



Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien.

(PSW - Integration EE)

Zusammenfassung der Studienergebnisse.

Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (Kurz: PSW - Integration EE)

Zusammenfassung der Studienergebnisse.

an

Schluchseewerk AG

Säckinger Str. 67

79725 Laufenburg

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen

Chausseestraße 128a

10115 Berlin

Berlin, 05.02.2010

Titel der Studie	Zusammenfassung der Ergebnisse der Studie Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (kurz: PSW - Integration EE)
Datum	05.02.2010
Version	Zusammenfassung des Abschlussberichts PSW – Integration EE
Autoren	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Agricola, Annegret-Cl. (Bereichsleitung): Höflich, Bernd Kreutzkamp, Paul (Projektleitung) Peinl, Hannes Völker, Jakob Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Prof. Dr.-Ing. U. Wagner: Kühne, Maximilian Kuhn, Philipp Tzscheutschler, Peter Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser: Hermes, Roland Krahl, Simon Meisa, Kerstin
Auftraggeber	Schluchsewerk AG

Zusammenfassung der Studienergebnisse

Es wird darauf hingewiesen, dass im Folgenden die wichtigsten Ergebnisse der Studie „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderer Stromspeicher zur Integration der erneuerbaren Energien.“ zusammenfassend dargestellt werden. Eine nähere Erläuterung zu den Ergebnissen findet sich in der Langfassung des Abschlussberichts vom 05.02.2010.

Hintergrund

Die Schluchseewerk AG beauftragte die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) mit der Erstellung der Studie „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien“.

Hintergrund der Studie ist die Planung des Neubauprojekts Pumpspeicherwerk Atdorf mit Anschluss an den Netzknoten Kühmoos im Südschwarzwald nahe der Grenze zur Schweiz.

Die Studie untersucht die energiewirtschaftliche Bedeutung weiterer Pumpspeicherkapazitäten und Stromspeicher im Allgemeinen als wichtige Bestandteile eines flexiblen Kraftwerksparks. Als wesentliche Grundlagen werden unter Berücksichtigung der Strategie der Bundesregierung die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und der Ausbau der erneuerbaren Energien prognostiziert. Darauf aufbauend analysiert dieses Gutachten, welchen Beitrag Energie- bzw. Stromspeicher zur System- und Versorgungssicherheit sowie zur Integration der erneuerbaren Energien in Deutschland leisten können. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf Pumpspeicherwerken im Allgemeinen sowie konkret dem geplanten Neubauprojekt Pumpspeicherwerk Atdorf. Für den Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf werden anhand von Strommarkt- und Netzsimulationen die möglichen volkswirtschaftlichen Kosteneinsparpotentiale, die möglichen Beiträge zur CO₂-Emissionsreduzierung der Stromerzeugung sowie mögliche Beiträge zur Netzentlastung ermittelt.

Entwicklung des Energieerzeugungssystems¹

Das Gutachten geht davon aus, dass die Bundesregierung die Zielsetzung, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % zu erhöhen, mit Nachdruck verfolgt. Die installierte Leistung der erneuerbarer Energien wird von 38 GW im Jahr 2008 bis auf voraussichtlich 103 GW im Jahr 2030 steigen.²

Die im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführte Modellierung der konventionellen Kraftwerksparkentwicklung bis zum Jahr 2030 zeigt, dass trotz des erheblichen Zubaus erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Deutschland (um 65 GW auf 103 GW im Zeitraum 2008-2030) die installierte konventionelle Kraftwerksleistung in diesem Zeitraum um weniger als 30 GW (sinkende Stromnachfrage) bzw. weniger als 15 GW (steigende Stromnachfrage) sinkt.³ Dies ist durch die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien begründet und reduziert sich im Wesentlichen auf die Tatsache, dass Wind- und Solarenergieanlagen nur

¹ Die Entwicklung des Erzeugungssystems wird ausführlich in Kapitel 4 der Langfassung der Studie dargestellt.

² Aussagen basierend auf *BMU Leitszenario 2009*. Das Ziel der Bundesregierung ist den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % zu erhöhen. Aus den Zahlen des *BMU Leitszenario 2009* ergibt sich für 2020 ein Anteil von 35 %.

³ Vor dem Hintergrund des Koalitionsvertrages der 17. Legislaturperiode nimmt vorliegendes Gutachten eine 20-jährige Laufzeitverlängerung je KKW an.

eine geringe gesicherte Leistung bereitstellen. Zur Sicherstellung der Stromversorgung müssen deshalb konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen, um den gesamten Strombedarf auch zu Spitzenlastzeiten bei geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien decken zu können. Obwohl die gesamte jährliche Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken im Betrachtungszeitraum dieser Studie bis 2030 stetig abnimmt, muss eine hohe Kapazität konventioneller Kraftwerke vorgehalten werden. Die mit der Vorhaltung konventioneller Kraftwerkskapazitäten verbundenen Kosten steigen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und führen zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen. Neben der Erschließung der Stromeinsparpotenziale auf der Nachfrageseite und einer begrenzt möglichen Anpassung des Stromverbrauchs an die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windenergie- und PV-Anlagen, ist der Ausbau von Energiespeicherkapazitäten von zentraler Bedeutung, um diese Ineffizienzen abzubauen bzw. zu reduzieren. Stehen in einem Stromerzeugungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien Speicherkapazitäten in ausreichendem Umfang zur Verfügung, können Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich entkoppelt und damit die kostenintensive Vorhaltung konventioneller Stromerzeugungskapazitäten verringert werden.

Politische Strategien und Forschungsaktivitäten im Bereich der Energiespeicherung⁴

Die zentrale Bedeutung des Speicherausbaus für eine sichere, wirtschaftliche und bezahlbare Energieversorgung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien ist sowohl in der Wissenschaft als auch der Politik allgemein anerkannt. Im Koalitionsvertrag vom 26.10.2009 hebt die Bundesregierung die Relevanz der Energiespeicherung explizit hervor und knüpft so an die Schwerpunktsetzung der Vorgängerregierung an. In der Aktualisierung des 5. Energieforschungsrahmenprogramms der Bundesregierung sollen Speichertechnologien ein Hauptforschungsgebiet werden und mit dem „Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (August 2009)“ wurde beschlossen, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie – explizit werden Pumpspeicherwerke genannt - von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt sind, sofern diese bis zum 31.12.2019 in Betrieb gehen. Damit wird der Bedeutung von Speichern im Stromversorgungssystem in Deutschland auf politischer Ebene Rechnung getragen. Darüber hinaus diskutiert die Politik derzeit die Notwendigkeiten und Möglichkeiten weiterer, zusätzlicher Förderinstrumente zur Unterstützung des Speicherausbaus.

Grundsätzlich sehen die Bundesregierung ebenso wie die EU-Kommission im Ausbau und der weiteren Erforschung von Energiespeichertechnologien eine große Signifikanz für die Systemstabilität der Stromerzeugungssysteme und für die vollständige bzw. weitgehende Ausnutzung des Potenzials erneuerbarer Energien. In den derzeitigen Forschungsprogrammen der Bundesregierung und der EU wird eine Vielzahl von Projekten mit Bezug zu Speichertechnologien benannt.⁵ Ein Hauptziel dieser Forschungsbemühungen ist der Durchbruch bei Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz dieser Technologien.

⁴ Relevante politische Strategien und Forschungsaktivitäten werden ausführlich in Kapitel 5 der Langfassung der Studie dargestellt.

⁵ Siehe z.B. das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU www.forschungsrahmenprogramm.de oder <http://cordis.europa.eu/fp7>, das Ausschreibungen mit explizitem Speicherbezug enthält.

Vergleich verschiedener Energiespeichertechnologien und die Bedeutung von Pumpspeicherwerken für Systemdienstleistungen, Versorgungssicherheit und Netzstabilität⁶

Ein umfassender Vergleich verschiedener Speichertechnologien auf Basis der Auswertung verschiedener relevanter Studien ergab:

- Pumpspeicherwerke sind die derzeit flexibelste Speichertechnologie zur Bereitstellung von Regelernergie. Zwar können auch elektrische Batterien sehr flexibel Regelernergie bereitstellen, sie sind aber auf Grund der hohen Investitionskosten je Leistungseinheit noch nicht wirtschaftlich. Druckluftspeicher können wegen der längeren Anfahrtszeit nur Tertiärregelenergie bereitstellen. Trotz der vermuteten Kosteneinsparpotenziale anderer Speichersysteme werden Pumpspeicherwerke auch auf absehbare Zeit die kostengünstigste Speichertechnologie zur Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen bleiben.
- Im Vergleich unterscheiden sich Pumpspeicherwerke von anderen Speichertechnologien, insbesondere in ihrer hohen Flexibilität der Blindleistungsbereitstellung. So können sie z.B. Blindleistung auch ohne Wirkleistungsabgabe (reiner Blindleistungsbetrieb) ins Netz einspeisen bzw. aus dem Netz beziehen oder parallel zur Blindleistungsregelung fließend zwischen Generator- und Pumpbetrieb wechseln.
- Pumpspeicherwerke sind die wirtschaftlichste Option zum Lastausgleich im großtechnischen Bereich (zentraler Einsatz im Hoch- und Höchstspannungsnetz). Die erwarteten Kosten für adiabate Druckluftspeicher bewegen sich leicht über den Kosten von Pumpspeicherwerken. Es muss aber betont werden, dass die Technik für adiabate Druckluftspeicher noch nicht vollständig entwickelt ist. Weltweit ist noch kein adiabates Druckluftspeicherwerk errichtet. Aktuell wird in Deutschland das erste adiabaten Druckluftspeicherwerk als großtechnische Demonstrationsanlage geplant.⁷

Da in der wissenschaftlichen Debatte häufig adiabate und diabate Druckluftspeicher (CAES) als direkte Alternativtechnologie zu Pumpspeicherwerken genannt werden, folgt eine direkte Gegenüberstellung der zentralen Eigenschaften dieser Speichertechnologien:

- Pumpspeicherwerke benötigen im Gegensatz zu diabaten CAES-Kraftwerken keinen zusätzlichen Brennstoff. Der Wirkungsgrad von Pumpspeicherwerken liegt mit bis zu 80 % wesentlich höher als der von CAES-Kraftwerken. Pumpspeicherwerke sind schneller einsatzbereit als Druckluftspeicher und eignen sich deshalb im Gegensatz zu Druckluftspeichern auch für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie.
- Das zunächst gute Ausbaupotenzial für Druckluftspeicher wird durch verschiedene Nutzungskonkurrenzen bzgl. der geeigneten Salzkavernen eingeschränkt. Salzkavernen bieten sich in Zukunft auch zur Speicherung von Gas und CO₂ (CCS in Verbindung mit konventionellen Kraftwerken und Industrieprozessen) an.
Die geographischen Gegebenheiten ermöglichen den Bau von Pumpspeicherwerke in Mittel- und

⁶ Ein Vergleich der verschiedenen Speichertechnologieoptionen erfolgt in Kapitel 6 der Langfassung der Studie. In diesem Kapitel erfolgt auch eine Bewertung der Speichertechnologien für die Langzeitspeicherung (Wochen-, Flautenspeicherung), auf die in dieser Zusammenfassung nicht eingegangen wird.

⁷ Das Kraftwerk wird unter Beteiligung von RWE Power geplant. Für weitere Informationen siehe z.B. www.rwe.com/web/cms/de/364260/rwe-power-ag/klimaschutz/adele, Stand:27.01.2010.

Süddeutschland. Geeignete Salzkavernen für CAES stehen hingegen i. A. im norddeutschen Raum zur Verfügung. Zwischen diesen Speichertechnologien besteht somit keine Standortkonkurrenz.

- Pumpspeicherwerke werden auf absehbare Zeit die wirtschaftlichste Option zum Lastausgleich im Stromversorgungssystem im großtechnischen Einsatz bleiben (siehe vorheriger Absatz).
- Nachteile der Pumpspeicherwerke sind ihre im Vergleich zu Druckluftspeichern größeren Natureingriffe und die in Deutschland aufgrund der topologischen Verhältnisse beschränkten Ausbaupotenziale. Druckluftspeicherkraftwerke haben deutlich geringere (oberirdische) Eingriffe in das Landschaftsbild zur Folge.

Die infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien gegebene Notwendigkeit, verstärkt Energiespeicher zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung im Versorgungssystem bereitzustellen, muss durch eine intelligente und wirtschaftliche Kombination zentraler und dezentraler Speichertechnologien erfolgen. Neben der Nutzung zentraler Energiespeicher (Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher und zukünftig voraussichtlich auch Wasserstoffspeicher), werden auch dezentrale Energiespeicher zum Einsatz kommen. Als dezentrale Energiespeicher können grundsätzlich Energiespeicher in Wärmepumpensystemen, Batteriespeicher in Verbindung mit dem Ausbau der Elektromobilität (wenn eine entsprechende Marktentwicklung generiert werden kann) und weitere Technologien genutzt werden, wobei zwischen Strom- und Wärmespeichern unterschieden werden muss. Die hierfür erforderliche Entwicklung wird mit einer erheblichen Transformation des Energieversorgungssystems in Deutschland einhergehen und steht in enger Verbindung mit der Entwicklung intelligenter Stromnetze („Smart Grids“).

Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Versorgungs- und Systemsicherheit⁸

Der Übertragungsnetzbetreiber regelt die Einspeisung verschiedener Kraftwerke und garantiert so die Übereinstimmung von Last und Erzeugung in der Regelzone zu jedem Zeitpunkt mit dem Ziel, die Netzfrequenz in einem definierten Toleranzband um 50 Hz zu stabilisieren. Pumpspeicherwerke können zu diesem Zweck innerhalb weniger Sekunden Regelenergie bereit stellen. Gasturbinen-Kraftwerke, die sich grundsätzlich auch für diese Aufgabe eignen, haben eine deutlich längere Anfahrzeit aus dem Stillstand (ca. 10 Minuten gegenüber 2 Minuten bei Pumpspeicherwerken).⁹

Eine weitere Grundvoraussetzung für den sicheren Netzbetrieb ist die Stabilisierung der Netzspannung auf einen nahezu konstanten Wert innerhalb jeder Spannungsebene. Dabei spielt neben der eingespeisten Wirkleistung der Blindleistungshaushalt eine entscheidende Rolle. Durch schnelle und flexible Blindleistungsregelung kann der Spannungswert kontrolliert und in diesem Zuge auch die Übertragungskapazität erhöht sowie Netzverluste minimiert werden. Pumpspeicherwerke sind für die Blindleistungsbereitstellung sehr gut geeignet:

- Pumpspeicherwerke können parallel zur Blindleistungsregelung gleitend vom Turbinen- in den Pumpbetrieb übergehen.

⁸ Der Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Versorgungs- und Systemsicherheit wird in Kapitel 6 der Langfassung der Studie dargestellt.

⁹ Heuck et al. 2007, S. 24. Müller 2001, S. 390.

- Pumpspeicherwerke können bei jedem Wirkleistungseinspeiseniveau Blindleistung ins Netz abgeben oder aus dem Netz beziehen.
- Pumpspeicherwerke können außerdem im sog. Phasenschieberbetrieb im Leerlauf, d. h. ohne Wirkleistungsabgabe, Blindleistungs abgeben oder aufnehmen.

Pumpspeicherwerke sind damit hocheffiziente Werkzeuge zur Bereitstellung von Regelenergie und zur Spannungsstützung durch Blindleistungsmanagement.

Der Nutzen von Pumpspeicherwerken zur Netzstabilisierung und zum Netzwiederaufbau¹⁰

Mit der Transformation des Stromerzeugungssystems infolge des massiven Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie dem wachsenden internationalen Stromhandel stehen die Übertragungsnetzbetreiber vor neuen Herausforderungen. Der zunehmende Anteil fluktuierender Stromerzeugung auf deutscher wie auf europäischer Ebene schlägt sich in einer Erhöhung der horizontalen Lastflüsse nieder. Verbunden mit der bestehenden und in Zukunft zunehmenden Stromerzeugung in Norddeutschland besteht die Gefahr, dass sich Netzengpässe in Deutschland, insbesondere im Nord-Süd-Transport, häufen. Damit einher geht ein wachsendes Risiko großräumiger Netzstörungen. Es ist zu betonen, dass der Ausfall des Stromnetzes zwar unwahrscheinlich, aber im Eintrittsfall mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden ist.¹¹

Durch die Flexibilisierung des elektrischen Energiesystems u.a. in Verbindung mit Netzoptimierungsmaßnahmen und dem Ausbau von Energiespeichern kann die Systemsicherheit erhöht und die Häufigkeit kritischer Netzsituationen reduziert werden. Dies belegt auch die Untersuchung der Bedeutung der Pumpspeicherwerke für die Netzstabilisierung bei der Großstörung im UCTE-Verbundsystem am 04.11.2006. An der Stabilisierung der Netzsituationen waren Pumpspeicherwerke sowohl durch den Abwurf von Pumplast als auch durch die Aktivierung von Regelenergie wesentlich beteiligt.

Tritt der sehr seltene Fall eines Netzzusammenbruchs auf und existiert keine externe Spannungsvorgabe an den Grenzkuppelstellen, so müssen schwarzstartfähige Kraftwerke verfügbar sein. Von diesen ausgehend kann das Netz wiederaufgebaut werden. Schwarzstartfähige Kraftwerke sind auf keine externe Stromversorgung oder Spannungsvorgabe angewiesen. Die meisten konventionellen Kraftwerke sind nicht schwarzstartfähig und somit nicht für den Netzwiederaufbau einsetzbar. Gasturbinen-Kraftwerke, Druckluftspeicher und Pumpspeicherwerke eignen sich besonders für diese Aufgaben, da sie sehr gut regelbar sind. Für den Betrieb einer Gasturbine muss ständig Gas als Brennstoff zugeführt werden, welches im Fall einer Großstörung und ggf. einhergehendem Ausfall von Regelwerken für die Gaszuführung, nicht zur Verfügung steht. Pumpspeicherwerke zeigen hingegen auch beim Schwarzstart größtmögliche Zuverlässigkeit.

Druckluftspeicherwerke und Pumpspeicherwerke weisen außerdem zur Stabilisierung des Netzbetriebs ein Alleinstellungsmerkmal auf: Durch Umschaltung auf Pump- bzw. Generatorbetrieb können die Speicher Last generieren und so Überschussleistung abfangen.

¹⁰ Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und deren Nutzen im Krisenfall werden ausführlich in Kapitel 6 der Langfassung der Studie dargestellt.

¹¹ dena NNE-Pumpspeicher 2008.

Die Erfahrung im bestehenden Stromversorgungssystem zeigt, dass sich hydraulische Kraftwerke sehr gut für den Netzwiederaufbau eignen, auch wenn prinzipiell schwarzstartfähige Gasturbinen-Kraftwerke einsetzbar sind. Kraftwerke großer Leistung, wie etwa das Pumpspeicherwerk Goldisthal (Thüringen) oder das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf, können die Aufgabe des Netzwiederaufbaus besonders effektiv erfüllen, da Sie zum einen über ein breites Leistungsspektrum regelbar sind und zum anderen über eine großen Schwungmasse verfügen.

Erzeugungsschwankungen und temporäre Stromüberproduktion der erneuerbaren Energien¹²

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt der Anteil der Strommenge aus fluktuierender Erzeugung zu. Für die Netzintegration ergeben sich daraus insbesondere folgende Herausforderungen:

- Es werden immer häufiger Erzeugungssituationen mit Stromüberschuss auftreten (Starkwind / Schwachlast-Situationen).
- Die erheblichen (und oft kurzfristigen) Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung müssen zur Netzstabilisierung ausgeglichen werden.¹³

Der steigende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien erfordert die Flexibilisierung des Energiesystems. Eine wichtige Voraussetzung zur Flexibilisierung des Stromerzeugungssystems kann durch den Ausbau des europäischen Stromübertragungsnetzes erbracht werden. Der Lastfluss über Landesgrenzen hinweg wird in Zukunft deutlich zunehmen. Hier ist grundsätzlich darauf hinzuweisen, dass bei Starkwind in Deutschland auch in den Nachbarländern tendenziell eine hohe Windenergieeinspeisung zu erwarten ist. Damit reduziert sich parallel zum Ausbau der Windenergienutzung in den Nachbarländern, die Möglichkeit überschüssigen Windstrom zu exportieren. Die dena-Netzstudie I (2005) erwartet, dass bis zum Jahre 2020 etwa 14 GW temporär überschüssige Leistung durch zusätzliche Energiespeicher, Lastmanagement und Stromexport aufgenommen werden müssen.¹⁴ Dieser Bedarf wird sich bis 2030 weiter erhöhen. Neben dem Netzausbau wie auch Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen ist der Speicherausbau eine wichtige Maßnahme zur Reduktion der temporären Stromüberschüsse bzw. zur Vermeidung des Erzeugungsmanagements bei regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Pumpspeicherwerke können als derzeit einzige weltweit großtechnisch eingesetzte Stromspeichertechnologie die überschüssige Leistung im Pumpbetrieb abfangen und so das Netz entlasten, Erzeugung und Verbrauch zeitlich entkoppeln und Strom zu Schwachlastzeiten bei hoher Erzeugung aus erneuerbarer Energien zwischenspeichern, um diesen bei Bedarf wieder ins Stromnetz einzuspeichern.¹⁵

¹² Der Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken für die Integration der erneuerbaren Energien wird ausführlich in den Kapiteln 6, 8, 9 und 10 der Langfassung der Studie dargestellt.

¹³ Die (Wetter-)Voraussagen zur Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie werden immer besser. Dennoch werden gerade in der Feinauflösung (genaue lokale Voraussagen und Produktionsvoraussagen in der stündlichen oder unterstündlichen Auflösung) weiterhin erhebliche kurzfristige Schwankungen bestehen bleiben.

¹⁴ Für das Untersuchungsjahr 2020 wurde in der dena-Netzstudie I unter Berücksichtigung der durch die Bundesregierung vorgegebenen EE-Ausbauziele eine installierte Windleistung von 48 GW angenommen.

¹⁵ In Deutschland und den USA existieren lediglich je ein Druckluftspeicherwerk, das über Kompressorbetrieb und Ausspeicherung sowohl Leistung aufnehmen, als auch speichern und wieder abgeben kann. Zur Planung neuer Druckluftspeicherwerke siehe auch entsprechende Ausführungen in Kapitel 6.1.1 in der Langfassung der Studie

Die starken (und oft kurzfristigen) Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung können nicht allein durch den Netzausbau bzw. die Verteilung auf das europäische Netz oder allein durch Speicherung der Strommengen abgefangen werden. Zum Ausgleich der Schwankungen bedarf es auch flexibler Erzeugungseinheiten, um die nötige Regel- und Ausgleichsenergie (bzw. –leistung) bereitzustellen. Pumpspeicherwerke sind in der Lage, diese Leistungen bereit zu stellen und tragen so zu einer effizienten und sicheren Stromversorgung bei.

Preisdämpfung am Strommarkt und Residuallastglättung durch den marktgesteuerten Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf

Die Studie untersucht, welche Preiseffekte und Residuallastglättung sich ergeben würden, wenn das Pumpspeicherwerk Atdorf im Jahr 2008 auf dem Strommarkt eingesetzt worden wäre. Die genannten Effekte können durch die Simulation einer marktgesteuerte Fahrweise des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf auf Basis realer Strommarktpreise, Lastverläufe und Stromerzeugungsdaten des Jahres 2008 simuliert werden. Der Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf bewirkt dabei einen Preisdämpfungseffekt am Day-Ahead-Markt und gleichzeitig auch eine Glättung der Residuallast:

- Durch kostenoptimalen Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf an der Strombörse sinkt der durchschnittliche Strompreis am Day-Ahead-Markt in der Simulation um ca. 14 ct pro MWh. Insgesamt können so im Betrachtungsjahr am Day-Ahead-Markt die volkswirtschaftlichen Kosten der Strombedarfsdeckung um knapp 21 Mio. Euro reduziert werden.
- Da zu Zeiten hoher/niedriger Residuallast im Durchschnitt auch ein hoher/niedriger Day-Ahead-Strompreis vorliegt, wird bei marktgesteuerter Fahrweise des Pumpspeicherwerks Atdorf auch die Residuallast geglättet: Der Minimalwert der Residuallast wird um 1.400 MW angehoben, der Maximalwert wird um 1.368 MW gesenkt. Eine Vergleichssimulation, in der das Pumpspeicherwerk technisch ohne Berücksichtigung der Strompreise allein mit dem Ziel der Residuallastglättung eingesetzt wird, zeigt sogar, dass im Glättungseffekt zur preisgesteuerten Fahrweise kaum Unterschiede bestehen. Durch diese Residuallastglättung kann schließlich der Bedarf teuren Spitzenlaststroms als auch die Notwendigkeit der mit hohen CO₂-Emissionen verbundener Teillastbetrieb konventioneller Kraftwerke reduziert werden.

Voraussetzung für die beschriebenen Effekte ist die wettbewerbliche Preisbildung am Strommarkt und der rein marktgesteuerte Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf.

Standortvorteile und Beitrag des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf zur Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes¹⁶

Die geplanten Errichtung großer Offshore-Windenergie-Kapazitäten in Nord- und Ostsee sowie das Repowering bestehender Onshore-Windenergieanlagen in den nord- und ostdeutschen Bundesländern erhöhen die Stromerzeugungskapazitäten im Norden und Nordosten Deutschlands. Darüber hinaus existieren verschiedene Planungen für den Zubau konventioneller Kraftwerke in Norddeutschland, die im Fall der Realisierung diese Entwicklung weiter forcieren. Damit werden zukünftig erhebliche Erzeugungs-

¹⁶ Der Beitrag des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf zur Entlastung des Übertragungsnetzes wird ausführlich in Kapitel 9 der Langfassung der Studie dargestellt.

kapazitäten fern der Lastzentren, die sich überwiegend im Westen und Süden Deutschlands befinden, errichtet. Durch diese Erzeugungsstruktur wird es in Zukunft vermehrt zu Netzengpässen in Nord-Süd-Richtung kommen, die den schnellstmöglichen Ausbau des Stromnetzes erforderlich machen. Gleichzeitig ist aufgrund erheblicher Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung eine weitere Verzögerung des Ausbaus der Übertragungsnetze absehbar. In Zukunft wird daher die Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen ,insbesondere zu Starkwindzeiten, zunehmen.

Voraussetzung für einen Einsatz im Redispatch ist, dass das substituierende Kraftwerk keine weiteren Netzengpässe verursacht. Das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf ist mit Anschluss an den Netzknoten Kühmoos aus folgenden Gründen gut für den Einsatz im Redispatch geeignet:

- Der Netzknoten Kühmoos liegt im Süden Deutschlands und damit auf „der anderen Seite“ der erwarteten Engpassregionen.
- Bisher sind an diesem Netzknoten als hauptsächliche Einspeisung nur die Pumpspeicherwerke Wehr und Säckingen angeschlossen.
- Insgesamt sind an diesem Netzknoten acht 380-kV- sowie fünf 220-kV-Stromkreise angebunden. Diese hohe angebundene Übertragungskapazität gewährleistet, dass in der Umgebung des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf kaum Netzengpässe auftreten werden.
- Insbesondere durch die guten Grenzanbindungen an die Schweiz ist das Pumpspeicherwerk am Netzknoten Kühmoos auch für den Einsatz im steigenden Redispatch-Bedarf auf europäischer Ebene (Erzeugungsunterschiede zwischen Nord- und Südeuropa) gut geeignet.

In den Lastflussrechnungen und Ausfallsimulationen auf der Basis eines leitungsscharfen Modells des UCTE-Verbundsystems wurden für ausgewählte Netznutzungsfälle Netzengpässe im Übertragungsnetz identifiziert und in diesem Zusammenhang der energiewirtschaftliche Nutzen des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf im Einsatz für Redispatch-Maßnahmen quantitativ bewertet. Die Netzsimulationen wurden für zwei ausgewählte kritische Netzsituationen mit hoher Windenergieeinspeisung zu Starklastzeiten durchgeführt. Für beide kritischen Netzsituationen konnte im Simulationsfall die Überbelastung auf mehreren Stromleitungen durch den Einsatz des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf im Redispatch erheblich reduziert werden. Im ersten Fall führte der Redispatch-Einsatz des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf auf neun Leitungen zu Entlastungen von bis zu 20 %. Im zweiten Fall, der durch eine um 7 GW geringere Windenergieeinspeisung und einen höheren Einsatz von Steinkohle- und Gaskraftwerken charakterisiert ist, wurde im Simulationsfall die Belastungen auf verschiedenen Leitungen sogar um bis zu 40 % reduziert. Damit konnten die gesamten Netzverluste für den zweiten Fall um 8 % gesenkt werden.

Im Ergebnis zeigt sich daher, dass das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf, insbesondere vor dem Hintergrund des geplanten Anschlusses an den Netzknoten Kühmoos, den in 2020 zu erwarteten verstärkten Nord-Süd-Engpass im Redispatch-Einsatz entlasten kann. Die Standortvorteile des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf stellen insgesamt einen hohen netzbetrieblichen Nutzen dar, da in Zukunft ein zusätzlicher Bedarf an substituierender Kraftwerksleistung in Süddeutschland entstehen wird. Die installierte Leistung von zusätzlichen 1.400 MW an einem zentralen Netzknoten in Süddeutschland (im Fall der Errichtung des Pumpspeicherwerks Atdorf) ist somit für einen sicheren und möglichst verlustfreien Netzbetrieb äußerst vorteilhaft.

Der Anschluss des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf am Netzknoten Kühmoos und damit innerhalb Deutschlands bietet auch für die Regelenergiebereitstellung zusätzliche Vorteile:

- Das Pumpspeicherwerk Atdorf kann in Deutschland Regelenergie bereitstellen, ohne dass dafür grenzüberschreitende Übertragungskapazität freigehalten werden muss.
- Neben dem wirtschaftlichen und organisatorischen Nutzen ist dies auch vor dem Hintergrund möglicher Engpässe an Grenzkupelstellen vorteilhaft.
- Mindestens 66 % der Sekundärreserve und insgesamt 50 % von Sekundär- und Minutenreserve müssen laut ENTSO-E – Operation Handbook innerhalb von Deutschland bereit gestellt werden.¹⁷ Das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf kann zur Deckung dieses vorgeschriebenen Kernanteils beitragen.

Kosten- und CO₂-Einsparpotenziale des Pumpspeicherwerks Atdorf

In einer weiteren Modellierung wurden die Auswirkungen des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf auf die Integration der erneuerbaren Energien, auf die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung und auf die Höhe der CO₂-Emissionen analysiert. Die Ergebnisse zeigen sowohl im Szenario sinkender als auch im Szenario steigender Stromnachfrage den Nutzen des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf:

- Im Betrachtungszeitraum 2020 bis 2030 übersteigt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wiederholt zeitweise den Stromverbrauch und die Speicherleistung im deutschen Stromsystem. Insgesamt kann in diesem Zeitraum eine Strommenge von 43,1 TWh (sinkende Stromnachfrage) bzw. 8,9 TWh (steigende Stromnachfrage) nicht in das deutsche Stromsystem integriert werden. Infolge des Betriebs des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf kann die Integration erneuerbarer Energien ins deutsche Stromsystem gesteigert werden: Durch die Speicherung des zeitweisen Stromüberschusses kann die Strommenge von insgesamt 3,7 TWh (sinkende Stromnachfrage) bzw. 1,3 TWh (steigende Stromnachfrage) im Zeitraum 2020 bis 2030 im deutschen Stromversorgungssystem zusätzlich genutzt werden.
- Ferner können durch den Einsatz eines Stromspeichers die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung gesenkt werden. Durch Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf sind im Zeitraum 2020 bis 2030 jährliche Kosteneinsparungen von 20 bis 27 Mio. € pro Jahr (sinkende Stromnachfrage) bzw. 11 bis 33 Mio. € pro Jahr (steigende Stromnachfrage) erreichbar. Über den gesamten Betrachtungszeitraum (2020 bis 2030) können 251 Mio. € (sinkende Stromnachfrage) bzw. 243 Mio. € (steigende Stromnachfrage) eingespart werden.
- Der Einsatz des Pumpspeicherwerks Atdorf kann die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland senken. Im Zeitraum 2020 bis 2030 können durch den Betrieb des Pumpspeicherwerks jährlich zwischen 566 und 606 Tsd. Tonnen (sinkende Stromnachfrage) bzw. zwischen 284 und 480 Tsd. Tonnen (steigende Stromnachfrage) CO₂ eingespart werden. Insgesamt entspricht dies über den gesamten Betrachtungszeitraum einer eingesparten Gesamtemissionsmenge von 4,6 Mio. Tonnen (steigende Stromnachfrage) bzw. 6,4 Mio. Tonnen (sinkende Stromnachfrage) CO₂.

¹⁷ ENTSO-E Operation Handbook Policy 1 2009: B-S4.5.

Grundsätzlich gilt, dass durch den Neubau des Pumpspeicherwerks Atdorf eine signifikante zusätzliche Strommenge aus erneuerbaren Energien integriert werden kann. Um die gesamte Strommenge aus erneuerbaren Energien integrieren zu können und damit auch noch weiter zur Reduktion der CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks beizutragen, ist der Ausbau weiterer Speicherkapazitäten notwendig. Das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf kann dazu einen wichtigen Beitrag leisten.

Zusammenfassende Bewertung

Neben einem konsequenten Netzausbau gemäß den Ergebnisse der dena-Netzstudie I (bzw. dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) 2009) und TEN-E Leitlinien der EU, der weiteren Einbeziehung der flexiblen Lastmodulation und dem verstärkten Ausbau grenzüberschreitender Netzkapazitäten ist insbesondere der Aufbau hinreichend großer Speicherkapazitäten ein zentraler Bestandteil einer zukünftigen Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien.

Das Gutachten diskutiert verschiedene Speichertechnologien im zentralen wie auch im dezentralen Einsatz, deren Ausbaupotentiale und mögliche Kostenentwicklungspfade. Die Betrachtung klassischer Stromspeicher wird durch die Berücksichtigung weiterer Maßnahmen, wie z.B. dem Einsatz von Lastmanagement und Elektromobilität, ergänzt. Insgesamt wird deutlich, dass in Zukunft erhebliche Speicherkapazitäten für eine effiziente, kostenoptimierte und vollständige Integration der erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen müssen. Das Neubauprojekt Atdorf stellt deshalb einen notwendigen Beitrag zur Bereitstellung von Speicherleistung zur Integration von regenerativen Energiequellen in das Verbundsystem dar.

Die Analysen, Strategiebewertungen und Simulationsergebnisse des vorliegenden Gutachtens zeigen, dass das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf zu Kostenreduktionen und CO₂-Einsparungen der Stromerzeugung sowie zu einer verbesserten Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem führen kann. Voraussetzung für diese Bewertung ist eine wettbewerbliche Preisbildung am Strommarkt. Zugleich kann der geplante Neubau des Pumpspeicherwerks Atdorf zu einer Netzentlastung und damit zu einer Verringerung der Übertragungsverluste im deutschen Stromversorgungssystem beitragen.

Die vorliegende Studie kommt zu dem Ergebnis, dass das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf am Netzknoten Kühmoos als ein Bestandteil im Stromversorgungssystem in Deutschland einen nachweislichen energiewirtschaftlichen Nutzen haben wird. Das Gutachten hat damit wichtige Aspekte des Projekts Pumpspeicherwerk Atdorf untersucht. Für eine abschließende Bewertung sind neben diesen Aspekten zudem eine Abwägung der mit dem Bau einhergehenden Umwelteingriffe und die Berücksichtigung möglicher Alternativen notwendig.

