

Energiespeicherung in Bundeswasserstraßen

THOMAS SCHOMERUS, HEINRICH DEGENHART

Wie lässt sich das Stromnetz mit dem Wasserstraßennetz verbinden? Die Idee besteht darin, die Höhenunterschiede und die vorhandenen Haltungen in Schifffahrtskanälen zur Speicherung von Strom zu nutzen. Auch wenn die Wasserstraßen primär der Schifffahrt dienen und der Wasserstand daher nur geringe Schwankungsbreiten aufweisen darf, kommen bei der systematischen Nutzung dieser Schwankungsbreiten große Wassermengen zusammen. Diese Mengen sind selbst bei den geringen Höhenunterschieden im Norden Deutschlands für die Energiespeicherung und -erzeugung nutzbar. Allein die Bundeswasserstraßen zwischen Rhein und Oder bilden einzugs- und ämterübergreifend ein Gesamtsystem mit einer Länge von ca. 1300 km, bei dem drei Schiffshebewerke und 45 Schleusen den Schiffen zur Überwindung von Höhenunterschieden dienen. Das norddeutsche Kanalsystem bietet sich wegen der regionalen Nähe insbesondere für die Zwischenspeicherung von Windstrom an.

Der Elbe-Seiten-Kanal, der den Mittellandkanal mit der Elbe bei Lauenburg verbindet, bietet die in Deutschland wohl besten Bedingungen. Das Schiffshebewerk Lüneburg in Scharnebeck überbrückt einen Höhenunterschied von 38 m, die Schleuse Uelzen von 23 m. Anders als bei Neubauprojekten von Pumpspeicherkraftwerken wie z.B. mit dem geplanten Vorhaben Atdorf der Schluchseewerk AG im Südschwarzwald und seinen erheblichen ökologischen Problemen sind die erforderlichen Bauten im Fall der Bundeswasserstraßen weitestgehend vorhanden.

Es brauchen keine Speicherbecken gebaut werden, auch die Pumpentechnik existiert bereits und wird zur Regulierung der Wasserhaltung genutzt. Erforderlich sind allerdings Investitionen in Turbinen zur Stromerzeugung, wobei die vorhandenen elektrisch betriebenen Pumpen entsprechend optimiert werden können.

Rahmenbedingungen und Restriktionen

Bundeswasserstraßen stehen nach Art. 89 Grundgesetz (GG) im Eigentum des Bundes. Nach § 7 Abs. 1 Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG) sind „die Unterhaltung der Bundeswasserstraßen und der Betrieb der bundeseigenen Schifffahrtsanlagen ... Hoheitsaufgaben des Bundes“. Sie unterliegen der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung (WSV) mit dem Bundesverkehrsministerium an der Spitze, den Wasser- und Schifffahrtsdirektionen (WSD) als mittlere und den Wasser- und Schifffahrtsämtern (WSA) als untere Verwaltungsstufe. Wasserstraßenrechtlich besteht der Hauptnutzen einer Wasserstraße in ihrer Verkehrsfunktion. Alle anderen sinnvollen zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten dürfen diese nicht beeinträchtigen. Dies bedeutet, dass Wasserspiegelschwankungen für die Schifffahrt problematisch sind; die erforderlichen Brückendurchfahrtshöhen sowie eine ausreichende Kanalwassertiefe müssen garantiert werden. Hinzu kommt, dass die Sicherung der Wasserhaltung in den Kanälen auch ohne die Komponente der Energiespeicherung ein hochkomplexes System darstellt. So erfolgt die Wasserbewirtschaftung der

norddeutschen Kanäle mit dem Pumpbetrieb, den Entlastungen und Aufleitungen rechnergestützt und zentral über die Betriebszentrale Minden (WSD Mitte), die Fernsteuerzentrale Wasserversorgung Datteln (WSD West) und die Betriebszentrale Magdeburg (WSD Ost). Dabei werden diverse Einflüsse wie Wind, Verdunstung, Wetterprognosen, Wasserentnahmen, Wasseraufleitungen, Stromlieferbedingungen etc. berücksichtigt. Die Bundesanstalt für Gewässerkunde in Koblenz (BfG) hat für das norddeutsche Kanalsystem eine tagesaktuelle Modellierung für die gesamte Wasserhaltung erstellt. Im Falle einer Nutzung des Kanals als Speicher muss die Steuerung in enger Abstimmung mit der WSV erfolgen bzw. in eine zentrale Wasserbewirtschaftung integriert werden.

Beispiel Elbe-Seitenkanal

Am Beispiel des Elbe-Seitenkanals lassen sich ein paar Grunddaten zur Wasserbewirtschaftung des Kanalsystems festhalten:

- Im Elbe-Seitenkanal wird – ausgehend vom Niveau der Elbe bei der Einmündung des Kanals in Artlenburg – am Schiffshebewerk Scharnebeck ein Höhenunterschied von 38 m überwunden und an der Schleuse Uelzen ein weiterer Höhenunterschied von 23 m. Mit insgesamt 61 m ist der Höhenunterschied, verglichen mit langjährig aktiven Pumpspeicherkraftwerken, zum Beispiel Geesthacht (80 m) oder Koeppchen (155 m), zwar geringer aber durchaus beachtlich.
- Die der Bewirtschaftung unterliegenden Wasservolumina in den Kanalhaltungen sind sehr groß. Aktuell wird die Wasserhöhe in den Kanälen oberhalb des Schiffshebewerks Scharnebeck bzw. der Schleuse Uelzen in einer Spannweite (so genannte Lamelle) von 20 cm gesteuert. Würde man von dieser Spannweite die Hälfte für Stromspeicherungszwecke nutzen können, so ergäbe sich oberhalb von Scharnebeck bis Uelzen ein nutzbares Wasservolu-

men von 230.000 m³ und oberhalb von Uelzen (in der so genannten Scheitelhaltung Mittel-landkanal/Elbe-Seitenkanal) ein Volumen von rund 620.000 m³. Bei einer Leistung von 25 m³/s würden diese Mengen bereits ausreichen, um Pumpen bzw. Turbinen in Uelzen und in Scharnebeck zusammen rund 10 Stunden zu betreiben. Im Vergleich dazu verfügen das Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht über ein Volumen von 3.800.000 m³ und Koeppchen über 1.533.000 m³.

- Aktuell sind an der Schleusengruppe Uelzen fünf Pumpen mit einer Nennleistung von insgesamt 8,5 MW und einer Pumpleistung von 28 m³/s installiert. Das Schiffshebewerk Scharnebeck verfügt über vier Pumpen mit einer Leistung von insgesamt 4,8 MW und 9 m³/s. Die Pumpen könnten theoretisch auch als Turbinen zur Stromerzeugung genutzt werden. In diesem Fall ergäben sich rechnerisch bei einem Wirkungsgrad von 75 % Turbinenleistungen in Höhe von 4,8 MW Nennleistung in Uelzen und 2,5 MW in Scharnebeck.
- Die Entlastungsmöglichkeiten, d. h. die theoretisch möglichen Wasserabflüsse über sogenannte Entlastungskanäle innerhalb der Anlagen, betragen bei der Schleusenanlage Uelzen 15 m³/s, und beim Schiffshebewerk Scharnebeck 25 m³/s. In diese Entlastungskanäle könnten Turbinen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Die Nennleistung dieser Turbinen würde bei einem Wirkungsgrad von 75 % 2,6 MW in Uelzen und 7,0 MW in Scharnebeck betragen. Über die Entlastungskanäle wird – insbesondere in den feuchten Monaten – überschüssiges Wasser aus Regenfällen und Einleitungen abgeleitet, das nicht für Schleusungsvorgänge benötigt wird. Solche Wassermengen sind in der Vergangenheit vor allem in Scharnebeck angefallen, und zwar mit rund 14 Mio. m³ im langjährigen Durchschnitt, 6 Mio. m³ 2009. Daraus ließen sich zusätzlich rund 1.100 MW p.a. (470 MW in 2009) Strom gewinnen.

Herausforderungen

Vor einer praktischen Umsetzung der Idee gilt es einige Forschungsfragen zu klären und Herausforderungen rechtlicher, ökonomischer und technischer Art zu bewältigen. Rechtlich stellt sich zunächst die Frage, welche gesetzlichen Anreize zur Errichtung und zum Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken bestehen. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2009) sieht z. B. in § 3 Nr. 1 vor, dass auch „Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien ... stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“, als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gelten. Nach § 16 Abs. 3 EEG 2009 besteht die Verpflichtung zur Zahlung der im EEG vorgesehenen Einspeisevergütung „auch dann, wenn der Strom zwischengespeichert worden ist.“ Dies ändert aber nichts daran, dass der Speicherbetreiber die Speicherverluste einkalkulieren muss. Pumpspeicherkraftwerke haben zwar einen hohen Wirkungsgrad von bis zu ca. 80 %, dennoch sind die für den Speicherbetreiber daraus resultierenden finanziellen Verluste erheblich. Das EEG sieht keinen „Speicherbonus“ zum Ausgleich dieser Verluste vor. Allerdings werden im Entwurf des EEG-Erfahrungsberichts 2011 Modelle wie ein Kombikraftwerk- bzw. Stetigkeits-Bonus oder eine Marktprämie erörtert.

Da das Thema der Stromspeicherung nicht nur Erneuerbare Energien betrifft, ist zu diskutieren, ob das EEG der richtige Ort für eine solche Regelung wäre. Einen Anreiz bietet bereits § 118 Abs. 7 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), wonach „nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Pumpspeicherkraftwerke ..., die bis zum 31. Dezember 2019 in Betrieb gehen, ... für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt“ sind. Die Vergünstigung gilt für die Einspeisung aus dem Netz in den Speicher, nicht aber für die Ausspeisung in das Netz. Ob dies zur Kompensation der Speicherverluste ausreicht, erscheint frag-

lich. Eine weitere Herausforderung durch den sog. „Wasserpennig“, die z. B. in Schleswig-Holstein dazu geführt hat, dass das Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht seit 2001 kaum noch betrieben wird, besteht für den Elbe-Seitenkanal nicht. Die Wasserentnahmegebührenpflicht nach § 21 des Niedersächsischen Wassergesetzes (NWG) würde für ein mögliches Pumpspeicherkraftwerk am Elbe-Seitenkanal nicht gelten, denn gemäß § 21 Abs. 2 Nr. 7 NWG ist die Wasserkraftnutzung davon ausdrücklich ausgenommen.

Es gehört nicht zu den im WaStrG vorgesehenen Aufgaben der WSV, ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem angeschlossenen Stromhandel zu betreiben. Daher sind unter Beachtung der verschiedenen rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen Modelle einer fairen Teilung von wirtschaftlichen Chancen und Risiken des Betriebs des einzurichtenden Kraftwerks sowie des Handels mit dem Speicherstrom im Rahmen einer öffentlich-privaten Partnerschaft zu entwickeln.

Technisch sind insbesondere Fragen der Wasserhaltung zu klären. Hier sind Wasserbaufachleute gefordert, die Antworten zu den möglichen Speichervolumen und zur Verlässlichkeit der Ausspeicherung von Strom zu den gewünschten Zeiten geben können. Erhebliche Herausforderungen werden an die Modellierung und Operationalisierung des Gesamtsystems der Wasserhaltung im norddeutschen Kanalsystem gestellt, die nur durch ein hochkomplexes IT-basiertes Programm gesteuert werden kann. Nicht zuletzt sind Fragen der Energie- und Netztechnik zu klären, insbesondere im Hinblick auf die Verbindungen zu den jeweiligen Stromnetzen.

Ob sich der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken rechnet, hängt wesentlich von den Erlösen für den einzuspeichernden Strom und den Investitionsausgaben ab. Gelingt es, den Pumpspeicherstrom im sogenannten Primärregelenergiemarkt als Stromliefer- oder Stromabnahmeoption zu verkaufen, können derzeit Erlöse von ca. 13.000 € pro MW pro Monat für die Fähigkeit erzielt werden, sehr

kurzfristig eine bestimmte Menge Strom abzugeben oder aufzunehmen. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Größe der Mindestangebote für Primär- und Sekundärregelleistungen und die Minutenreserve abzusenken, u. a. um dadurch den Betreibern von Speicheranlagen einen besseren Zugang zum Regenergiemarkt zu ermöglichen. Insbesondere kann die erforderliche Verfügbarkeit durch die Kopplung mit weiteren Speicheranlagen gewährleistet werden. Allerdings kann das im Regenergiemarkt genutzte Auktionsverfahren auch schnell dazu führen, dass die erzielbaren Erlöse stark sinken. Alternativ ist die Ausnutzung der Strompreisschwankungen im Tagesverlauf denkbar. In den preisgünstigen Nachtstunden können die Wasserbecken für unter 40 € je Megawattstunde gefüllt und in den teuren Spitzenlastzeiten für Preise über 80 € je Megawattstunde abgelassen werden.

Im Gegensatz zu den aktuell geplanten Speicherkraftwerken sind keine Investitionen für die Errichtung von Wasserbecken erforderlich. Ist es technisch möglich, vorhandene Pumpanlagen und vorhandene Entlastungskanäle für die Stromerzeugung zu nutzen und preisgünstige Turbinen mit geringen Einbaukosten zu finden, können Errichtung und Betrieb trotz der relativ geringeren Höhenunterschiede und der begrenzten Speicherkapazität und trotz der komplexen Steuerung der Wasserhöhen in den Schifffahrtskanälen günstiger sein als eine komplette Neuerrichtung in den Mittelgebirgen oder den Alpen. Dabei sind ökologische Aspekte neuer Kraftwerke in den südlichen Regionen noch nicht berücksichtigt.

Auch wenn sich über den Regenergiemarkt möglicherweise attraktive Optionen anbieten, bleibt die Finanzierung der erforderlichen Investitionen eine wesentliche Herausforderung. Zu prüfen sind zum einen Finanzierungsmöglichkeiten unter Einbeziehung von Energieversorgungsunternehmen. Darüber hinaus sind innovative Finanzierungslösungen gefragt, z.B. Fondsmodelle mit Bürgerbeteiligung in der für die Speicherung relevanten Region.

Weitere Chancen

Über die möglichen Pumpspeicheranlagen am Elbe-Seitenkanal hinaus bietet sich die Chance, weitere Schleusenanlagen an den Bundeswasserstraßen zur Stromspeicherung zu nutzen. Dies bedingt eine umfassende Potenzialanalyse. Die verschiedenen Pumpspeicherkraftwerke an Bundeswasserstraßen könnten als Teil eines zentralen Konzepts zu einem virtuellen Kraftwerk mit einer Leistungsfähigkeit im unteren dreistelligen MW-Bereich kombiniert werden, ggf. unter Beteiligung weiterer Stromerzeugungsanlagen. Ein solches virtuelles Kraftwerk könnte dazu beitragen, den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu reduzieren. Die Pumpspeicheranlagen an den Kanälen könnten aber auch Bestandteil dezentraler regionaler Energiekonzepte bei der Entwicklung von 100 %-Erneuerbare-Energie-Regionen werden.

Weiter kann untersucht werden, ob es möglich ist, etwaige Flächenpotenziale am Rande der Wasserstraßen für Photovoltaik- oder Windenergieanlagen zu nutzen. Vorteile einer solchen Lösung können darin liegen, dass die Flächen im Bundeseigentum stehen und durch die Wege entlang der Kanäle bereits erschlossen sind. Hier wäre an eine Erweiterung der Vergütungspflichten nach dem EEG zu denken. So wurde die Förderung für Freiflächen-Photovoltaikanlagen weitgehend zurückgeführt, indem es etwa für ab dem 1. Juli 2010 in Betrieb genommene Anlagen auf Ackerflächen keine Vergütungspflicht mehr gibt. Ausgenommen sind nach § 33 Abs. 3 EEG u. a. Anlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans auf Flächen längs von Autobahnen und Schienenwegen in einer Entfernung bis zu 110 Metern. Diese Regelung könnte im Zuge der 2012 anstehenden umfassenden EEG-Novelle um Bundeswasserstraßen ergänzt werden.

Fazit

Ob sich das Netz der Bundeswasserstraßen über Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Erzeu-

gung von Strom aus Erneuerbaren Energien mit dem Stromnetz verbinden lässt, ist eine noch offene Frage. Die Idee ist es wert, in einem umfassenden interdisziplinären Forschungsprojekt auf ihre rechtliche, wirtschaftliche und technische Machbarkeit geprüft zu werden.

Prof. Dr. Heinrich Degenhart hat eine Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, Prof. Dr.

Thomas Schomerus für Öffentliches Recht, insbesondere Energie- und Umweltrecht, an der Leuphana Universität Lüneburg. Die Verfasser danken dem Initiator der Idee, dem Bauhof Scharnebeck, insbesondere Herrn Hubertus Schulte und dem Bauhofsleiter Herrn Dipl. Ing. Frank Offenmüller sowie dem WSA Uelzen, insbesondere dem Amtsleiter Herrn Dipl. Ing. Martin Köther, für Anregungen und Unterstützung.

Anzeige



Symposium in Gedenken an Hermann Scheer

14. Oktober 2011

Beginn: 10.00 Uhr

Willy-Brandt-Haus
Wilhelmstraße 140 / Stresemannstraße 28
10963 Berlin-Kreuzberg



**Hermann Scheer
Stiftung**

Weitere Informationen:
www.hermann-scheer-Stiftung.de