspeicher keine kritischen Ressourcen benötigt, wie seltene Erden, Schwermetalle oder stark begrenzt vorhandene Elemente wie bspw. Lithium. Dies ist als vorteilhaft beispielsweise gegenüber Batteriespeicherkraftwerken einzuschätzen ist.

8 Fazit

Die technische Machbarkeit von Pumpspeicherwerken in Restlöchern von Braunkohletagebauen scheint gegeben, die Technologie ist ausgereift und verfügbar. Wie auch bei „konventionellen“ Pumpspeicherwerken ist die Wirtschaftlichkeit zum heutigen Zeitpunkt und im heutigen Strommarkt jedoch fraglich. Für das hier vorgeschlagene Konzept lohnt sich aufgrund der enormen Speicherkapazitäten jedoch eine detailliertere Prüfung der technischen, ökologischen und rechtlichen Machbarkeit sowie der Akzeptanz in der Öffentlichkeit, wie auch eine genauere Untersuchung der beiden Varianten ober- und unterirdisch mit ihren Implikationen (oberirdisch: geringere Investitionen, aber geringerer Wirkungsgrad und damit geringerer Einnahmen).

Zudem ist eine genauere Prüfung der Wirtschaftlichkeit notwendig: das Ergebnis für das vorgeschlagene Konzept kann anders ausfallen als bisherige Gutachten zu Pumpspeichern, da

- Rahmenbedingungen sich ggf. unterscheiden (Anpassung Umlagen, Befreiungsmöglichkeiten, Entwicklung Strompreise)
- Investitions- und Betriebskosten ggf. anders ausfallen (Skaleneffekte, bereits vorhandene Speicherbecken)
- Ggf. Betrieb im Verbund mit Erzeugungsanlagen zu betrachten ist, womit die Wirtschaftlichkeit des Gesamtverbunds gesteigert wird

Zur Einschätzung der Umsetzbarkeit ist ein rechtliches Gutachten notwendig, das die erforderlichen eigentums- und genehmigungsrechtlichen Schritte prüft.

Ebenfalls zu prüfen ist, welche zusätzlichen Fördermöglichkeiten bestehen, etwa im Rahmen der EU-„Connecting Europe Facility“, die auch Pumpspeicher umfasst oder der „Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ vom April 2012.

Stromspeicher stellen einen essenziellen und notwendigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in einem System mit fluktuierenden Erneuerbaren dar. Insofern kann die Frage letztlich nicht allein lauten, ob ein gegebenes Speicherprojekt rentabel ist, sondern wie man die rechtlichen Rahmenbedingungen modifizieren muss, um den Bau von Stromspeichern rentabel zu machen. In dem Sinne ist es anachronistisch, wie aktuell Stromspeicher als Endverbraucher zu taxieren und ihm zusätzliche Abgaben abzuverlangen. Stattdessen sollte über ein Finanzierungsmodell nachgedacht werden, in dem der Speicher – ähnlich wie eine Versicherungsgesellschaft – dafür bezahlt wird, dass er Versorgungsengpässe überbrückt und die Energieversorgung bei Bedarf sicherstellt, und nicht dafür, wie viel Strom er wirklich liefert. Für Kohlekraftwerke werden derzeit ähnliche Lösungen gefunden.

9 Literaturverzeichnis

- Amprion (2019): Entgelte der Amprion GmbH gültig ab 01.01.2019.
<https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Netzkunden/Netzentgelte/Entgelte/Entgelte-Amprion-g%C3%BCftig-ab-01-01-2019-deutsche-Version.pdf>
- Adamek, Franziska; Andrup, Thomas; Glaunsinger, Wolfgang; Kleimeier, Martin; Landinger, Hubert; Leuthold, Matthias et al. (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. VDE-Studie. Frankfurt am Main.
- BMWi 2019. Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan.
- Deutscher Bundestag (2017): Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Sachstand. Wissenschaftliche Dienste. Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 083/16.
<https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>.
- Energy Brainpool (2018): Substitution der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier durch Erneuerbare Energien. Wirtschaftlichkeit und Systemauswirkungen.
<https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Rosengarten/Energy-Brainpool-Gutachten.pdf>
- FFE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken.
https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf
- Forschungszentrum Jülich (2012): Unkonventionelle Energiespeicher. STE research report.
http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/research_reports/2012/report_03_2012.pdf?__blob=publicationFile
- Giesecke, Heimerl, Mosonyi (2014): Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 6. Auflage, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg; doi: 10.1007/978-3-642-53871-1
- Greenpeace Energy (2018): Greenpeace Energy will RWE-Braunkohlesparte bis 2025 stilllegen und durch Erneuerbare ersetzen. <https://www.greenpeace-energy.de/presse/artikel/greenpeace-energy-will-rwe-braunkohlesparte-bis-2025-stilllegen-und-durch-erneuerbare-ersetzen.html>
- Kockartz, Andreas (2018): Stromtrasse zwischen Belgien und Deutschland. Vlaamse Radio- en Televisieomroeporganisatie VRT. Online verfügbar unter <https://www.vrt.be/vrtnws/de/2018/06/01/stromtrasse-zwischen-belgien-und-deutschland/>
- Pape, Carsten; Härtel, Philipp; Scholz, Angela; Schwinn, Rainer; Drees, Tim; Maaz, Andreas et al. (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für Erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Endbericht. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-et-al_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf
- Patent DE 000019513817 B4. Erteilt 2004. Pumpspeicherwerk, dadurch gekennzeichnet, dass das obere und untere Speicherbecken in einer bestehenden oder ausgeräumten Braunkohlelagerstätte angeordnet sind.
- Schneidewind, Uwe, Wuppertal Institut (2018): Die Große Transformation: Eine Einführung in die Kunst gesellschaftlichen Wandels. Forum für Verantwortung. Fischer.
- Schulz, Detlef (2009): Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern ehemaliger Braunkohlereviere. Präsentation Forum Netzintegration, Deutsche Umwelthilfe, Berlin, 30.09.2009.
- Siol, Ursula (2018). ETC Energietechnik. Auskunft an die Autoren per Mail.

- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hg.) (2017): *Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration*. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg.
- Thema, Martin; Sterner, Michael; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp (2016): Necessity and Impact of Power-to-gas on Energy Transition in Germany. In: *Energy Procedia* 99C, S. 392–400. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.129.
- Weber, Alexander; Beckers, Thorsten; Feuß, Sebastian; von Hirschhausen, Christian; Hoffrichter, Albert; Weber, Daniel (2014): *Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/trilaterale-studie-zu-pumpspeicherkraftwerken-deutschland-oesterreich-schweiz-gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=3

10 Anhang

Tabelle 5 Multikriterieller Vergleich von Speicheroptionen (Bandbreiten)

Optionen Speicherklassifikation und Werte nach Sterner, Stadler et al. 2017 (Kap. 12, S. 645 ff.)		Einheit		Wirkungsgrad (Einspeicherung, Speicherung, Ausspeicherung)	Kalendarische Lebensdauer	CAPEX	CAPEX	OPEX	Übliche Speicherkapazität pro Anlage (grobe Schätzung)	Systemkompatibilität/ Infrastrukturbedarf***	Flächenbedarf an der Erdoberfläche	Gesellschaftliche Akzeptanz	Einsatz kritischer Ressourcen
		PSW Tagebau	in %										
Mechanische Energiespeicher	Pumpspeicher konv.	82 (wie konv)	100 (wie konv)	70-82	40-100	550-2040	40-180	0,08	0-230-370	1	1	0	1
	Druckluft (CAES)	40-68 (95)	40	340-1145	40-80	650-2625	0,01-0,26	10-20	1-10 GW	0	0	0	1
	Schwungradmassen	83-93	K.A.	125-275	650-2625	1	1 kWh - 3 MWh	1	1	1	1	1	1
Elektrische Energiespeicher	Spulen, Kondensatoren	90-95	10..:30	125-915	5150-75674	K.A.	bis kWh - Bereg	1	1	1	1	1	1
Elektrochemische Energiespeicher	Batteriespeicher (Li, PbS, Ni, NAS, Redox-Flow)	70-97	10..:17	170-1790	90-1100	0,07-0,76	10 kWh - 80 MW	1	1	1	1	1	-1
Chemische Energiespeicher	Power-to-Gas, PtL, PtC	17-80	10..:30	1585-7000	K.A.	**	0 GWh - 50 TWh	0	0	0	0	1	0
Thermische Energiespeicher	PtH, sensibel, latent, thermochemisch	45-100	K.A.	80-160	0,2-100	0,1-0,5	0 kWh - 3 GWH	1	1	1	1	1	1

* Investitionskosten in € je installierter kWh Speicherkapazität.

** Für Power-to-Gas liegen Gestehungskosten bei ca. 0,26-0,50€. Diese sind jedoch nicht vergleichbar mit Kosten je installierter Speicherkapazität und daher hier nicht abgetragen.

*** Kompatibilität mit bestehender Energieversorgungsinfrastruktur und Bedarf/Aufwand zur Errichtung neuer Infrastruktur

Danksagung

Wir danken unseren Vorgesetzten und Kollegen für ihre Begutachtung und Unterstützung dieser Arbeit: Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick (WI), Prof. Dr. Michael Sterner (OTH), Dr. Stefan Thomas (WI), Oliver Wagner (WI) und Franz Bauer (OTH) und Christine Krüger (WI) sowie Wilhelm Bialowons (DESY).