

Potential und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicheranlagen mit kleinen Fallhöhen

In Deutschland sind etwa 30 Pumpspeicheranlagen mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 7 GW in Betrieb. Dabei stellen die vier größten Kraftwerksanlagen etwas über die Hälfte der Gesamtleistung zur Verfügung. Die meisten der über 700 Stromerzeuger in Deutschland können diese Technologie allerdings nur indirekt nutzen und müssen Lastspitzen durch Zukauf im Spitzenstrombereich kompensieren. Während die Technologie für große Pumpspeicherkraftwerke sehr weit ausgereift und ihre Wirtschaftlichkeit unumstritten ist, fehlt es sowohl an Performance als auch an Technologie für kleine dezentrale Anlagen. In diesem Beitrag soll versucht werden, die Randbedingungen und den künftigen Forschungsbedarf für kleine Pumpspeicheranlagen mit Fallhöhen um 100 m und Leistungen um 50 MW zu beleuchten. Die Investitionskosten solcher Anlagen sollten dabei deutlich unter 100 Mio. Euro liegen und wären somit auch für Stadtwerke oder Betreiber von Windparks noch von Interesse. Es wird zudem erwartet, dass für solche Anlagen sowohl der Eingriff in die Umwelt leichter ausgeglichen werden kann, als auch die Akzeptanz bei der Bevölkerung höher ist als bei Großanlagen.

Currently, about 30 pumped storage plants with a total net electrical capacity of 7 GW are running in Germany. Only a few energy suppliers are able to run such large plants, while about 700 smaller have to buy peak load capacity when demanding. But until now, small pumped storage plants lack of economic efficiency due to inadequate technology. In this paper, an economical feasibility study is presented and it is shown, that the economical break even point is about 80 Euro/MWh for peak load energy. Therefore, research for adequate technology should be increased and benefit systems should be considered in order to increase local small pumped storage power plants performance.

1 Einleitung

In Deutschland sind etwa 30 Pumpspeicheranlagen mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 7 GW in Betrieb. Dabei stellen die vier größten Kraftwerksanlagen etwas über die Hälfte der Gesamtleistung zur Verfügung. Zudem verfügen die großen Stromerzeuger zusätzlich im benachbarten Ausland über Beteiligungen an Pumpspeicheranlagen oder an großen Speicherkraftwerken mit ähnlicher Performance. Die meisten der über 700 anderen Stromerzeuger in Deutschland können diese Technologie allerdings nur indirekt nutzen und müssen Lastspitzen durch Zukauf im Spitzenstrombereich kompensieren.

Während die Technologie für große Pumpspeicherkraftwerke sehr weit entwickelt und ihre Wirtschaftlichkeit unumstritten ist, fehlt es sowohl an Performance als auch an Technologie für kleine dezentrale Anlagen.

In diesem Beitrag soll versucht werden, die Randbedingungen für kleine Pumpspeichieranlagen mit Fallhöhen unter 100 m und Leistungen unter 50 MW zu beleuchten. Die Investitionskosten solcher Anlagen sollten dabei deutlich unter 100 Mio. Euro liegen und wären somit auch für Stadtwerke oder Betreiber von Windparks noch von Interesse. Es wird zudem erwartet, dass für solche Anlagen sowohl der Eingriff in die Umwelt leichter ausgeglichen werden kann als auch die Akzeptanz bei der Bevölkerung höher ist als bei Großanlagen.

2 Kleine Anlagen mit kleiner Fallhöhe

2.1 Allgemeine Randbedingungen

Während Standorte für große und sehr große Anlagen in Deutschland sehr umstritten sind, kann erwartet werden, dass kleinere Anlagen eine höhere Akzeptanz bei der Bevölkerung erfahren. Beispielfhaft seien die bestehenden Anlagen genannt, die an der Ruhr oder der Lenne betrieben werden und von der Bevölkerung weder als störend empfunden noch als Eingriff in die Natur aufgefasst werden. Für das Einzugsgebiet der Ruhr konnte in einer Studie gezeigt werden, dass genügend viele potentielle Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in der Größenordnung zwischen 1 bis 15 MW und Energieinhalten von 4 bis 60 MWh zur Verfügung stehen. Dies würde zum Beispiel für eine Ergänzung lokaler Windkraftanlagen geeignet erscheinen. Außerhalb der Mittelgebirge stehen in NRW allerdings nur wenige Standorte zur Verfügung, die mehr als 50 m Fallhöhe aufweisen. Eine Option könnten daher auch Halden des ehemaligen Bergbaus im Ruhrgebiet sein, die sowohl beträchtliche Größen als auch große Fallhöhen aufweisen. Weiterhin können im Umfeld der bestehenden Stauseen höher liegende Flächen genutzt werden,

2.2 Szenarien

Für eine Systemanalyse wurden folgende Annahmen getroffen: Die Flächengrößen liegen zwischen 5 bis 10 ha, die angestrebte Speichergröße liegt zwischen 300.000 und 700.000 m³ und die Fallhöhe sollte zwischen 30 bis 50 m aufweisen. Alle anderen Parameter ergeben sich aus den Örtlichkeiten und sollen für die Untersuchung variiert werden.

2.3 Technologie und Investitionskosten

Für die bautechnischen Belange der Becken kann auf die allgemeine Bautechnik zurückgegriffen werden, die auch bei Großanlagen eingesetzt wird. Dies sind insbesondere der Erdbau und die Fertigung der notwendigen Asphaltflächen im Spezialwasserbau. Die Preise für den geschaffenen Speicherraum schwanken nach überschlägigen Kalkulationen und in Abhängigkeit der Beckenform erheblich und zwar zwischen 20 und 100 Euro/m³. Je nach Flächenangebot kann eine Massen- und Kostenoptimierung des Beckens durchgeführt werden. In der Örtlichkeit sind dem aber Grenzen gegeben. Zudem wirken sich zu groß schwankende Wasserstände ungünstig auf die Wirkungsgrade der Maschinen aus. Für die Nutzung von vorhandenen Gewässern, wie Stauseen oder Kanalabschnitte müssen entsprechende Anpassungen durchgeführt werden, die kostenmäßig in der gleichen Größenordnung wie ein Neubau liegen und kostenmäßig nicht gesondert berücksichtigt werden.

Für die Turbinen und die Pumpentechnik haben Anfragen ergeben, dass die Kombination aus Fallhöhe (größer als 20 m) und Durchfluss (größer als 10 m³/s) nicht aus dem Standardprogramm abgedeckt werden kann. Dies bedeutet, dass in der Regel Sonderanfertigungen für diesen Leistungsbereich erforderlich sind. Richtpreise können oder wollen die wenigen Hersteller in Deutschland, die diesen Bereich noch abdecken, nicht abgeben. Es müssen daher Annahmen über den maschinentechnischen Teil getroffen werden, der sich an die Großanlagen oder Wasserkraftanlagen anlehnt. Es ist dennoch zu vermuten, dass in Teilen des Leistungsbereichs auf Standardprodukte zurückgegriffen werden kann und somit die Kosten erheblich reduziert werden könnten. Die Erstellung des relativ kleinen Kraftwerkhauses wird entweder in offener Baugrube oder in Schachtbauweise erfolgen. Beides sind hinlänglich gut kalkulierbare Verfahren. Es wurde angenommen, dass der Zulaufdruck etwa 10 m betragen sollte und somit die Baugrubentiefe bestimmt. Die Rohrleitungen können in unterschiedlicher Bautechnik durchgeführt werden. Während bei den kleineren Durchflüssen auch noch Fernwasserleitungen in Betracht kommen, erfordern die größeren Durchflüsse Querschnitte mit mehr als 5 m Durchmesser und somit mehrere Rohrleitungen oder eine Tunnellösung.

Die mit diesen Vorgaben ermittelten Investitionskosten liegen in einem mit kleinen Wasserkraftwerken vergleichbaren Bereich zwischen 1.500 und 3.000 Euro je installierter kW und damit deutlich über den spezifischen Investitionskosten der großen Anlagen. Es lässt sich leicht zeigen, dass bei diesen Investitionskosten eine entsprechende Preisdifferenz zwischen bezogenem Pumpstrom und erzeugtem Spitzenstrom erforderlich ist.

2.4 Kosten für Pumpstrom und Ertrag für Spitzenstrom

Die Kostenstruktur in diesem Bereich ist trotz Transparenz-Gesetz nicht offen einsehbar. Für die Bereitstellung von Reserveleistung (positiv oder negativ) hat sich ein Markt an der EEX (EPEX) Börse entwickelt. Hier können allerdings nur größere Marktteilnehmer Leistungen anbieten. Zudem besteht theoretisch die Möglichkeit am Spotmarkt oder dem „day ahead“ Markt teilzunehmen. Dabei werden unterschiedlich gute Ergebnisse erzielt. Alternativ können Termingeschäfte vereinbart werden. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass ein großer Teil der zur Verfügung stehenden Leistung nicht an der Börse, sondern bilateral zwischen den Betreibern der Pumpspeichieranlagen und den Regelzonenbetreibern gehandelt werden. Die Preise für die Netzpflege entziehen sich so der öffentlichen Beobachtung. Dennoch kann versucht werden die Differenz zwischen dem mittleren Preisniveau in Schwachlastphasen und dem mittleren Preis für Spitzenlast als Maßstab für einen wirtschaftlichen Betrieb heranzuziehen. In der Öffentlichkeit werden allerdings meist nur die großen Differenzen wahrgenommen, die dann durch die Medien gehen, wenn für kurze Zeit Pumpstrom für Null Euro angeboten wird, oder sogar in ganz wenigen Fällen für die Abnahme noch Geld bezahlt wird. Genauso darf der Jahresspitzenpreis nicht für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse herangezogen werden, da ein Pumpspeicherwerk in herkömmlicher Auslegung etwa an 250 Tagen vier Stunden Spitzenstrom erzeugen sollte, wenn es nicht anderweitig schon im Einsatz ist. Für eine erste Abschätzung könnten 1000 Stunden Turbinenbetrieb und 2000 Stunden Pumpbetrieb angenommen werden. Ob das erreicht werden kann, oder ob höherwertige Leistungen verkauft werden können, entscheidet das kaufmännische Geschick des zukünftigen Betreibers. Damit rechtfertigt sich zunächst aber für diese Studie die Annahme eines mittleren Preises, bzw. einer mittleren Preisdifferenz für Pumpstrom und Spitzenstrom. Diese Preisdifferenz könnte zwischen 20 und 80 Euro/MWh liegen. Dies kann derzeit aber nur sehr schwer prognostiziert werden und soll in der Studie variiert werden. Mit weiter wachsender Windkraft und Beibehaltung der Kernkraftanlagen steht mittelfristig ein massives Überangebot zur Verfügung. Dies bedeutet zwar auf der einen Seite, dass Pumpstrom verhältnismäßig günstig wird, dass aber auf der anderen Seite Spitzenstrom nur begrenzt verkauft werden kann.

2.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung für Szenarien

Für eine Abschätzung, ab wann kleine Anlagen eine Wirtschaftlichkeit erreichen könnten, soll die Preisdifferenz zwischen Spitzenstrom (40 bis 100 Euro/MWh) und Pumpstrom (20 Euro/MWh) zwischen 20 und 80 Euro/MWh variiert werden. Hierzu wurden folgende zusätzliche Annahmen getroffen. Baukosten

der bautechnischen Anlagen nach Kostenschätzung. Die Kosten für die Turbine wurden zu 1000 Euro/kW und für die Pumpe zu 500 Euro/kW installierter Leistung jeweils inklusive Maschinen- und Elektrotechnik angesetzt. Der Turbineneinsatz wurde zu 4 bis 7 Stunden und die Pumpeneinsatzzeit zu 12 Stunden je Betriebstag (250 Tage) angenommen. Für die Betriebserhaltungskosten wurden 2% und für die Kapitalkosten 5% der Investitionssumme angenommen. Der Kostenvergleich wurde in Jahreskosten dargestellt. Die angenommenen Kapitalkosten implizieren eine Laufzeit von 50 Jahren. Der Anteil der Pumpkosten an den Jahreskosten beträgt bei 20 Euro/MWh etwa 20%.

Das Ergebnis zeigt, dass für die angenommenen Kombinationen maximal Renditen von 0 bis 2,5% zu erwirtschaften sind. Für einige Kombinationen wird auch ein Verlust ausgewiesen. Der Anreiz dieser Renditen dürfte wohl bei einer solchen Laufzeit zu gering sein, als dass sich viele Investoren finden ließen. Es soll allerdings erwähnt werden, dass Dienste für die Netzpflege deutlich besser honoriert werden, oder auch Kombinationskraftwerke von Interesse sein könnten. Sollte der Pumpstrom zu null Euro bezogen werden können, bzw. die Preisspanne sich der 100 Euro/MWh nähern, dann lassen sich bereits Rendite von 2 bis 6% erzielen. Es muss also festgestellt werden, dass derzeit solche Anlagen noch nicht wirtschaftlich attraktiv genug sind, da sich diese Preisspanne nicht erzielen lässt.

3 Fazit und Ausblick

Eine erste Analyse von möglichen Standorten von Pumpspeicher zeigt, dass auch in NRW ein erhebliches Potential für kleine Pumpspeichieranlagen gegeben ist. Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen mit herkömmlicher Technik ist aber nicht gegeben. Daher wird vorgeschlagen, dass auch in diesem Bereich der Technologie verstärkte Anstrengungen zu unternehmen sind, die Kosten zu reduzieren. Es sollten daher die entsprechenden Forschungsprogramme für die Energiespeicherung auf die kleine Pumpspeichertechnologie erweitert und gegebenenfalls Anreize entwickelt werden, wenn der Strom bei Windflaute nicht aus dem Ausland bezogen werden soll.

Eine mögliche Ertragssteigerung könnte darin liegen die Anlage nicht wie bisher auf Leistung hin auszulegen, sondern auf Energiespeicherung zu betreiben. Weiterhin scheint das Potential an innovativer Maschinenteknik nicht ausgereizt zu sein. Eine solche Studie wird derzeit an der Bergischen Universität vorbereitet. Kooperationen sind willkommen.

Literatur/References

BMWI: Energiedaten, September 2010

<http://www.zeit.de/2010/48/Pumpspeicherkraftwerk>

<http://www.rag.de/image.php?AID=6660&VID=0>

<http://www.rag.de/image.php?AID=6661&VID=0>

<http://www.rag.de/image.php?AID=6658&VID=0>

<http://www.transparency.eex.com/de/>

Autoren/Authors:

Prof. Dr.-Ing. Andreas Schlenkhoff,
Bergische Universität Wuppertal
Pauluskirchstrasse 7
D-42285 Wuppertal
Tel.: +49 – 202 – 4394234
Fax: +49 – 202 – 4394196
schlenkh@uni-wuppertal.de

Dipl.-Ing. Georg Heinz,