

**Stellungnahme der RWE Power AG, Essen, RWE-Platz 2  
Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie,  
Landtag NRW, zum Antrag der SPD-Fraktion DS 18/9730 „Sichere Energie und  
günstiger Strom durch einen innovativen Stromspeichersee“ am 26.11.2024**

Die Fraktion der SPD im Landtag NRW hat im Juni 2024 einen Antrag „Sichere Energie und günstiger Strom durch einen innovativen Stromspeichersee“ in den Landtag NRW (DS 18/9730) eingebracht. Der Antrag beschreibt u.a. die Option einer Nutzung der künftigen Tagebauseen durch ein Pumpspeicherwerk (PSW) als Kavernenspeicher und beantragt die Vorstellung einer Energiespeicherstrategie des Landes, die Durchführung einer Machbarkeitsstudie zu dem vorgenannten Projekt und eine Verbesserung der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für Speicher. RWE begrüßt die Möglichkeit, zum vorliegenden Antrag Stellung nehmen zu können. Wir begrüßen zudem sehr, dass der Antrag die wichtige energiewirtschaftliche Rolle von Stromspeichern für die Umsetzung der Energiewende anerkennt und sich für eine notwendige Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen einsetzt. Dem vorgeschlagenen Projekt eines Stromspeichersees stehen wir hingegen ablehnend gegenüber.

**Zum vorliegenden Antrag haben wir folgende Anmerkungen:**

Zur Rolle von Speichern in der Energiewende

Im künftigen Energiesystem spielen Stromspeicher eine zunehmend wichtigere Rolle. Mit der Zunahme von Wind- und Solaranlagen nimmt der Anteil fluktuierend einspeisender Kraftwerksleistung am Gesamtsystem deutlich zu. Gleichzeitig ist die Nachfrage nicht in der Lage, diese Schwankungen nachzuvollziehen, so dass die Anzahl der Stunden zunimmt, in der die eingespeiste Strommenge den zeitgleichen Bedarf übersteigt. Umgekehrt sind diese intermittierenden Quellen, wie Wind- und Solarenergie, wiederum nicht konstant und verlässlich verfügbar und erfordern daher effektive Lösungen zur Bereitstellung gesicherter Leistung, um bei geringer EE-Einspeisung eine zuverlässige Energieversorgung sicherzustellen. In diesem Rahmen können Stromspeicher einen wesentlichen Beitrag zur Integration intermittierender Erneuerbarer Energien in das Stromnetz leisten. Aus Sicht des Netzes, an das Stromspeicher angeschlossen sind, können Stromspeicher wie Erzeuger oder Verbraucher wirken.

Dabei ist zwischen verschiedenen Speichertechnologien zu unterscheiden, die je nach Zeithorizont der Speicherung zum Einsatz kommen:

- *Untertägiger Ausgleich:* Strom wird beispielsweise in der Mittagszeit bei starker Sonneneinstrahlung, dementsprechend großer Solarstromerzeugung und niedrigen

Strompreisen eingespeichert, um dann am Abend mit untergehender Sonne, bei anhaltend hohem Bedarf und steigenden Strompreisen wieder ausgespeichert zu werden. Für eine derartige Kurzfristspeicherung kommen vor allem Technologien in Frage, die auf viele Ein- und Ausspeisezyklen ausgelegt sind – also vor allem Pumpspeicher und Batterien. Die Wirtschaftlichkeit derartiger Speicher bemisst sich dabei im Wesentlichen aus der Differenz zwischen dem Preis, zu dem Strom eingespeichert wird, und dem Strompreis, zu dem er wieder ausgespeichert wird. Insofern sie am entsprechenden Intraday-Strommarkt teilnehmen, sind sie insbesondere auf ausreichend große und häufigen Strompreisschwankungen angewiesen. Hinzu kommt noch eine wachsende Zahl an Heim- bzw. Kleinspeichern, die hinter dem Netzverknüpfungspunkt insbesondere die Eigenstromerzeugung und -nutzung aus Dachsolaranlagen optimieren sollen.

- *Saisonaler Ausgleich und Absicherung von Dunkelflauten:* Das Dargebot an erneuerbaren Energien weist einen zyklischen Verlauf mit den Jahreszeiten auf. Während Frühling und Herbst durch ein hohes Windaufkommen gekennzeichnet sind, ist der Sommer relativ sonnenreich. Im Winter dagegen ist das Aufkommen erneuerbarer Energien vergleichsweise deutlich geringer – bis hin zu mehrtägigen Dunkelflauten, in denen das Angebot von Wind und Sonne gegen Null tendiert. Um Erneuerbare Energien auch im Winter oder bei Dunkelflauten nutzbar zu machen, braucht es Technologien zur Langzeitspeicherung von Energie, z.B. in Form von chemischen Speichern, d.h. Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder seine Derivate. Die Kapazität von Kurzfristspeichern wie Batterien oder Pumpspeichern reicht hierfür bei Weitem nicht aus. Langzeitspeicher – im Falle von Wasserstoff künftig im Wesentlichen Untergrundkavernen – finanzieren sich entsprechend auch nicht direkt am Strommarkt, sondern aus gesonderten Speicherentgelten, die sich dann wiederum im Preis des gespeicherten Energieträgers niederschlagen.

Neben Erlösen aus der Vermarktung des eingespeicherten Stroms erzielen Kurzfristspeicher zudem Erlöse aus der Bereitstellung von marktbasierter Systemdienstleistungen. Hierzu zählen z.B. das Angebot von Regelleistung (Momentanreserve) und die Erbringung von Regelenergie (bei Anforderung) oder Schwarzstartfähigkeit<sup>1</sup> und Kurzschlussfestigkeit. Diese Dienstleistungen sind notwendig, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage oder plötzlicher Einspeisungsschwankungen. Durch die Bereitstellung von Momentanreserve können Kurzfristspeicher schnell auf Veränderungen im Stromnetz reagieren und somit die Netzfrequenz stabil halten.

In der aktuellen Situation am Strommarkt mit zumeist weniger ausgeprägten untertägigen Strompreisschwankungen stehen Kurzfristspeicher unter wirtschaftlichem Druck. Zwar

---

<sup>1</sup> Fähigkeit, nach einem Stromausfall autonom Strom zu erzeugen und so andere Kraftwerke wieder anzufahren, um die Stromversorgung wiederherzustellen.

variieren die durchschnittlichen Investitionskosten für neue Pumpspeicherkraftwerke und Großbatteriespeicher stark und hängen von verschiedenen Faktoren wie Standort, Projektgröße, Technik und Infrastruktur ab. Im Ergebnis aber ist die Errichtung neuer Pumpspeicherkraftwerke mit Investitionskosten, die typischerweise zwischen 1.000 und 2.500 €/kW installierter Leistung liegen, aktuell nicht wirtschaftlich; dies gilt erst recht für die Fälle, in denen die Geländebedingungen schwierig sind; lediglich bestehende Anlagen werden weiterbetrieben (z.B. in Herdecke). Die Kosten für Großbatteriespeicher, insbesondere Lithium-Ionen-Batterien, liegen aktuell etwa bei 300 bis 700 €/kW; Abweichungen sind hier je nach Art des Batteriespeichers und Speicherkapazität möglich. Großbatteriespeicher haben in den letzten Jahren eine erhebliche Kostensenkung erfahren und sind daher oft auch als Neuanlagen wirtschaftlich darstellbar, insbesondere bei kürzeren Speicherdauern. Sie werden aktuell in Deutschland auf Grundlage marktlicher Anreize in großem Maßstab errichtet (z.B. im Kraftwerk Neurath mit 80 MW Leistung). Damit sich diese Entwicklung fortsetzt und insbesondere Batteriespeicher ihren Beitrag zur Energiewende leisten können, sind sie auf den Fortbestand der aktuell geltenden Rahmenbedingungen (z.B. der Befreiung von Speichern von Netzentgelten gemäß EnWG § 118 Abs. 6) angewiesen.

Im Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025; Stand Juli 2024), in dem wahrscheinliche Szenarien für die Entwicklung des Stromversorgungssystems abgebildet werden, wird aktuell in allen Szenarien von einem nur leicht wachsenden Bestand an Pumpspeichern ausgegangen (von 9,7 GW in 2023 auf 11,7 GW in 2037 bzw. 2045). Demgegenüber gehen die Übertragungsnetzbetreiber bei Großbatteriespeichern von einer deutlichen Zunahme von 1,3 GW in 2023 auf 18 – 36 GW in 2037 bzw. 21 – 44 GW in 2045 aus.

Im Hinblick auf die Optimierung des Gesamtsystems ist es allerdings bedeutsam, ihre Leistung an die jeweiligen Gegebenheiten des Stromnetzes und die am jeweiligen Standort nutzbare erneuerbare Energie anzupassen. Speicher sollten bei Einspeicherung daher weder Netzengpässe hervorrufen, noch bestehende Engpässe verstärken. Dies würde insbesondere drohen, wenn Batteriespeicher den Stromtransportbedarf in Nord-Süd-Richtung weiter verstärken würden. So sollte die Nutzung von Stromspeichern Hand in Hand mit dem Ausbau erneuerbarer Energien nach den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 erfolgen. In unmittelbarer Nähe zu Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen errichtete Speicher könnten überschüssige oder in den jeweiligen Zeiträumen nicht transportierbare Strommengen dem Bedarf bzw. der Netzkapazität anpassen, noch bevor die EE-Anlagen abgeregelt werden müssten. Entsprechende Anreize und Instrumente im gesetzlich-regulatorischen Rahmen, um Speichertechnologien zur Entlastung – insbesondere der Verteilnetze – zu nutzen, fehlten jedoch bislang bzw. sind nicht angemessen ausgestaltet (§13k EnWG). Um einen nicht nur marktdienlichen, sondern

auch netz- und systemdienlichen Ausbau von Stromspeichern zu erreichen, muss dieser strategisch flankiert und angereizt werden.

### Technische und wirtschaftliche Machbarkeit des vorgeschlagenen Konzepts eines „Stromspeichersees“ (Kavernenspeicher mit Betonhohlkörpern auf dem Tagebautiefsten) im Tagebau Hambach

Speichertechnologien entwickeln sich weiter. Dies zeigt nicht zuletzt die Batterietechnik oder das Konzept eines adiabaten Druckluftspeichers. Insofern ist auch die im Antrag vorgeschlagene Weiterentwicklung des Konzeptes eines innovativen Stromspeichersees grundsätzlich zu begrüßen. Die großtechnische Umsetzung solcher neuartiger Speicherkonzepte bedarf jedoch einerseits eine hohen technischen Reifegrades, andererseits müssen auch die notwendigen Voraussetzungen, insbesondere im Hinblick auf den gewählten Standort gegeben sein. Aktuell sind weitere Tests einer verwandten Technik – hohle, auf dem Meeresboden verankerte Betonkugeln – vor der kalifornischen Küste in Wassertiefen von 600 – 800 m angekündigt; hier wäre, laut Forschern des Fraunhofer-Instituts IEE, das optimale Verhältnis von Parametern wie Druck, das nötige Kugelgewicht und die erforderliche Wandstärke gegeben.

Über diese speichertechnischen Aspekte hinaus umfassen die Standortvoraussetzungen zum einen die Einbindung in das Stromsystem (z.B. verfügbare Netzanschlusskapazität, Verfügbarkeit erneuerbarer Energien), zum anderen den konkreten Standort selbst. Im Falle des vorgeschlagenen Stromspeichersees am Standort Tagebau Hambach sind dies insbesondere die raumplanerischen Voraussetzungen einschl. der nutzbaren Fläche und Wassermenge, gebirgsmechanische und wasserwirtschaftliche Anforderungen sowie daraus resultierende Folgen für Kosten und Wirtschaftlichkeit.

Unter Berücksichtigung dieser Kriterien kommt RWE zu nachstehender Bewertung des Konzepts eines innovativen Stromspeichersees, wobei für deren Erstellung neben den Antragsunterlagen weitere Konzeptunterlagen von H. Prof. Schmidt-Böcking zugrunde gelegt wurden.

Grundlage der Bewertung war der Vorschlag, auf dem Grund des künftigen Tagebausees über 200 große Betonhohlkörper mit einem Gesamtvolumen von rund 240 Mio. m<sup>3</sup> zu installieren. Aus diesen soll zur Einspeicherung von Strom das Wasser herausgepumpt und bei Ausspeicherung das Wasser wieder eingelassen werden. Das einströmende Wasser treibt dabei eine Turbine an. Als Speicherbecken für das herausgepumpte Wasser soll die Manheimer Bucht dienen, die dazu durch einen Damm vom restlichen Tagebausee abgetrennt würde. Manheimer Bucht und Betonhohlkörper sollen über Rohrsysteme miteinander verbunden werden.

- Bewertung der im Konzept verwendeten Eingangsparameter:

Die Konzeptstudie für den Stromspeichersee geht von einem für die Ein- und Ausspeicherung verfügbaren Wasservolumen von 240 Mio. m<sup>3</sup> aus. Die Zahl korrespondiert mit den Angaben zum Abraum der Gesamtmassenbilanz im Rheinischen Revier für die Manheimer Bucht, ist aber nicht gleichzusetzen mit dem nutzbaren Wasservolumen eines Oberbeckens in der Manheimer Bucht. Unter der Annahme eines durchgängig betonierten Oberbeckens - in etwa der Zeichnung aus der Konzeptstudie in der Präsentation - beträgt das anrechenbare Wasservolumen lediglich 51 Mio. m<sup>3</sup>.

Bei der Fallhöhe wird in der Konzeptstudie von einem Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken (i.e. Betonhohlkörper und Manheimer Bucht) von 400m ausgegangen. Die Höhenunterschied zwischen Seetiefstem im Tagebausee (-280m NHN) und dem Beckentiefsten der Manheimer Bucht (39 m NHN) beträgt jedoch nur 319m. Zuzüglich der mittleren Beckentiefe der Manheimer Bucht von 24m ergibt sich somit eine anrechenbare Fallhöhe von nur noch 343m.

Die veränderten Eingangsparameter führen dazu, dass sich die Gesamtspeicherenergie um den Faktor 6, von rd. 240 GWh auf rd. 41 GWh verringert.

Keine Aussagen trifft das Konzept dahingehend, wie das Wasser aus dem Oberbecken in das Unterbecken geleitet werden soll. In den RWE vorliegenden Unterlagen zum Konzept sind lediglich zwei blaue Linien zwischen Ober- und Unterbecken dargestellt. Unter der Annahme des o.a. Gesamtvolumens von 240 Mio. m<sup>3</sup> und dem angenommenen Speicherzyklus von 10h müssten allerdings über 1.100 Rohrleitungen mit einem Durchmesser von DN2200 und einer Länge von rd. 3,5 km zum Seetiefsten geführt werden. Bei dem verminderten Wasservolumen von 51 Mio. m<sup>3</sup> wären es immerhin noch rd. 240 Rohrleitungen, um die entsprechenden ein- und ausströmenden Wassermengen zu transportieren.

- Bewertung der notwendigen Planungs- und Realisierungszeiträume vor dem Hintergrund der zu erfüllenden raumplanerischen Voraussetzungen

In der Konzeptstudie wird ausgeführt, dass „mit der Errichtung schon heute begonnen werden könnte“ und „der Unterwasserkavernenpumpspeicher in wenigen Jahren voll betriebsfähig sein könnte“.

Losgelöst von der Frage nach dem technischen Reifegrad des Speicherkonzepts ist hierzu anzumerken, dass der Tagebau Hambach auf alle Fälle bis zum Jahr 2030 aus Gründen der Versorgungssicherheit mit Braunkohle und zur Sicherstellung der Rekultivierung, inkl. der dafür noch zu erfolgenden bergbaulichen Inanspruchnahme der Manheimer Bucht (Thema Gesamtmassenbilanz) weiterhin betrieblich genutzt wird. Unmittelbar nach Ende des Tagebaubetriebes soll dann im Jahr 2030 mit der Einleitung von Rheinwasser begonnen werden, mit dem Ziel, die Seebefüllung innerhalb der darauf

folgenden 40 Jahre abzuschließen. Eine zum Betrieb oder zur Einleitung parallele Errichtung des Unterwasserkavernenpumpspeicher scheidet aus, so dass hierfür ein gesonderter Zeitraum einzuplanen ist, der nach Ende der Betriebsphase den Beginn der Einleitung von Wasser herauszögert.

Sämtliche bereits genehmigten und derzeit laufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren<sup>2</sup> sind auf die vorgenannten Zeitpunkte und Abläufe ausgerichtet und müssten im Falle einer Verwirklichung des Unterwasserkavernenpumpspeichers neu aufgelegt werden. Auch hierfür sind gesonderte Zeiträume einzuplanen, da eine Abwicklung bis 2030 selbst unter günstigsten Voraussetzungen nicht möglich wäre.

Bevor es aus unserer Sicht allerdings überhaupt Sinn macht, die laufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren in Frage zu stellen und die Planungen eines Unterwasserkavernenpumpspeicher weiter zu konkretisieren, müsste sicher gestellt werden, dass neue Wiedernutzbarmachungszeiträume im Rheinischen Revier gesellschaftspolitisch tragfähig sind, zumal eine genaue Festlegung angesichts der Vielzahl offener planerischer, im Vorfeld der entsprechenden Verfahren aber zu klärender Aspekte heute noch gar nicht möglich wäre. Zumindest in Bezug auf die uns bekannten Stakeholder in den Anrainerkommunen und -kreisen des Tagebausees Hambach sowie bei der Regionalinitiative Neuland Hambach ist eine positive Zustimmung zu der Konzeptstudie und den entsprechenden Verzögerungen nicht zu erwarten.

Dessen ungeachtet müssten auch auf Bundes- und Landesebene neue Gesetze und Vereinbarungen in die Wege geleitet werden. So wären u.a. das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, die Vereinbarung zum Kohleausstieg 2030 zwischen der Bundes-, Landesregierung und RWE, die Leitentscheidungen 2021 und 2023 der jeweiligen Landesregierungen NRW, der öffentlich-rechtliche Vertrag sowie die vereinbarten Richtlinien zur Absicherung der Belegschaft neu zu fassen. Erst im Anschluss könnte ein derartiges Vorhaben auf regionalplanerischer (Braunkohlenplan/ Regionalplanung) und baugenehmigungsrechtlicher Ebene planerisch angegangen werden.

Aus den Erfahrungen der letzten Jahre ist hierfür ein Zeitraum von mindestens 10-15 Jahren anzusetzen.

Schließlich müsste auch das Bundesberggesetz dahingehend geändert werden, dass eine bergbaufremde Anlage, wie sie der Unterwasserkavernenpumpspeicher darstellt, unter Bergrecht, welches bis zur vollendeten Seebefüllung im Bereich des Tagebausees vorherrscht, im Bereich des Tagebaus/Tagebausees genehmigungsfähig ist. Hier müssten zunächst die Vielzahl an derzeit noch unbeantworteten sicherheitsrelevanten

---

<sup>2</sup> U.a. Braunkohlenplan Hambach, Braunkohlenplan Seeablauf Tagebausee Hambach, Braunkohlenplan Rheinwassertransportleitung, Rahmenbetriebsplan Rheinwassertransportleitung, wasserrechtliches Planfeststellungsverfahren Tagebausee Hambach, Rahmenplan Hambach

Aspekten, die ein gleichzeitiger Betrieb des Pumpspeichers bei paralleler Seebefüllung hervorruft, im Vorfeld geklärt und ausgeräumt werden. Eine Bewertung auf Basis der nur wenige Seiten umfassenden Konzeptstudie ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

Erst nach erfolgreichem Abschluss sämtlicher Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie erfolgter Gesetzesänderungen könnte mit dem eigentlichen Bau des Unterwasserkavernenpumpspeichers begonnen werden. Unter der durchaus ambitionierten Annahme aus der Konzeptstudie, dass der Bau innerhalb von 5-8 Jahren zu realisieren sei, wäre mit einer Fertigstellung und Inbetriebnahme somit nicht vor dem Jahr 2050 zu rechnen. Dementsprechend könnte erst 20 Jahre nach dem bislang geplanten Start mit der Befüllung des Tagebausees Hambach begonnen werden.

- Gebirgsmechanische und wasserwirtschaftliche Aspekte im Bereich des Tagebaus Hambachs

Die Gewinnung der Braunkohle im Rheinischen Revier erfolgt aufgrund des Lockergesteins in der Rheinischen Tiefebene in Form von offenen Tagebauen. Damit ein Tagebaubetrieb durchgeführt werden kann, ist es erforderlich, diesen durch weitreichende Sumpfungmaßnahmen trocken zu legen. Nach der Beendigung der Kohleförderung und Herstellung der Seeböschungssysteme kann mit der Seebefüllung begonnen werden. Für den Tagebau Hambach ist die Seebefüllung ab dem Jahr 2030 vorgesehen. Mit dem ansteigenden Seewasserspiegel können dann nach und nach die Sumpfungmaßnahmen zurückgefahren werden, so dass sich mit Erreichen des Zielwasserspiegels nach rd. 40 Jahren dauerhaft stabile Grundwasserverhältnisse einstellen werden.

In diesen Prozess würde die Errichtung des angedachten Unterwasserkavernenpumpspeicher eingreifen. Entsprechend wären die gebirgsmechanischen und wasserwirtschaftlichen Folgen für den Tagebau bzw. die Seebefüllung zu klären.

In den RWE vorliegenden Unterlagen zur Konzeptstudie wird z.B. dargestellt, dass die einzelnen Kavernen auf dem Tagebautiefsten errichtet werden sollen. In diesen Bereich werden derzeit bereits die nicht für den Böschungsaufbau zu verwendenden Mischböden des Tagebaus Hambach eingebaut. Diese Böden sind für eine Gründung oder eine Rückverankerung zur Auftriebssicherung der Kavernen nicht geeignet. Die Fläche steht demnach, wenn überhaupt, nur noch eingeschränkt zur Verfügung bzw. es wären Gründungsmaßnahmen und Rückverankerungen nur mit einem erheblichen Aufwand möglich. Ein Ausweichen in den bereits verkippten Bereich des Tagebaus ist ebenfalls nicht möglich, da der Kippenaufbau des Tagebau Hambachs mit der Polderbauweise die Aufnahme derart großer Bauwerke nicht zulässt.

Unter der Annahme, dass für die Kavernen letztendlich eine Gründung mit erheblichem Aufwand umzusetzen wäre, müssten im Folgenden auch Fragestellungen beantwortet

werden, wie eine Standsicherheit auch während der Befüllung sichergestellt werden kann. Das jüngst seitens der Landesregierung in Auftrag gegebene Gutachten „zur frühzeitigen Nutzung der Sicherheitszone und der temporären Tagebauseemulden im Rheinischen Revier“ zeigt bereits für wesentlich kleinere Bauwerke Restriktionen auf, die mit Blick auf die Größe und Gewicht der vorgeschlagenen Unterwasserkavernen-pumpspeicher ebenfalls noch zu prüfen wären.

Erörterungsbedürftig wäre zudem die Errichtung des Dammbauwerk zwischen Ober- und Unterbecken im Gewinnungs- und Verkippungsbereich vor Elsdorf / Kerpen-Manheim zur Abtrennung der Manheimer Bucht. Für ein Erdbauwerk stehen, mit Blick auf die Gesamtmassenbilanz im Rheinischen Revier, keine geeigneten Massen in ausreichender Menge mehr zur Verfügung, so dass eine Staumauer oder ein Staudamm aus festen Baumaterialien herzustellen wäre. Auch dieses wäre mit Blick auf die vorgenannten Fragestellungen äußerst aufwendig und ebenfalls gebirgsmechanisch mit Blick auf das umgebende Lockergestein sehr herausfordernd.

- Manheimer Bucht

In der Konzeptstudie wird ausgeführt, dass bis auf das kleine Oberbecken, die Renaturierungspläne von RWE in keiner Weise beeinträchtigt würden. Dem ist entgegenzuhalten, dass die Manheimer Bucht - selbst unter der Annahme des o.a. kleineren Speichervolumens - immerhin noch eine Fläche von rd. 212 ha umfasst. Eine vollständige Versiegelung mit Beton wäre daher durchaus als ein erheblicher Eingriff in Natur und Landschaft mit zu prüfenden Auswirkungen auf verschiedenste Schutzgüter zu bewerten.

Unter der Prämisse möglichst wirtschaftlich zu agieren, müsste außerdem möglichst viel des zur Verfügung stehenden Wassers in der Manheimer Bucht genutzt werden, einhergehend mit erheblichen Seewasserspiegelschwankungen (41m bei voller Entleerung bzw. 24m bei halber Entleerung). Bei derart großen Seewasserspiegelschwankungen ist davon auszugehen, dass das Seeufer zur Gefahrenabwehr abgesperrt und der Öffentlichkeit unzugänglich gemacht wird. Die Stadt Kerpen hätte somit faktisch keinen Zugang mehr zum See und der Erhalt der Kirche Manheim nebst bereits weiterer begonnener Planungen zu Folgenutzungen in diesem Bereich wären obsolet.

Wasserwirtschaftlich wäre zudem die Frage zu beantworten, wie sich eine derart große Versiegelung bei einem Wiederanstieg des Grundwassers verhält. Um versiegelte Flächen im Tagebau, wie u.a. die Bodenplatten der Bandsammelpunkte, gegen ein „Aufschwimmen“ zu sichern, ist RWE Power z.B. auferlegt, diese Flächen nach Betriebsende zurückzubauen bzw. zu perforieren. Es ist daher davon auszugehen, dass zur Stabilisierung einer betonierten Manheimer Bucht in diesem Bereich dauerhafte

wasserwirtschaftliche Sumpfungsmaßnahmen bzw. Wasserhaltungen erforderlich werden. Der in den Genehmigungen auferlegte Austausch des Tagebausees mit den umliegenden Grundwasserleitern in den oberen Stockwerken wäre, zumindest im Bereich der Manheimer Bucht, unterbrochen.

Zudem lassen die Versiegelung, die hohen Entnahmeraten und die schwankenden Seewasserspiegel keine Entwicklung der Uferzonen zu und führen unweigerlich zu negativen Auswirkungen auf die gewünschte Flora und Fauna, die inzwischen vermehrt durch die Umweltverbände vor allem im Bereich der im Vergleich zum restlichen Tagebausee mit vergleichsweise steilen Böschungen flacheren Manheimer Bucht eingefordert werden.

- Kostenansätze

In den RWE zum Konzept vorliegenden Unterlagen werden die Kosten für die Betonkavernen und die Pumpen durch Abfragen bei Herstellern belegt. Für die Planung, die Einrichtung der Baustelle, Unvorhergesehenes und die Errichtung des Oberbeckens werden die Kosten anteilig pro Modul pauschal ermittelt. Zumindest bei der Errichtung des Oberbeckens geht diese pauschale Ermittlung fehl, da das Oberbecken inkl. Staudamm unabhängig der Anzahl der Kavernen als Ganzes hergestellt werden muss.

Wie zuvor beschrieben, fehlen in den RWE zum Konzept vorliegenden Unterlagen genauere Spezifikationen zu den Verbindungsrohrleitungen zwischen Ober- und Unterbecken. Aufbauend auf den uns konkret vorliegenden Kostenansätzen für die Rheinwassertransportleitung sind hierfür nochmals rd. 22 Mio. € pro Leitungsstrang (DN 2200 auf 3,5 km) in Ansatz zu bringen.

Entgegen der Ausführungen der Konzeptstudie, dass die Pumpturbinen eine Lebensdauer von 80-100 Jahren haben und die Betonkavernen viele hundert Jahre nutzbar sind, geht z.B. das Fraunhofer Institut aus aktuellen Erkenntnissen ihres Feldversuches vor der kalifornischen Küste davon aus, dass die Pumpturbinen und Generatoren nach 20 Jahren ausgetauscht werden müssen und die dort verwendeten Betonkugeln eine Lebensdauer von 50-60 Jahren haben. Sensiblere Anlagen führen unweigerlich auch zu höheren Betriebs- und Instandhaltungskosten, die in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Konzeptstudie nicht aufgeführt werden.

Unberücksichtigt bleibt im Weiteren der erforderliche Haltebetrieb des Tagebaus Hambach zwischen dem Betriebsende 2030 und einer möglichen Projektrealisierung 2050. Für einen Zeitraum von gut 20 Jahren müsste vor allem der Betrieb der Sumpfungswassermaßnahmen aufrecht gehalten werden, um die Böschungsstabilität im offenen Tagebau (weiter) zu gewährleisten.

Eine Fortführung der Sumpfung bis 2050 hätte aber erhebliche wasserwirtschaftliche und negative ökologische Folgen weit über den Tagebau hinaus. Man blockiert die

Regeneration des Grundwasserkörpers und dieser Nachteil müsste aller Voraussicht nach in einem eigenen Planfeststellungsverfahren gegen den Belang der Energiewirtschaft abgewogen werden. Es ist davon auszugehen, dass dies zu erheblichen Diskussionen und Unsicherheiten in einem Genehmigungsverfahren führen würde.

Zudem würde ein Haltebetrieb ohne bergbaurechtliche Begründung gegen die derzeit geltende europäische Wasserrahmenrichtlinie verstoßen. Im Rahmen der wasserrechtlichen Erlaubnis zu den Sümpfungsmaßnahmen ist uns auferlegt, nach Beendigung der Kohleförderung alle Maßnahmen darauf abzustellen, eine möglichst zeitnahe Rekultivierung sicherzustellen. Ein Haltebetrieb ist in diesem Zusammenhang nicht vorgesehen.

Auf der Kostenseite ist für einen derartigen Betrieb ein Ansatz im hohen 2-stelligen Millionenbetrag pro Jahr zu veranschlagen, was die Wirtschaftlichkeit des Projektes zusätzlich in Frage stellen würde.

#### *Fazit:*

Unter Berücksichtigung der zu ändernden Eingangsparameter, den gebirgsmechanischen und wasserwirtschaftlichen Aspekten und den fehlenden bzw. veränderten Kostenansätzen ist davon auszugehen, dass sich die in der Konzeptstudie ausgewiesenen Renditeerwartungen nicht einstellen werden.

Bestätigt wird diese Aussage aus den Untersuchungen im Rahmen einer Masterarbeit zur „Techno-ökonomischen Analyse der Anwendung des Stensea-Konzepts im Hambacher Tagebausee“, die das Fraunhofer IEE im Jahr 2021 mit Unterstützung von RWE in Auftrag gegeben hat. Auch diese kommt zu dem eindeutigen Ergebnis, dass das Projekt im „day-ahead-market“ nicht profitabel ist.

Ein zeitlicher Aufschub der Seebefüllung um rund zwei Jahrzehnte einhergehend mit einer Verschiebung der abschließenden Rekultivierung im Rheinischen Revier steht zudem im Widerspruch zu allen bislang im weitgehenden Einvernehmen verabschiedeten Planungen.

**RWE wird daher das vorgeschlagene Konzept eines Stromspeichersees mit Unterwasserkavernenpumpspeichern nicht weiter verfolgen.**

## Verbesserung der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Speicher

Ungeachtet des konkreten Projektes eines Stromspeichersees muss der Ausbau von Stromspeichern zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem und zur Erbringung von Systemdienstleistungen vorangehen. Um das Potenzial von Stromspeichern für das Versorgungssystem und die Energiewende zu heben, sind die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Speicher weiterzuentwickeln. Hierfür kann auch das Land NRW einen wichtigen Beitrag leisten. Folgende Maßnahmen sind bedeutsam, die das Land entweder selbst umsetzen kann oder für die es sich auf Bundes- bzw. ggf. auch EU-Ebene einsetzen sollte:

- Für Planung und Genehmigung von Speichern:
  - Energiespeicherung muss in der Raum- und Regionalplanung explizit und eigenständig berücksichtigt worden, so z.B. bei der Ausweisung von Flächen für Energieanlagen oder speziell durch die Öffnung von Kohlekraftwerksstandorten zur Nachnutzung auch durch Speicher
  - Genehmigungsverfahren sind zu vereinfachen und zu beschleunigen, u.a. durch angemessene Personalausstattung der zuständigen Behörden und einen umfassenden Erfahrungsaustausch; Vorgaben z.B. zum Brandschutz sind an die jeweilige Batterietechnologie anzupassen
- Für die Wirtschaftlichkeit von Speichern:
  - Stromspeicherung sollte energierechtlich eigenständig definiert und von primärer Stromerzeugung und dem finalen Letztverbrauch abgegrenzt werden; damit könnte sichergestellt werden, dass zwischengespeicherte elektrische Energie nicht mehrfach den Regeln für Letztverbrauch und damit den dafür zu zahlenden Entgelten, Abgaben und Umlagen unterliegt. Eine solche Mehrfachbelastung ist auszuschließen.
  - Neue oder erweiterte Stromspeicher sind gemäß § 118 Abs. 6 bei einer Inbetriebnahme bis 03.08.2029 von Netzentgelten befreit. Für den weiteren Ausbau der Stromspeicher ist eine Folgeregelung für diese Netzentgeltbefreiung für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit und damit künftige Investitionsentscheidungen. Ein wirtschaftlicher Betrieb wäre ansonsten für viele Anlagen nicht möglich; die ambitionierten Ausbauziele wären nicht erreichbar. Hier müssen Politik und Bundesnetzagentur gemeinsam möglichst kurzfristig die entsprechenden Entscheidungen für eine Entfristung der Befreiungsregelung treffen, damit Investoren, die zunehmend neue Speicher auch bereits mit einer Inbetriebnahme nach 2029 planen, Planungssicherheit erhalten.
  - Stromspeicher können und sollen aus Systemsicht einen wichtigen Beitrag zur Zwischenspeicherung von temporären Stromüberschüssen aus volatiler PV- und Windstromerzeugung leisten, die ansonsten aufgrund unzureichend ausgebauter

Stromnetze abgeregelt werden müssten. Dies setzt aber Standorte für die Stromspeicher voraus, die in räumlicher Nähe zu den EE-Anlagen, zumindest aber auf der gleichen Seite des Netzengpasses liegen. Damit und mit einer netzentlastenden Fahrweise könnten Stromspeicher Netzengpässe tatsächlich entlasten und z.B. zur Senkung von Redispatch-Kosten beitragen. Bislang fehlen allerdings hierfür entsprechende gesetzliche oder regulatorische Anreize. Die hierfür vom Gesetzgeber vorgesehenen Regelungen des §13k EnWG sind zu komplex und machen durch zu strikte Präqualifikationsanforderungen für Speicher und zu hohe Mindestpreise eine Teilnahme von Batteriespeichern an diesem Mechanismus wirtschaftlich unattraktiv.

- Unklarheit herrscht aktuell über die Erhebung von Baukostenzuschüssen für Speicher. Baukostenzuschüsse sollen dazu Anreize setzen, dass Anschlussnehmer den beantragten Netzanschluss nur auf die tatsächlich benötigte Leistung auslegen und einen Beitrag zum Ausbau des vorgelagerten Netzes leisten. Insofern als Stromspeicher aber bei entsprechender netzdienlicher Fahrweise eher zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs beitragen, scheint eine Erhebung von Baukostenzuschüssen ungerechtfertigt. Dies ist umso mehr von Bedeutung, als eine vollständige Erhebung von Baukostenzuschüssen die Wirtschaftlichkeit von Stromspeicherprojekten, insb. von Batterien, die von untertägigen Strompreisdifferenzen abhängig ist, in erhebliche in Frage stellen würde.
- Stromspeicher können im Rahmen der installierten Leistung und Kapazität einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung gesicherter Leistung und damit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Entsprechend sollten die Regelungen des geplanten Kapazitätsmechanismus so ausgestaltet werden, dass auch Speicher an diesem Mechanismus teilnehmen und für die Vorhaltung gesicherter Leistung eine Vergütung erhalten können.
- Wird in einem Stromspeicher „grüner“ Strom gespeichert, so muss dieser seine „grüne“ Eigenschaft auch dann behalten, wenn der Speicher auch zur Speicherung konventionellen Stroms genutzt wird. Damit kann die Werthaltigkeit des zwischengespeicherten „grünen“ Stroms erhalten und ein ursprünglicher EEG-Vergütungsanspruch weiter gewährleistet werden.

### **Fazit:**

Speicher werden im künftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen, die deutlich über ihren bisherigen Beitrag hinausgeht. Entsprechend sollte ihr weiterer Ausbau durch entsprechende Ausgestaltung der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unterstützt und nicht behindert werden. Hier besteht Handlungsbedarf, um Speicherbetreibern die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit zu geben.