

Why Underground pumped Hydro Storage Plants despite their Broad Advantages are not built?

As the share of energy generation from intermittent renewable sources increases, energy storages become more important. Among various direct and indirect power storage technologies, pumped hydro storage power plants are known as the only proven large-scale storage technology for more than a century. Pumped hydro storage power plants have many advantages: They have a long service life, can store energy over several hours or days, and have relatively low specific costs compared to other storage tech-

nologies. Nonetheless, pumped hydro storage power plants use large areas of land and people are often hostile to new projects. A solution to these problems are underground pumped hydro power plants. However, under the current market environment, their construction is neither economical today nor in the future. Therefore, new policies are required to establish attractive frameworks for this technology in the context of the energy transition.

Pumpspeicherwerke unter Tage lösen viele Probleme – doch warum werden sie nicht gebaut?

Mit zunehmendem Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien gewinnen Energiespeicher an Bedeutung. Unter den verschiedenen direkten und indirekten Stromspeichervarianten haben sich Pumpspeicherwerke als einzige großtechnische Speichertechnologie seit über 100 Jahren bewährt. Pumpspeicherwerke weisen zahlreiche Vorteile auf: Sie haben eine lange Lebensdauer, können über mehrere Stunden oder Tage ausspeichern und haben gegenüber anderen Speichertechnologien relativ geringe

spezifische Kosten. Auf der anderen Seite haben Pumpspeicherwerke einen hohen Flächenverbrauch und die Bevölkerung steht Neubauvorhaben häufig ablehnend gegenüber. Eine Lösung für diese Probleme stellen Pumpspeicherwerke unter Tage dar. Doch im aktuellen Marktumfeld ist ihr Bau heute und auch in Zukunft nicht wirtschaftlich. Daher ist die Politik gefordert, im Zuge der Energiewende attraktive Rahmenbedingungen zu schaffen.

Introduction

For the stability of the electric power system, the electricity supply and demand must always be in balance. Due to the energy transition in Germany, the share of electricity generation from intermittent renewable energies such as wind and photovoltaics is increasing. This trend leads to an increasing need for action, as the demand side is relatively inflexible. In addition to the expansion of German domestic electricity grids and interconnectors to neighbouring countries, storage of electricity can be an alternative way of mitigating this problem. Pumped hydro storage power (PHS) plants are particularly suitable due to their advantages over other storage technologies. PHS plants, i.e., have relatively low specific costs and a long service life, can store energy over several hours or days and have proven themselves in the past (1).

PHS plants seem promising. However, not only the electricity grid expansions, but also the establishment of PHS plants are often confronted with public objections. Furthermore, PHS plants use large areas of land and new projects are to some extent confronted with already existing protected areas. Underground pumped hydro storage (UPHS) plants can solve these problems. This involves using

Einleitung

Für die Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems müssen Angebot und Nachfrage nach Elektrizität immer im Gleichgewicht sein. Im Zuge der Energiewende steigt der Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik. Es entsteht zunehmend Handlungsbedarf, da die Nachfrageseite relativ unflexibel ist. Neben dem Ausbau der innerdeutschen Netze und der Interkonnektoren zum Ausland bietet sich das Speichern von Elektrizität an. Hier eignen sich insbesondere Pumpspeicherwerke (PSW) aufgrund ihrer vielen Vorteile gegenüber anderen Speichertechnologien. So haben sie relativ geringe spezifische Kosten, eine lange Lebensdauer, können über mehrere Stunden oder Tage ausspeichern und haben sich in der Vergangenheit bereits großtechnisch bewährt (1).

Doch nicht nur der Netzausbau, auch die Errichtung von PSW stoßen in der Bevölkerung auf Ablehnung. Zudem haben PSW einen hohen Flächenverbrauch und Neubauvorhaben konkurrieren z.T. mit Schutzgebieten. Eine Lösung für diese Probleme stellen untertägige PSW (UPSW) dar. Hierbei nutzt man untertägige Hohlräume, sodass sich mindestens das Unterbecken unter Tage

underground cavities so that at least the lower reservoir is installed underground. If the upper reservoir is also built underground, the UPHS plant will hardly be visible on the surface. It is therefore no longer dependent on altitude difference of mountains and as a result, UPHS plants can appropriately be set up for the electricity grid. In addition, there is a greater public acceptance (2).

According to Beck and Schmidt (3), the potential for implementation UPHS plants in Germany based on a simplified extrapolation exists in approximately 100 locations with a total power of 10 GW and an energy capacity of 40 GWh. In comparison to this, the existing PHS plants in Germany account for 6.4 GW of installed power and 37.7 GWh of working capacity (1). However, UPHS plants, in spite of all their advantages, are not economical in the existing market environment neither today nor in the future. In order to prove this point, this article evaluates the economics of three exemplary UPHS plants. In this regard, the approach is presented transparently and sensitivities are calculated. Finally, policy recommendations to promote the economics of UPHS plant are outlined.

Public acceptance

In the society, the acceptance of large-scale industrial plants has changed dramatically over the time. While the people in the 1950s and 1960s had rather positive attitude regarding such projects, they often reject large projects today. Especially in the proximity to a large-scale plant, public acceptance may suffer dramatically. This corresponds to the so called "not in my back yard" effect, which results from an unequal distribution of costs and benefits of large projects (3). Examples of this effect are not limited only to regional resistance against the construction of wind farms and against grid expansion, but also include resistance against the construction of PHS plants.

Compared to PHS plants, UPHS plants have the advantage of less intrusion in the landscape. If the upper reservoir is also installed underground, the surface consumption will reduce significantly. This is a great advantage since this is often regarded as a serious issue in case of PHS plants. Nevertheless, UPHS plants are not free of any criticism. Opponents mention disturbances during the construction phase by noise and air pollution as well as by the storage and transportation of the excavated material. In addition, they are afraid of an impairment of the rock strength by the water movements in the operating phase. An example of public objection to the construction of a new UPHS plant is the project in the municipality of Ritten in South Tyrol, which was suspended in 2009 after fierce protests. There, the poor communication policy of the operator was named as one of the main reasons for the project failure (3).

Three exemplary projects

In the past, various studies on the potential of UPHS were carried out in Germany. In this paper, three exemplary projects are selected for the economic assessment. These are the projects Grund, Pöhla and Prosper-Haniel, knowing that, e.g., Prosper-Haniel probably will never be realized since the mine infrastructure will be dammed in the near future. These three projects are only selected to show a range of possible UPHS at different locations with different geological conditions.

befindet. Wird auch das Oberbecken unterirdisch errichtet, ist von dem UPSW an der Oberfläche kaum etwas zu sehen. Man ist somit nicht mehr auf vorhandene Höhenunterschiede durch Berge angewiesen und kann UPSW netzdienlich errichten. Zudem hat man eine größere Akzeptanz in der Bevölkerung (2).

Laut Beck und Schmidt (3) umfasst das Potential für UPSW in Deutschland auf Basis einer vereinfachten Hochrechnung etwa 100 Standorte mit in Summe 10 GW Leistung und 40 GWh Arbeitsvermögen. Im Vergleich dazu existieren heute in Deutschland PSW mit einer Turbinenleistung von 6,4 GW und einem Arbeitsvermögen von 37,7 GWh (1). Jedoch sind UPSW im bestehenden Marktumfeld trotz all ihrer Vorteile heute und auch in Zukunft nicht wirtschaftlich. Um dies zu belegen, wird in diesem Artikel die Wirtschaftlichkeit dreier beispielhafter UPSW bewertet. Hierbei werden auch Sensitivitäten betrachtet und das Vorgehen wird transparent dargestellt. Abschließend werden Handlungsempfehlungen für die Politik aufgezeigt, um die Wirtschaftlichkeit von UPSW zu fördern.

Akzeptanz in der Bevölkerung

In der Gesellschaft hat sich die Akzeptanz für großtechnische Anlagen stark gewandelt. Während die Bevölkerung in den 1950er und 1960er Jahren diesem Thema gegenüber eher positiv eingestellt war, trifft man heute häufig auf Ablehnung. Gerade bei räumlicher Nähe zu einer großtechnischen Anlage kann die Akzeptanz in der Bevölkerung stark leiden. Hier kommt es zum Effekt „not in my back yard“. Dieser Effekt entsteht durch eine ungleiche Verteilung von Kosten und Nutzen der Großprojekte (3). Beispiele hierfür sind regionale Widerstände gegen den Bau von Windparks, gegen den Netzausbau, aber auch gegen den Bau von PSW.

Gegenüber PSW haben UPSW den Vorteil, dass ihre Errichtung einen geringeren Eingriff in das Landschaftsbild zur Folge hat. Wird auch das Oberbecken unterirdisch installiert, reduziert sich der Oberflächenverbrauch erheblich. Dies ist ein großer Vorteil, denn häufig werden diese Punkte bei PSW problematisch gesehen. Dennoch sind UPSW nicht frei von jeglicher Kritik. Gegner führen u.a. Beeinträchtigungen in der Bauphase durch Lärm, Luftverschmutzung sowie durch die Lagerung und den Abtransport des Aushubmaterials ins Feld. Zudem befürchten sie eine Beeinträchtigung der Gesteinsfestigkeit durch die Wasserbewegungen in der Betriebsphase. Ein Beispiel für das Scheitern eines UPSW-Neubauvorhabens ist das Projekt in der Gemeinde Ritten in Südtirol, welches nach heftigen Protesten der Bevölkerung im Jahr 2009 eingestellt wurde. Als ein Hauptgrund für das Scheitern wurde die mangelhafte Kommunikationspolitik der Betreiber genannt (3).

Drei Beispielprojekte

In der Vergangenheit wurden diverse Untersuchungen zum Potential von UPSW in Deutschland durchgeführt. Für die Wirtschaftlichkeitsbewertungen in dieser Arbeit werden hiervon drei Beispielprojekte ausgewählt. Dies sind die Projekte Grund, Pöhla sowie Prosper-Haniel – wohl wissend, dass z.B. Prosper-Haniel wohl nie realisiert wird, da die Grubenräume in absehbarer Zeit abgedämmt sind. Die drei Beispielprojekte sollen lediglich eine Bandbreite möglicher UPSW an verschiedenen Standorten mit unterschiedlichen geologischen Rahmenbedingungen aufzeigen.

	Grund	Pöhla	Prosper-Haniel
Volume in MWh Volumen in MWh	400	400	750
Power of turbine in MW Leistung Turbine in MW	100	100	200
Power of pump in MW Leistung Pumpe in MW	100	100	200
Efficiency of turbine in % Wirkungsgrad Turbine in %	89	89	89
Efficiency of pump in % Wirkungsgrad Pumpe in %	89	89	89
CAPEX in EUR/kWh	1.816	2.086	3.250

Table 1. Technical characteristics of three exemplary UPHS plants (3, 4).
Tabelle 1. Eigenschaften der drei UPSW-Beispielprojekte (3, 4).

The exemplary project Grund is an abandoned ore mine near the spa Bad Grund in the Harz. There, a reuse of the existing mine infrastructure for an UPHS plant would be associated with a substantial effort. Thus, it would be more economic to excavate new underground cavities. The Pöhla project is also a former ore mine and is located near the Czech border and in adjacent to the cities of Pöhla and Rittersgrün in the mountain Erzgebirge. Similar to Grund, new cavities should be excavated here, too. The sample project Prosper-Haniel is located in the Ruhr area. It was the last hard coal mine in Germany, which was officially closed in December 2018. At Prosper-Haniel, the existing entrances could still be theoretically used for a UPHS plant. For the lower reservoir, however, a 15 km long ring storage chamber should be excavated as a water reservoir. This is cheaper than converting the existing mine roadways. The parameters used for the economic feasibility study of the three UPHS plants are shown in Table 1. These parameters come from a report by Beck and Schmidt (3), an article by Niemann et al. (4) and own assumptions for the stated efficiencies. The cited CAPEX in Table 1 are also assumed to be nominal values.

Approach for the economic calculation

In order to calculate whether a new investment project is worthwhile or not, the dynamic investment calculation is applied. In addition to the previously described parameters of the three exemplary UPHS projects, the following assumptions are applied, too:

- annual inflation rate: 2%;
- OPEX: 1% of CAPEX per year;
- construction phase: 2020 to 2024 (5 years);
- operating phase: 2025 to 2054 (30 years);
- no levies nor charges;
- no leakage by leachate.

In addition to costs, revenues must also be determined for the investment calculation. UPHS plants are versatile and can generate revenue at different markets. For real energy, however, only the spot market is relevant since UPHS plants are no long-term storages. Spot market revenues can be determined relatively well with the aid of energy economic models and scenarios. Anyway, this does not apply to additional revenues from the balancing market or for other ancillary services because these revenues are subject to high uncertainties. A solid economic analysis will therefore only

Beim Beispielprojekt Grund handelt es sich um ein stillgelegtes Erzbergwerk nahe des Kurorts Bad Grund im Harz. Dort wäre eine Nachnutzung der bestehenden Strecken als UPSW mit einem zu großen Aufwand verbunden, sodass die benötigten Hohlräume neu aufgefahen werden müssten. Pöhla ist ebenfalls ein ehemaliges Erzbergwerk und liegt nahe der tschechischen Grenze bei den Orten Pöhla und Rittersgrün im Erzgebirge. Wie bei Grund müssten auch hier die benötigten Hohlräume neu vorgetrieben werden. Das Beispielprojekt Prosper-Haniel befindet sich im Ruhrgebiet. Es handelt sich um das letzte Steinkohlenbergwerk in Deutschland, welches im Dezember 2018 offiziell geschlossen wurde. Bei Prosper-Haniel könnten theoretisch bestehende Zugänge für ein UPSW genutzt werden. Für das Unterbecken müsste jedoch ein 15 km langer Ringspeicher neu aufgefahen werden, da dies günstiger als die Nachnutzung bestehender Strecken ist. Die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen verwendeten Parameter der drei beispielhaften UPSW sind in Tabelle 1 dargestellt. Sie stammen aus einem Bericht von Beck und Schmidt (3) sowie aus einem Artikel von Niemann et al. (4), wobei die angegebenen Wirkungsgrade auf eigenen Annahmen beruhen. Bei den zitierten CAPEX in Tabelle 1 wird zudem angenommen, dass es sich um Nominalwerte handelt.

Vorgehen bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um zu berechnen, ob sich ein Investitionsvorhaben lohnt oder nicht, wird die dynamische Investitionsrechnung angewendet. Zusätzlich zu den zuvor dargestellten Parametern der drei beispielhaften UPSW-Projekte gelten folgende Annahmen:

- jährliche Inflation: 2%,
- OPEX: 1% der CAPEX pro Jahr,
- Bauphase: 2020 bis 2024 (5 Jahre),
- Betriebsphase: 2025 bis 2054 (30 Jahre),
- keine Umlagen und Entgelte,
- keine Selbstentladung durch Sickerwasser.

Neben Kosten müssen für die Investitionsrechnung auch Erlöse ermittelt werden. Grundsätzlich sind UPSW vielseitig einsetzbar und können an verschiedenen Märkten Erlöse generieren. Für die Vermarktung von Wirkarbeit ist jedoch nur der Spotmarkt relevant, da UPSW keine Langzeitspeicher sind. Erlöse am Spotmarkt sind mithilfe energiewirtschaftlicher Modelle im Rahmen von Szenarien verhältnismäßig gut bestimmbar. Dies gilt jedoch nicht für zusätzliche Erlöse aus Regelenergie oder anderen Systemdienstleistungen. Denn diese unterliegen großen Unsicherheiten. Eine solide Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird daher immer nur den Spotmarkt beinhalten. In ergänzenden Szenarien können jedoch Zusatzerlöse als weiteres Erlöspotential berücksichtigt werden.

Die Erlöse am Spotmarkt werden mithilfe einer stündlichen Preiszeitreihe für den gesamten Betriebszeitraum von 2025 bis 2054 ermittelt. Diese stammt aus dem fundamentalen Strommarktmodell der Stadtwerke München (5), welches die langfristigen Veränderungen des europäischen Erzeugungsmixes, der Interkonnektorkapazitäten, der Brennstoffpreise sowie der Preise für EU Allowances (EUA) berücksichtigt. Damit ändert sich in Zukunft die Struktur der stündlichen Strompreise. So führen ein weiterer Zubau an erneuerbaren Energien sowie höhere Brenn-

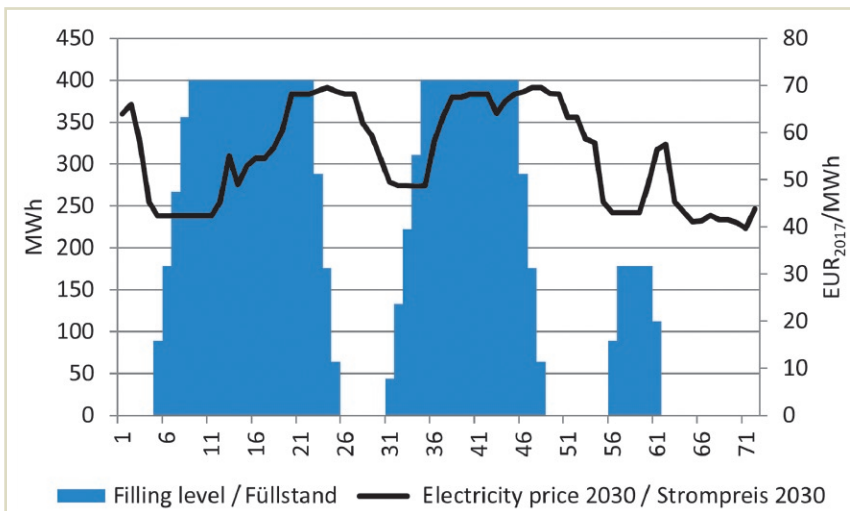


Fig. 1. Optimal unit commitment of UPHS Grund for 72 h in 2030. // Bild 1. Optimale Fahrweise des UPSW Grund für 72 h im Jahr 2030.

include revenues from the spot market. In supplementary scenarios, however, additional revenues can be considered.

Revenues on the spot market are calculated using an hourly price time series for the entire operating period of 2025 to 2054. These values come from the fundamental electricity market model of Stadtwerke München (5), which takes various parameters such as the long-term changes in the European generation mix, interconnector capacities, fuel prices and also prices for European Union Allowances (EUA) into account. In this way, the structure of hourly electricity prices in the future changes. Further increase of renewable energies and higher fuel and EUA prices, e. g., will lead to more volatile electricity prices, which increases the UPHS plant's profitability. Additionally, battery storages, demand-side management and power-to-X also have an impact on the structure of future electricity prices and consequently on revenues of UPHS plants.

Using the hourly electricity price time series, the optimal operating mode and the resulting revenues of an UPHS are computed in a separate optimization model. Dynamic programming and linear programming are suitable for such optimization models (6, 7). These algorithms create the optimal operating mode of the UPHS under perfect foresight of future electricity prices. In practice, a planning engineer does not have this perfect foresight. Therefore, the revenues identified in the optimization model are overestimated. On the other hand, the used hourly electricity prices do not contain any extreme price fluctuations, which did certainly occur in the past. In order to evaluate both effects with regard to the revenues, stochastic models were also used in separate investigations. The results of stochastic models showed that both effects largely cancel each other out and the optimization under perfect foresight is sufficiently accurate (7). Figure 1 illustrates the optimal operating mode for the exemplary project Grund for 72 h in 2030. The hourly electricity prices come from the electricity market model of Stadtwerke München and are shown as real values for the base year 2017.

Results of the economic calculation

Table 2 shows the results of the economic calculations. In addition to the base case scenario, the results of two sensitivities with more volatile or less volatile hourly electricity prices are also presented. More volatile electricity prices result among all from in-

stoff- und EUA-Preise zu volatileren Strompreisen, was für die Wirtschaftlichkeit von UPSW förderlich ist. Aber auch Batteriespeicher, Demand Side Management und Power-to-X haben einen Einfluss auf die Struktur der zukünftigen Strompreise und somit auf die Erlöse.

Mithilfe der stündlichen Strompreissetze werden die optimale Fahrweise sowie die resultierenden Erlöse eines UPSW in einem separaten Optimierungsmodell errechnet. Für derartige Optimierungsmodelle haben sich die Dynamische Programmierung und die Lineare Programmierung bewährt (6, 7). Diese Algorithmen erstellen die optimale Fahrweise des UPSW unter perfekter Vorausschau der zukünftigen Strompreise. In der Realität hat ein Einsatzplaner diese perfekte Vorausschau nicht, sodass die im Optimierungsmodell ermittelten Erlöse überschätzt werden. Andererseits enthalten die verwendeten stündlichen Strompreise keine außergewöhnlichen Preisausschläge, die in der Vergangenheit jedoch durchaus aufgetreten sind. Um beide Effekte hinsichtlich der Erlöswirkung zu bewerten, wurden in eigenen Untersuchungen auch stochastische Modelle angewendet. Es hat sich gezeigt, dass sich beide Effekte weitestgehend aufheben und die Optimierung unter perfekter Vorausschau hinreichend genau ist (7). In Bild 1 ist die optimale Fahrweise für das Beispielprojekt Grund für 72 h im Jahr 2030 dargestellt. Die ebenfalls abgebildeten stündlichen Strompreise als Realwert zum Basisjahr 2017 stammen aus dem Strommarktmodell der Stadtwerke München.

Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen aufgeführt. Neben dem Basisszenario sind auch die Ergebnisse zweier Sensitivitäten mit volatileren bzw. weniger volatileren stündlichen Strompreisen dargestellt. Volatilere Strompreise resultieren u. a. aus einem verstärkten Zubau an erneuerbaren Energien, vor allem Photovoltaik, gegenüber dem Basisszenario. Gleichzeitig unterbleibt dort weitestgehend ein Zubau an alternativen Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher oder Demand Side Management. In einer weiteren Sensitivitätsberechnung wird angenommen, dass die Betriebszeit der UPSW 60 statt 30 Jahre beträgt, wobei nach 30 Jahren zusätzliche Investitionen für Erneuerungsmaßnahmen anfallen. Auch eine Variation der Investitionskosten wird betrachtet. So stammen die CAPEX der

Base case and sensitivities Basisszenario und Sensitivitäten	Internal return rate before taxes / Interner Zinssatz vor Steuern		
	Grund	Pöhla	Prosper- Haniel
Base case // Basisszenario	1,3%	0,4%	-2,8%
Base case with more volatile electricity prices Wie Basisszenario, aber mit volatilieren Strompreisen	3,5%	2,6%	-0,5%
Base case with less volatile electricity prices Wie Basisszenario, aber mit weniger volatilieren Strompreisen	-0,1%	-1,1%	-4,6%
Base case with operation phase of 60 instead of 30 years and investment for renewal (20% of CAPEX) after 30 years Wie Basisszenario, aber 60 statt 30 Jahre Betriebsdauer und Reinvest für Sanierung (20% der CAPEX) nach 30 Jahren	3,8%	3,2%	0,8%
Base case with CAPEX +30% // Wie Basisszenario, aber CAPEX +30%	-0,4%	-1,3%	-4,7%
Base case with OPEX = 2% of CAPEX instead of 1% Wie Basisszenario, aber OPEX = 2% der CAPEX statt 1%	-2,5%	-3,9%	-12,9%

Table 2. Internal return rates before taxes of three exemplary UPHS plants.
Tabelle 2. Interne Zinssätze der drei UPSW-Beispielprojekte vor Steuern.

creased expansion of renewable energies, especially photovoltaics, compared to the base case scenario. At the same time, there is no expansion of alternative flexibility options such as battery storage or demand side management. In another sensitivity analysis, the service life of the UPHS plants are assumed to be 60 years rather than 30 years, with the consideration that after 30 years, additional investments for the renovation actions will be required. A variation of the investment costs is also considered. In the base case, the CAPEX of the UPHS exemplary projects Grund and Pöhla are derived from a report from 2011 (3), and the CAPEX of the project Prosper-Haniel is derived from an article from 2018 (4). These cost data are originated from different years, which make the comparison more difficult and lead to uncertainties in the economic calculation. Especially regarding the old data, it is possible that in the meantime the prices have increased. In addition, there are various configurations for the three UPHS projects, which are not discussed further in this paper. Solely, whether the upper reservoir is installed above ground or underground has a significant impact on the investment costs. For this reason, in one of the sensitivity analyses, the CAPEX are assumed to be 30% higher. For the orientation: In practice, under ideal geological and geographical conditions, specific investment costs of 1.200 €₂₀₁₈/kW are considered to be exceedingly good for new PHS projects (above-ground upper and lower reservoirs). However, the costs are often much higher. The last sensitivity analysis in Table 2 refers to the operating costs (OPEX) that were increased from 1% to 2% of CAPEX.

Table 2 shows that none of the three exemplary UPHS plants would be economical in the base case scenario. The Prosper-Haniel project would result in a negative return rate before taxes on the invested capital and in the case of Grund and Pöhla projects the return rate would not be high enough to justify an investment. Higher return rates compared to the base case scenario only arise in the sensitivity with more volatile electricity prices and in an extension of the operating period to 60 years. It should be noted that the extension of the operating period also involves higher risks in the context of the economic analysis. This is due to the fact that uncertainties of assumptions about costs and revenues increase as one looks farther in the future. All other sensitivity analyses in Table 2 have return rates of lower than the base case scenario. In those cases, no UPHS project would lead to a positive return. In particular, higher operating costs have a negative impact on return rates.

UPSW-Beispielprojekte Grund und Pöhla aus einem Bericht von 2011 (3), die von Prosper-Haniel aus einem Artikel von 2018 (4). Das unterschiedliche Alter der Kostenangaben erschwert den Vergleich und führt zu Unsicherheiten in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Denn gerade bei relativ alten Angaben dürfte es in der Zwischenzeit zu Preissteigerungen gekommen sein. Zudem gibt es für die drei UPSW-Projekte zahlreiche Ausführungsvarianten, auf die in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen wird. Allein die Entscheidung, ob das Oberbecken oberirdisch oder unterirdisch angelegt wird, hat einen signifikanten Einfluss auf die Investitionskosten. Aus diesem Grund werden in einer Sensitivitätsbetrachtung um 30% höhere CAPEX unterstellt. Zur Orientierung: In der Praxis gelten unter besten geologischen und geographischen Bedingungen spezifische Investitionskosten von 1.200 €₂₀₁₈/kW als überaus guter Wert für PSW-Neubauprojekte (oberirdisches Ober- und Unterbecken). Häufig liegen die Kosten aber weitaus höher. Die letzte Sensitivitätsbetrachtung in Tabelle 2 bezieht sich auf die Betriebskosten, die hier von 1% auf 2% der CAPEX erhöht wurden.

In Tabelle 2 ist zu erkennen, dass keines der drei beispielhaften UPSW im Basisszenario wirtschaftlich sein würde. Bei Prosper-Haniel würde sich ein negativer Zinssatz vor Steuern für das eingesetzte Kapital ergeben und bei Grund sowie Pöhla wäre die Verzinsung nicht hoch genug, um eine Investition zu rechtfertigen. Höhere Verzinsungen gegenüber dem Basisszenario ergeben sich nur in den Sensitivitätsbetrachtungen mit volatilieren Strompreisen sowie bei einer Verlängerung der Betriebszeit auf 60 Jahre. Hierbei muss angemerkt werden, dass die Betriebszeitverlängerung im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch höhere Risiken beinhaltet. Denn Annahmen zu Kosten und Erlösen werden umso unsicherer, je weiter man in die Zukunft blickt. Alle anderen Sensitivitätsbetrachtungen in Tabelle 2 weisen niedrigere Zinssätze als das Basisszenario auf. Dort würde kein UPSW-Projekt eine positive Verzinsung erzielen. Besonders negativ wirken sich höhere Betriebskosten aus.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass das Beispielprojekt Prosper-Haniel in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen am schlechtesten abschneidet. Dies liegt daran, dass es in Tabelle 1 die höchsten spezifischen Investitionskosten unter den drei Beispielprojekten aufweist. Im Vergleich von Grund und Pöhla steht Pöhla bei allen Wirtschaftlichkeitsberechnungen schlechter da als

It should be noted that the exemplary project Prosper-Haniel has economically the poorest result. This is mainly because of its highest specific investment costs compared to other projects (Table 1). In a comparison of Grund and Pöhla projects, the Pöhla project has in all economic analyses worse results, since the Pöhla project despite of identical parameters for power, storage volume and efficiency, has higher specific investment costs.

UPHS projects must reach a certain level of internal rate of return to cover part of the risks regarding construction, operation and the future value of flexibility. Since the minimum rate of return on UPHS plants cannot be achieved, they will not be built in Germany neither today nor in the future. Only a change in the market environment can produce a relief for this situation.

Policy recommendations

Based on the presented economic analyses, none of the three illustrated UPHS exemplary projects achieves an appropriate minimum rate of return in the current market environment – neither in the base case scenario nor in the sensitivity analyses. As a result, UPHS plants will not be built in Germany neither today nor in the future. However, through changing the market environment, a positive condition for UPHS can be achieved to reduce project risks and to increase revenues. Concretely, in order to have a significant contribution in success of the energy transition by large UPHS plants, the following policies should be applied:

- The call for a maximum timeframe of approval procedures for renewable energy projects from the revised Renewable Energy Directive (8) must also apply to UPHS projects.
- Consideration of the benefits of UPHS plants for the energy system in levies and charges.
- Integration of UPHS plants into supported schemes for the renewable energies.
- Because of their cold-start capability, UPHS plants can be seen as an insurance, for which they should receive reasonable compensation.
- With UPHS plants, grid expansion can be done more efficiently. These savings must benefit UPHS plants, too.

References / Quellenverzeichnis

- (1) Hartmann, N.; et al.: Stromspeicherpotenziale für Deutschland, 2012.
- (2) Langefeld, O.: Utilisation of Underground Mining Infrastructure as Pumped Storage Power Plant. In: Mining Report Glückauf (154), 3/2018, S. 209–213.
- (3) Beck, H. P.; Schmidt, M. (Hrsg.): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht, 2011.
- (4) Niemann, A.; et al.: Proposed Underground Pumped Hydro Storage Power Plant at Prosper-Haniel Colliery in Bottrop – State of Play and Prospects. In: Mining Report Glückauf (154), 3/2018, S. 214–223.
- (5) Schaber, K.; Roth, H.; Fallahnejad, M.: Can the Gas Sector Provide the Flexibility to the Power Sector for the Integration of Renewables? In: 13th WIW, 2014, S. 46–51.
- (6) Günther, M.; Rapp, C.: Comparison of Algorithms for Valuation of Hydroelectric Pumped Storages. In: Book of Abstracts of EURO XXIX, 2018, S. 365.

Grund, da Pöhla bei sonst identischen Parametern für Leistung, Speichervolumen und Wirkungsgrad die höheren spezifischen Investitionskosten hat.

Neubauprojekte müssen eine gewisse Mindestverzinsung erreichen, welche auch etwaige Risiken bezüglich Bau, Betrieb und zum zukünftigen Wert von Flexibilität abdeckt. Da die Mindestverzinsung für UPSW nicht zu erreichen ist, werden diese heute und auch in Zukunft in Deutschland nicht gebaut. Abhilfe kann nur eine Änderung des Marktumfelds schaffen.

Handlungsempfehlungen für die Politik

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben deutlich gemacht, dass sich im jetzigen Marktumfeld keines der drei dargestellten UPSW-Beispielprojekte rechnet und eine angemessene Mindestverzinsung erreicht – weder im Basisszenario noch in den Sensitivitätsbetrachtungen. Folglich werden UPSW heute und auch in Zukunft in Deutschland nicht gebaut. Durch eine Änderung des Marktumfelds können jedoch positive Rahmenbedingungen für UPSW geschaffen werden, um Projektrisiken zu reduzieren und Erlöse zu erhöhen. Konkret kann die Politik Folgendes tun, um mit großen untertägigen Stromspeichern einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu leisten:

- Die Forderung nach einem maximalen Zeitrahmen für Genehmigungsverfahren von erneuerbaren Energien aus der überarbeiteten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (8) muss auch für UPSW-Projekte gelten.
- Berücksichtigung des Nutzens von UPSW für das Energiesystem bei Umlagen und Entgelten.
- Integration von UPSW in Fördersysteme für erneuerbare Energien.
- Wegen ihrer Schwarzstartfähigkeit können UPSW als Versicherung gesehen werden, für die sie eine angemessene Vergütung erhalten.
- Mit UPSW kann der Netzausbau effizienter gestaltet werden. Diese Ersparnis muss UPSW zugute kommen.

- (7) Günther, M.: Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken am Spotmarkt. In: Wasserkraftprojekte. Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft, Band 2, 2015, S. 341–346.

- (8) Generalsekretariat des Rates: Informelle Einigung über den Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), 10308/18, 2016/0382 (COD), Brüssel, 2018.

Authors / Autoren

Dr. Maik Günther und Dr. Christoph Rapp, Stadtwerke München GmbH, München, Mostafa Fallahnejad M.Sc., Technische Universität Wien/Österreich