Stand der Pumpspeicher in Deutschland 2025

Infolge des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ein erhöhter Speicherbedarf im Stromverbundnetz notwendig. Hierdurch steigt die Bedeutung von Pumpspeichern als bis auf weiteres einzige Möglichkeit für eine großmaßstäbliche Stromspeicherung. Daher wurden in Deutschland in den letzten zwei Jahrzehnten zahlreiche Projekte für neue Pumpspeicher oder den Ausbau von existierenden Anlagen reaktiviert oder neu entwickelt. Die aktuelle energiewirtschaftliche Situation führte aber auch dazu, dass etliche dieser Projekte entweder zurück- oder gar eingestellt wurden.

Stephan Heimerl, Beate Kohler und Orkan Akpinar

Kompakt

- Es besteht ein steigender Bedarf an großen Speichern für elektrischen Strom.
- Pumpspeichern kommt hierbei eine hohe Bedeutung zu, da diese aktuell die einzige wirtschaftliche Möglichkeit darstellen, Strom großmaßstäblich zu speichern.
- Bestehende Hemmnisse verzögern die notwendige Weiterentwicklung, wie der Statusbericht 2025 für Deutschland zeigt.

1 Rolle der Pumpspeicher im Stromversorgungssystem

Technische Einordnung der Anlagen

Pumpspeicher sind Energiespeicher, die potenzielle Energie speichern, indem sie unter Aufwand von Elektrizität Wasser auf ein geodätisch höheres Potenzial pumpen. Sie bestehen aus einem Ober- und Unterbecken, einem Krafthaus sowie den Stollen oder Leitungen, welche die jeweiligen Becken mit dem Krafthaus verbinden. Das Krafthaus beinhaltet vor allem Turbine, Pumpe und Generator [1].

Sind die genannten Baugruppen im Krafthaus eigenständige Elemente, so spricht man von einem ternären Maschinensatz. Ein wesentlicher Vorteil dieser Anordnung ist die hohe Flexibilität, da - je nach Betriebsmodus - die Pumpe oder die Turbine ausgekuppelt werden kann. Pumpturbinen vereinen Pumpe und Turbine in einem Maschinensatz, wobei dem Vorteil von geringerem Platzbedarf und niedrigeren Kosten die geringere Flexibilität gegenübersteht.

Die Becken können entweder künstlich oder durch den Stau eines Gewässers gebildet werden. Die speicherbare Energie hängt im Wesentlichen von der Menge des im Oberbecken gespeicherten Wassers und der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken ab. Idealerweise wird eine möglichst große Höhendifferenz bei einer möglichst geringen horizontalen Entfernung der Becken angestrebt. Diese Gegebenheiten finden sich in Mittel- und Hochgebirgen, weshalb Pumpspeicher i. d. R. in diesen Regionen verortet sind [1], [3]. Darüber hinaus sind auch unterirdische Speicherbecken möglich, womit die Topografie nurmehr eine untergeordnete Rolle spielt und der Geologie die entscheidende Bedeutung zukommt, wie beispielsweise beim Vorhaben Pumpspeicherkraftwerk (PSW) Forbach (Kapitel 3 und [6]).

Historisch haben Pumpspeicher in den Versorgungsnetzen Spitzenlast zur Verfügung gestellt, wurden zur Arbitrage, d. h. der Ausnutzung von Preisunterschieden, genutzt und im Kraftwerksverbund ergänzend zur Effizienzsteigerung thermischer Grundlastkraftwerke eingesetzt.

Energiewirtschaftliche Bedeutung

Pumpspeicher sind in der Lage, die volatile, unstete Stromerzeugung aus einem Teil der erneuerbaren Energien (v. a. Wind und Photovoltaik) und den Stromverbrauch der Endkunden zeitlich und in größten Maßstäben voneinander zu entkoppeln. Sie helfen bei der Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit fluktuierendem Charakter.

Tabelle 1: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Stand 10/2025 (Quelle: Heimerl und Kohler)

Kraftwerksname	Land	Betriebsweise	Fertigstellung	$h_{f,\,Stauziel}$ [m]	P_P [MW]	P_T [MW]	Speicherenergieinhalt [GWh/LZ]
Glems	BW	PO	1964	292,0	68,0	90,0	0,563
Häusern	BW	PM	1931	205,0	100,0	100,0	39,0 (Winter 91,0)
Witznau	BW	PM	1943	250,0	128,0	220,0	
Waldshut	BW	PM	1951	160,0	80,0	150,0	
Säckingen	BW	PM	1967	413,0	296,0	360,0	2,034
Schwarzenbachwerk	BW	PM	1926	357,0	20,0	46,0	0,264
Wehr	BW	PO	1976	626,0	980,0	910,0	6,201
Happurg*	BY	PO	1958 /2028	209,0	(140,0)	(160,0)	(0,838)
Langenprozelten	BY	PO	1976	310,4	154,0	164,0	0,950
Leitzachwerk 1	BY	PM	1913	128,0	45,4	49,0	0,622
Leitzachwerk 2	BY	PM	1960	127,0	36,8	49,2	
Oberberg I	BY	PM	1957	212,0	4,4	3,0	0,048
Oberberg II	BY	PO	1964	54,0	1,0	0,5	
Oberberg II a	BY	PO	1978	280,0	5,4	4,4	
Oberberg II b	BY	PO	1988	253,0	-	8,0	
Pfreimd Reisach	BY	PO	1955	186,0	84,0	103,5	0,625
Pfreimd Tanzmühle	BY	PO	1959	122,0	24,0	31,0	
Waldeck 1*	HE	PO	1932	296,6	(70,0)	(143,0)	(0,693)
Waldeck 2	HE	PO	1974	329,0	480,0	490,0	4,285
Erzhausen	NS	PO	1964	286,7	230,0	220,0	1,035
Herdecke	NW	PO	1930	166,4	153,6	162,0	0,590
Rönkhausen	NW	PO	1969	277,0	140,0	140,0	0,690
Geesthacht	SH	PO	1958	80,0	96,0	120,0	0,600
Markersbach	SN	PO	1979	288,0	1 140,0	1 050,0	4,120
Wendefurth	ST	PO	1967	126,0	72,0	80,0	0,523
Bleiloch	TH	PM & LW	1932	49,0	40,0	80,0	0,460
Goldisthal	TH	PO	2003	302,0	1 110,0	1 060,0	8,950
Hohenwarte I	TH	PM & LW	1942	56,0	36,0	62,8	0,380
Hohenwarte II	TH	PO	1966	304,0	324,0	320,0	2,087
Summen**					5 849,3	6 065,2	74,081

* Anlage derzeit außer Betrieb, ** Summen der Anlagen in Betrieb, P_T Leistung der Maschinen im Turbinenbetrieb, P_P Leistung der Maschinen im Pumpbetrieb, h_f Fallhöhe bei Stauziel, *PM* Oberbecken mit natürlichem Zufluss, *PO* Oberbecken ohne natürlichen Zufluss, *LW* Laufwasserbetrieb

Aktuell sind Pumpspeicher in großem Maßstab verfügbar und haben einen hohen Wirkungsgrad, so dass das wertvolle Gut Strom effizient gespeichert und volkswirtschaftliche Kosten minimiert werden können.

Darüber hinaus sind sie in der Lage, frequenzgebundene (bspw. Regelleistung) und nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (bspw. Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung) für das Verbundnetz zu erbringen. Durch die hohe Flexibilität eignen sie sich besonders gut für Regelleistung. Der Generator ist in seinem Phasenwinkel (zeitlicher Versatz von Strom und Spannung) einstellbar und eignet sich zur Blindleistungsbereitstellung. Durch seine große rotierende Masse und der damit verbundenen Trägheit können die Generatoren in PSW Lastabwürfe im Netz glätten. Sie leisten somit einen Beitrag zur Stabilität der Netzfrequenz und -spannung und können im Falle eines Schwarzfalls (Blackout) den entscheidenden Beitrag liefern, um das elektrische Verbundsystem wieder aufzubauen.

Diese Anlagen in Deutschland können große Strommengen über mehrere Stunden bis Wochen speichern und haben sich über ein Jahrhundert bewährt.

Hierbei ist positiv anzumerken, dass Pumpspeicher keine direkten Emissionen im Betrieb verursachen, von allen Energiespeichertechnologien den geringsten ökologischen Fußabdruck haben und die kleinsten geopolitischen Risiken mit sich bringen [3]. Eigenschaften, die in einer von volatilen erneuerbaren Energien geprägten Welt von immer größerer Bedeutung sind. Diesen Eigenschaften wurde auch in der Stromspeicher-Strategie [4], welche das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima im Dezember 2023 veröffentlicht hat, Rechnung getragen und dem Abbau der Hemmnisse für Pumpspeicher ein eigenes Kapitel gewidmet. Nachdem der Fokus der vergangenen Jahrzehnte auf der Leistung lag, ist in den letzten Jahren die Speicherkapazität in den Fokus gerückt.

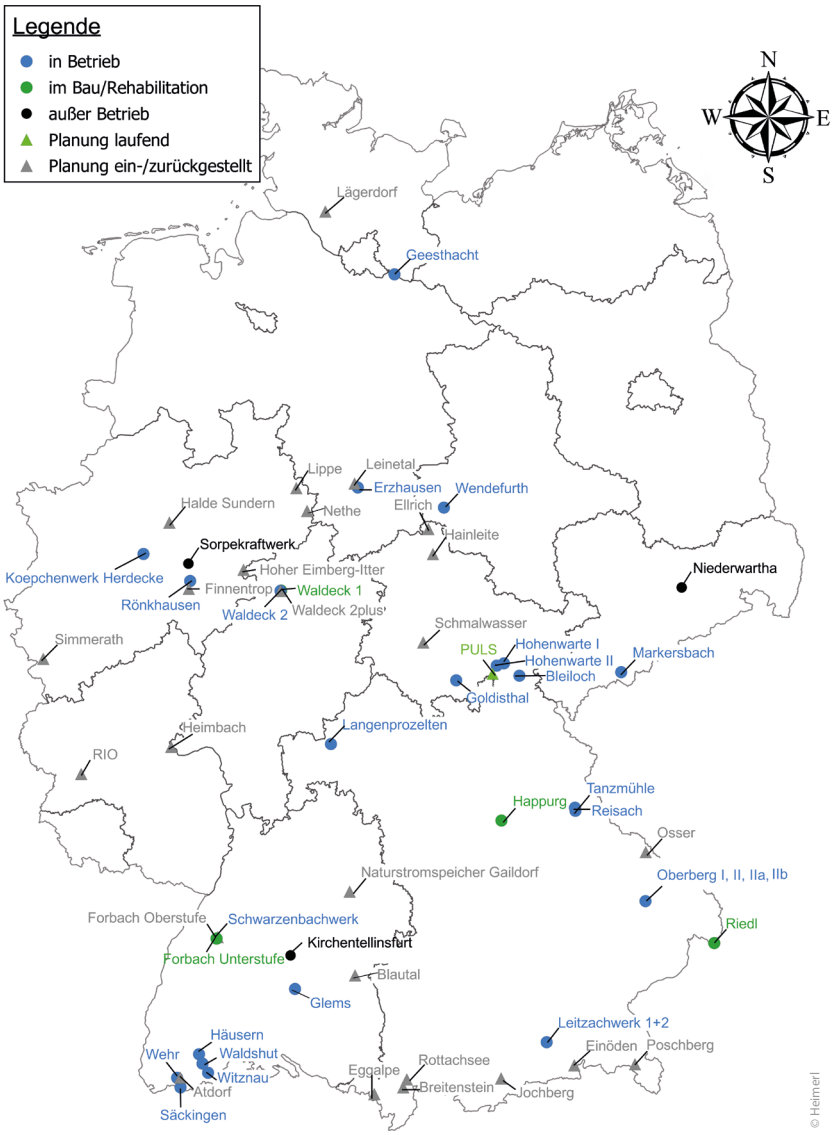

Bild 1: Bestehende und potenzielle Pumpspeicher in Deutschland, Stand 10/2025

Definitionen

Zur besseren Einordnung werden in diesem Beitrag die nachfolgenden Definitionen verwandt:

- Pumpspeicher: Um die Rolle der Energiespeicher als eigenständiges Element im Verbundnetz zu unterstreichen, wird auf den bisher verwendeten Begriff Pumpspeicherkraftwerk verzichtet, da diese mehr als nur Erzeuger (Kraftwerk) und (Letzt-) Verbraucher sind. Bisher hat das Energierecht lediglich die Summe der Einzelteile betrachtet und einen Generator im Pumpbetrieb als Letztverbraucher eingestuft, so dass neben Netznutzungsentgelten auch Letztverbraucherabgaben zu zahlen waren. Dies führte zu einer Doppelbelastung, da neben Pumpspeichern auch die eigentlichen Letztverbraucher Abgaben entrichten mussten, und entbehrte damit jeder Logik. Der Sinn und Zweck eines Pumpspeichers ist die zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch und nicht die Maximierung der Stromerzeugung aus einem Energieträger (bspw. Kohle). Seit 2023 wurden diese Tatsachen auch im bundesdeutschen Energiewirtschaftsgesetz berücksichtigt und Pumpspeicher als viertes Element des Energiesystems - neben Erzeugung, Verbrauch und Transport - definiert; die Netzentgelte sind jedoch grundsätzlich weiter fällig.
- Lastzyklus: Dieser umfasst eine vollständige Umwälzung des gesamten, betrieblich nutzbaren Wasservolumens vom Unterbecken in das Oberbecken und wieder zurück in das Unterbecken zu dessen energetischen Nutzung.
- Speicherenergieinhalt pro Lastzyklus: Das Regeljahresarbeitsvermögen, das in der Vergangenheit als eine Kenngröße herangezogen wurde, um die Leistungsfähigkeit

eines Pumpspeichers zu beschreiben, kann heute infolge des geänderten Einsatzes dieser Anlagen nicht mehr als aussagekräftige Kenngröße herausgestellt werden. Alternativ dazu wurde der Begriff Speicherenergieinhalt pro Lastzyklus (LZ) in GWh/LZ eingeführt [2]. Hierbei handelt es sich um eine theoretische Kenngröße, die das Arbeitsvermögen eines Pumpspeichers beschreibt, also wie viel Energie in einem Kraftwerk während eines Zyklus des Wälzbetriebs im Oberbecken zwischengespeichert und dann im Turbinenbetrieb in elektrischen Strom umgewandelt werden kann. Diese Kenngröße stellt damit eine Leistungsgröße dar, welche im gewählten Zeitraum des Lastzyklus erbracht werden kann.

Bei real existierenden Pumpspeichern lässt sich bei kombinierten Anlagensystemen ein Ober- bzw. Unterbecken nicht immer eindeutig einer Anlage zuordnen oder es weichen die potenziellen Speicherkapazität von Ober- und Unterbecken mitunter voneinander ab. Folglich kann eine Diskrepanz zwischen theoretisch ermittelten Werten und den tatsächlich nutzbaren Speicherkapazitäten bestehen, welche im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur durch die Anlagenbetreiber eingepflegt werden.

2 Bestehende Pumpspeicher

In **Tabelle 1** und **Bild 1** sind die derzeit in Deutschland 29 existierenden Pumpspeicher mit den wesentlichen Kenndaten aufgeführt, von denen aktuell 27 betrieben werden. Diese Erhebung basiert auf den bisherigen zusammenfassenden Darstellungen [1], [2] (Stand 2017) und schreibt diese entsprechend den aktuellen Entwicklungen fort.

Auf der Basis dieser Erhebung lassen sich folgende generelle Aussagen treffen:

- Insgesamt ergibt sich ein Speicherenergieinhalt je Lastzyklus von 74,1 GWh/LZ, der bei Bedarf abgerufen und theoretisch komplett genutzt werden kann. Entsprechend der vorhandenen Turbinen- bzw. Pumpenleistungen sowie der Beckengröße variiert der Zeitraum, innerhalb dem der Speicherenergieinhalt wieder zur Verfügung steht.
- Zehn Anlagen haben zusätzlich einen natürlichen Zufluss (PM), wobei davon bei zwei Speichern neben der Pumpspeicherung bei entsprechendem Wasserdargebot Laufwasserkraftwerke (LW) zur Energieerzeugung genutzt werden.
- Teilweise wurden bei der Standortauswahl nicht nur die optimalen geographischen Gegebenheiten zu Grunde gelegt, sondern es war v. a. die Nähe zu Verbraucherschwerpunkten von ausschlaggebender Bedeutung.
- Die Anlagen der Werksgruppe Schluchsee, bestehend aus den Anlagen Häusern, Witznau und Waldshut, sind nicht als Einzelanlagen zu betrachten, sondern als Einheit mit dem Schluchsee als Ober- und dem Rhein als Unterbecken. Nach der Summierung der Leistung ergibt sich eine erheblich größere, nutzbare Speicherkapazität von 39 GWh/LZ im Sommer und 91 GWh/LZ im Winter. Aufgrund genehmigungsrechtlicher Einschränkungen bestehen sowohl im Sommer als auch im Winter unterschiedliche Absenkziele. Die theoretisch nutzbare Speicherkapazität von ca. 130 GWh/LZ, welche der Schluchsee hätte, sind dadurch nicht nutzbar.
- Auch bei den Anlagen Leitzachwerk 1 & 2 sowie Reisach & Tanzmühle kann der Speicherenergieinhalt je Lastzyklus aufgrund der engen Verknüpfung der Anlagen nicht singulär gesehen werden.

An den bestehenden Pumpspeichern sind einige nennenswerte Maßnahmen zu deren Ertüchtigung für einen langfristig sicheren Betrieb vorgenommen worden oder werden aktuell vorgenommen, wie beispielsweise:

- Rönkhausen: Diese Anlage wurde in den Jahren 2017/2018 mit einem größeren Aufwand modernisiert, wobei rund 25 Mio. € investiert wurden.
- Happurg: Nach längerem Stillstand fiel seitens Uniper 2024 die Entscheidung, die Anlage im Landkreis Nürnberg zu ertüchtigen und bis 2028 wieder in Betrieb zu nehmen. Weitere Details können dem Beitrag von Bauer [5] entnommen werden.
- Waldeck I: In diesen Pumpspeicher werden in den Jahren 2024-2028 im Rahmen einer umfassenden Sanierung rund 50 Mio. € investiert. Neben einer neuen Abdichtung des Oberbeckens, einer Sanierung der Drainagen und Messtechnik werden die Druckrohrleitungen mit einem neuen Korrosionsschutz versehen sowie neue Absperrorgane eingebaut, wie dies im Beitrag Malecek und Vogl [15] vorgestellt wird.
- Oberberg: Die Anlage wurde einige Jahre nicht mehr genutzt, bevor 2023 mit einer umfassenden Modernisierung mit einem Investitionsvolumen von rund 10 Mio. € begonnen wurde und zu einer nennenswerten Steigerung der Erzeugung führen soll. Die Anlagen Oberberg der Ruselkraftwerke werden künftig im Verbund als ein Anlagenkomplex betrieben und sind seit Oktober 2025 im Probebetrieb, parallel ist die Präqualifikation geplant, die Vermarktung soll ab Dezember erfolgen.

Tabelle 2: Exemplarische Übersicht über außer Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Stand 10/2025 (Quelle: Heimerl und Kohler)

Kraftwerksname	Land	Betriebsweise	Fertigstellung	$h_{f,Stauziel}$ [m]	P_P [MW]	P_T [MW]	Speicherenergieinhalt [GWh/LZ]
Kirchentellinsfurt/Einsiedel	BW	PO	1926	127,0	1,1	1,5	0,019
Sorpekraftwerk	NW	PM	1935	56,0	6,4	7,4	0,022
Niederwartha	SN	PO	1930	143,0	(120,0) 40,0	(120,0) 40,0	0,591

Die Entwicklungen auf dem Strommarkt haben allerdings auch dazu geführt, dass einige Anlagen aufgrund ihres Alters und technischen Zustands nicht mehr als Pumpspeicher betrieben werden (**Tabelle 2**), wie u. a. seit vielen Jahren das Sorpekraftwerk sowie Kirchentellinsfurt und die nach einem Hochwasserschaden 2002 schließlich seit April 2024 komplett außer Betrieb genommene Anlage Niederwartha. Nicht unerwähnt bleiben sollten auch die Anlagen, die vor längerem als Pumpspeicher konzipiert wurden, bereits aber seit einiger Zeit als solche außer Betrieb gingen, wie z. B. Odertalsperre, Rappbode 1 und 2 sowie Wiesenta.

Tabelle 3: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Deutschland, Stand 10/2025 (Quelle: Heimerl und Kohler)

Kraftwerksname	Ort	Land	Projektträger	geplante P_T [MW]	Status
Atdorf	Herrischried/ Bad Säckingen	BW	Schluchseewerk AG	1 400	Vorhaben 2017 eingestellt
Forbach Oberstufe (Neubau)	Forbach	BW	EnBW AG	225	2018 zurückgestellt
Forbach Unterstufe (Ersatzneubau)	Forbach	BW	EnBW AG	77	in Bau, Inbetriebnahme 2027
Naturstromspeicher Gaildorf	Gaildorf	BW	Projektgesellschaft Naturstromspeicher Gaildorf GmbH	16	Bau 2018 unterbrochen, Projekt 2024 eingestellt
Blautal	Ulm	BY	Stadtwerke Ulm GmbH	60	eingestellt
Breitenstein	Kranzegg	BY	Allgäuer Überlandwerk GmbH	60	zurückgestellt
Eggalpe	Oberstaufen	BY	Allgäuer Überlandwerk GmbH	60	zurückgestellt
Einöden	Flintsbach	BY	Pumpspeicherwerk Einöden GmbH	150	zurückgestellt
Jochberg	Jachenau	BY	Energieallianz Bayern	700	zurückgestellt
Osser (PSP Johanneszeche)	Lam	BY	Visprion Engineering GmbH	100	zurückgestellt
Poschberg	Schneizlreuth	BY	Fa. Max Aicher	450	zurückgestellt
Energiespeicher Riedl	Jochenstein	BY	Donaukraftwerk Jochenstein AG	300	Genehmigung 9/2025 erteilt
Rottachsee	Oy-Mittelberg	BY	Allgäuer Überlandwerk GmbH	60	zurückgestellt
Waldeck 2plus (Erweiterung)	Waldeck	HE	Uniper	300	zurückgestellt
Hoher Eimberg-Itter	Willingen	HE/ NW	Enervie & Grünwerke	324	zurückgestellt
Leinetal	Freden	NS	PSW Leinetal GmbH & Hochtief	200	eingestellt
Finnentrop (Sorpeberg-Glinge)	Finnentrop & Sundern	NW	Enervie & Grünwerke	340	zurückgestellt
Lippe	Lügde	NW	PSW Lippe GmbH & Hochtief	320	eingestellt
Nethe	Höxter	NW	Trianel	390	zurückgestellt
Halde Sundern	Hamm (Untertage)	NW	RAG & RWE	15	zurückgestellt
Simmerath, Rursee	Simmerath	NW	Trianel	640	eingestellt
Heimbach	Mainz	RP	Stadtwerke Mainz	280-320	zurückgestellt; RO-Verfahren abgeschlossen
RIO	bei Trier	RP	Stadtwerke Trier	300	zurückgestellt
Lägerdorf	Lägerdorf	SH	Holcim	70	zurückgestellt
Hainleite	Immenrode	TH	PSW Hainleite GmbH & Hochtief	500	eingestellt
Ellrich	Ellrich	TH	Strabag	640	eingestellt
Puls	Leutenberg & Probstzella	TH	Vattenfall Wasserkraft GmbH	500	in Planung; RO-Verfahren abgeschlossen
Schmalwasser	Tambach-Dietharz	TH	Trianel & Thüringer Fernwasserversorgung	1 000	zurückgestellt; RO-Verfahren abgeschlossen
Lägerdorf	Lägerdorf	SH	Holcim	70	zurückgestellt
Hainleite	Immenrode	TH	PSW Hainleite GmbH & Hochtief	500	eingestellt
Ellrich	Ellrich	TH	Strabag	640	eingestellt
Puls	Leutenberg & Probstzella	TH	Vattenfall Wasserkraft GmbH	500	in Planung; RO-Verfahren abgeschlossen
Schmalwasser	Tambach-Dietharz	TH	Trianel & Thüringer Fernwasserversorgung	1 000	zurückgestellt; RO-Verfahren abgeschlossen

3 Neu- und Ausbauprojekte

Tabelle 3 und **Bild 1** geben einen Überblick über die aktuell bekannten Projekte. Momentan sind etliche Projekte aufgrund der wirtschaftlichen Situation und genehmigungsrechtlicher Hürden zurückgestellt.

Insbesondere der bedeutende Rückgang der potenziellen Erlöse durch eine Reduzierung der erzielbaren Strompreise des Spotmarktes ab ca. 2010 hat seitdem dazu geführt, dass zahlreiche Aus- und Neubauprojekte in Deutschland nur verhalten vorangetrieben oder gar zurückgestellt wurden, da die umfangreichen Investitionen in derartige Anlagen nur schwer oder gar nicht amortisierbar sind. Des Weiteren spielen hierbei auch die energiepolitischen Randbedingungen eine wichtige Rolle, indem u. a. die Pumpspeicher seit 2008 in die Netznutzungsentgeltpflicht mit einbezogen sind. Neben der weiterhin bestehenden Netznutzungsentgeltpflicht führte auch die bis vor kurzem zu entrichtenden Letztverbraucherabgaben zu weiteren bedeutenden Erlösreduzierungen, mit der Folge, dass einzelne Betreiber, wie oben bereits erwähnt, auch bereits über die Stilllegung von existierenden Pumpspeichern nachgedacht, Sanierungsmaßnahmen zurückgestellt oder die Außerbetriebnahme gar vorgenommen haben. Letzteres ist der Fall bei der bereits erwähnten Anlage Niederwartha, da die Aufwendungen für den Betrieb der Anlagen durch den möglichen Erlös zeitweise bereits nicht mehr gedeckt werden können.

Gleichwohl führen die energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten dazu, dass erfreulicherweise einige Anlagen umfassend ertüchtigt oder gar Neubauprojekte vorangetrieben werden, wenngleich andere Projekte in jüngster Zeit zurückgestellt wurden. Hier sind insbesondere folgende Vorhaben zu nennen:

Forbach - Neue Unterstufe

Als Ersatz für die beiden Hauptkraftwerke des Rudolf-Fettweis-Werks wird nach über 100 Jahren Laufzeit ein Neubau als Kavernenkraftwerk errichtet, das einige Komponenten weiterhin nutzt. Baustart war Januar 2024 und bis Ende 2027 soll die Anlage bei einer Investitionssumme von rund 280 Mio. € in Betrieb genommen werden. Weitere Details sind im Beitrag Kamuf [6] in diesem Themenheft zu finden.

Energiespeicher Riedl

Im Oberwasser des Laufwasserkraftwerks Jochenstein an der Donau im Landkreis Passau soll ein moderner Pumpspeicher mit einer installierten Leistung von 300 MW errichtet werden, genannt Energiespeicher Riedl. Die Genehmigungsverfahren für das Projekt dauerte 13 Jahre und wurde im September 2025 mit der Übergabe des Bescheids abgeschlossen. Die Realisierung soll ab Anfang 2026 erfolgen. Eine Projektdarstellung kann dem Beitrag Mayr und Rucker [7] entnommen werden.

Pumpspeicher PULS

Der Energieversorger Vattenfall plant den Neubau des Pumpspeichers PULS im Thüringer Schiefergebirge in der Nähe von Saalfeld. Nach umfangreichen Untersuchungen zur Machbarkeit fiel im August 2025 die Entscheidung, das Projekt weiter voranzutreiben und in die Planungsphase überzugehen. Die Nennleistung der Anlage soll bis zu 500 MW betragen, die Kapazität ca. 3,0 GWh/LZ. Eine detaillierte Darstellung kann dem Beitrag Eichhorn und Lautenschläger [8] in diesem Themenheft entnommen werden.

Modernisierung Werksgruppe Schluchsee

Mit dem Projekt WGSPlus modernisiert die Schluchseewerk AG ihre Anlagen der Pumpspeicherkaskade der Werksgruppe Schluchsee, indem Teile der Bestandsanlagen ertüchtigt und neue Komponenten, wie insbesondere ergänzende Krafthäuser, hinzugebaut werden. Mit diesem Projekt beschäftigt sich der Beitrag von Gebler et al. [9] in diesem Themenheft.

Pumpspeicher Huneberg

Die Harzwasserwerke verfolgen ein multifunktionales Konzept für einen Pumpspeicher im Harz im Einzugsgebiet der bestehenden Okertalsperre. Hierbei sollen ein bestehender Steinbruch als Oberbecken und die neu zu errichtende Kalbe-Vorsperre in einem Seitenarm der bestehenden Okertalsperre als Unterbecken für ein Pumpspeicherkraftwerk mit 180 MW Leistung genutzt werden. Das Konzept sieht neben der Energiespeicherung auch einen verbesserten Hochwasserschutz der Okertalsperre sowie ein Reservoir für Wassermangelzeiten vor, das im Beitrag Lange et al. [10] näher beleuchtet wird.

Pumpspeicher RIO

Die Stadtwerke Trier (SWT) führen die Projektentwicklung für den Pumpspeicher RIO (geplante Leistung: ca. 300 MW, Kapazität: 3,4 GWh/LZ) derzeit nicht aktiv fort [12]. Grund dafür sind die unsicheren wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen, die eine Realisierung eines solchen Großprojekts erschweren. Vor diesem Hintergrund arbeitet das Unternehmen weiterhin daran, mögliche Fördergelder für die Weiterentwicklung des Projekts zu akquirieren.

Parallel dazu ermitteln die SWT im Rahmen eines Förderprojekts gemeinsam mit dem Umwelt-Campus Birkenfeld der Hochschule Trier den Bedarf an Flexibilitätsoptionen für die Energieregion Trier. Im Zuge dieser Analysen wird auch untersucht, welche Flexibilitätsoptionen sich am besten eignen, um diesen Bedarf zu decken. Dabei werden auch weitere Speicherbausteine, wie das Erdgasnetz (Biomethan, Wasserstoff), Elektrolyseure, effiziente Blockheizkraftwerke oder Lastverschiebung - etwa durch die SWT-Trinkwassersparte -, berücksichtigt.

Naturstromspeicher Gaildorf

Dieser Pumpspeicher verfolgte bei einigen Komponenten ein innovatives Konzept, indem zum einen der Oberspeicher in besondere Speicherfundamente von vier Windkraftanlagen integriert wurde [12]. Des Weiteren wurde ein Hochdruckrohr aus dem Werkstoff Polyethylen (PE) entwickelt, das durchgängig verschweißt werden kann. Nachdem der Bau seit 2016 anfangs zügig voranging, die Ober- und Unterbecken sowie das Krafthaus fertiggestellt waren, kam die Baumaßnahme bei der Rohrverlegung zum Stillstand, so dass der ursprüngliche Inbetriebnahmezeitpunkt 2018 verstrich. Ende 2024 wurde das Projekt dann aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt [13].

4 Ausblick

Die Bedeutung und auch Notwendigkeit von Pumpspeichern für das Energiesystem sind eigentlich bekannt. Dem stehen jedoch einige Herausforderungen gegenüber, wie eine zeitweise Verschlechterung der Erlösseite, zu entrichtende Netznutzungsentgelte sowie weitere finanziellen Abgaben und vor allem auch überkomplexe Planungs- und Genehmigungsverfahren für Pumpspeicher, wobei sich Schneider et al. [14] u. a. mit letzteren auseinandersetzen. Diesen Fragestellungen hat man sich mit der Stromspeicher-Strategie der deutschen Bundesregierung grundsätzlich angenommen, konkrete Schritte müssen nun aber zeitnah folgen.

Die laufenden politischen Diskussionen hinsichtlich der Rolle der Pumpspeicher im Netzverbund als Flexibilitätsoption in Verbindung mit der Energiewende werden zeigen, welche Bedeutung diese Anlagen künftig tatsächlich erhalten sollen und wie diese dann ggf. wirtschaftlich betrieben werden können.

Ob dabei die vielfach vorangetriebenen Batteriespeicher-Vorhaben langfristig die richtige Option sind, muss kritisch hinterfragt werden, da deren Einsatzmöglichkeiten im elektrischen Verbundnetz beschränkt, die Ressourcenverbräuche einschließlich Flächeninanspruchnahme bedeutend und die Lebenszyklus-Bilanzen deutlich schlechter als bei Pumpspeichern sind [3]. Vor allem die erkennbar einfachere Genehmigungsfähigkeit lässt die Versorgungsunternehmen derzeit eher diesen fragwürdigen Weg einschlagen, anstatt sich auf Genehmigungsverfahren in der Größenordnung von derzeit leider rund zehn Jahren wie bei Pumpspeichern einzulassen.

Autoren

Prof. Dr.-Ing. Stephan Heimerl
Dr.-Ing. Beate Kohler
Fichtner Water & Transportation GmbH
Sarweystr. 3
70191 Stuttgart
stephan.heimerl@fwt.fichtner.de
beate.kohler@fwt.fichtner.de

Dr.-Ing. Orkan Akpinar
(ehemals Schluchseewerk AG)
Konrad-Adenauer-Str. 25
79540 Lörrach
akpinar.orkan@icloud.com

Literatur

[1] Giesecke, J.; Heimerl, S.; Mosonyi, E. †: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. 6. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 2014.
[2] Heimerl, S.; Kohler, B.: Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Heft 10, S. 77-79.
[3] Akpinar, O.: Lebenszyklusanalyse eines Pumpspeichers im Vergleich zu anderen elektrischen Energiespeichern unter besonderer Berücksichtigung energiepolitischer, regulatorischer und gesellschaftlicher Aspekte. Dissertation am Karlsruher Institut für Technologie, 2024 (doi.org/10.5445/IR/1000173455).
[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (Hrsg.): Stromspeicher-Strategie. Berlin, 2023 (www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energiespeicher/stromspeicher-strategie.html, Abruf 27.09.2025).

Stephan Heimerl, Beate Kohler and Orkan Akpinar

Current status of pump storage hydropower in Germany in 2025

The expansion of electricity generation from renewable energies led to an increased need for storage capacity in the interconnected grid. This raised the importance of pumped storage as the only option for large-scale electricity storage for the time being. As a result, numerous projects for new pumped storage facilities or the expansion of existing plants were reactivated or newly developed over the last two decades in Germany. However, the current energy industry situation also led to a number of these projects being scaled back or even cancelled.

[5] Bauer, A.: Revitalisierung des Pumpspeicherwerks Happurg - Sanierung des Oberbeckens. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 24-29.
[6] Kamuf, I.: Neubauprojekt PSW Forbach - Neue Unterstufe - Stand des Projektes nach 1,5 Jahren Bauzeit. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 30-33.
[7] Mayr, D.; Rucker, C.: Neubauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Energiespeicher Riedl In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 34-39.
[8] Eichhorn, D.; Lautenschläger, A.: Pumpspeicherprojekt PULS - ein wichtiger Baustein für die flexible Energieversorgung. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 46-50.
[9] Gebler, T.; Mennel, D.; Kühn, L.; Fritzer, R.: Erneuerung der Werksgruppe Schluchsee - Vorzeigemodell für eine nachhaltige Modernisierung bestehender Pumpspeicher. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 40-45.
[10] Lange, A.; Hutwalker, A.; Nistahl, P.: Multifunktionales Konzept für ein Pumpspeicherkraftwerk im Harz. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 51-53.
[11] Stadtwerke Trier: Persönliche Auskunft. Trier, Mai 2025.
[12] Schechner, A.: Der Naturstromspeicher: Ein flexibler Stromspeicher für die Energiewende. In: WasserWirtschaft 107 (2017), Heft 10, S. 63-68.
[13] Schmidt, J.: Billige Batterien stoppen Naturstromspeicher Gaildorf. In: Staatsanzeiger, 09.01.2025 (www.staatsanzeiger.de, Abruf 27.09.2025).
[14] Schneider, K.; Schmidt, A.; Schieferdecker, B.: Pumpspeicherkraftwerke - Empfehlungen zur Verkürzung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren in Deutschland. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 17-23.
[15] Malecek, W.; Vogl, M.: Großrevision Waldeck 1 - Halbzeit bei der Modernisierung. In: WasserWirtschaft 115 (2025), Heft 12, S. 54-57.

DOI dieses Beitrags: http://doi.org/10.1007/s35147-025-2601-3

Springer Professional

Stromspeicherung

Watter H.: Speichertechnologien. In: Regenerative Energiesysteme. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2025. https://sn.pub/qhcy14

Zapf, M.: Stromversorgungssysteme - Stand der Technik und Rahmenbedingungent. In: Energiemanagement in komplexen Stromversorgungssystemen. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2025. https://sn.pub/waii7i