

Simultan-modellgestützte Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken an mehreren Märkten

Martin Bartelt und Nina Heitmann

Regelenergie gewinnt durch die Energiewende und den damit verbundenen Anstieg intermittierender erneuerbarer Energien an Bedeutung. Sie ist notwendig, um unvorhergesehene Änderungen der Nachfrage bzw. Prognosefehler beim Angebot zu kompensieren und so einen stabilen und zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes zu garantieren. Hierzu werden flexible Kraftwerke benötigt. Aufgrund ihrer ausgezeichneten Regelbarkeit und der Fähigkeit, überschüssigen Strom zu speichern, sind Pumpspeicherkraftwerke ein besonders wichtiges Element zur Umsetzung der deutschen Energiewende. Für Investoren stellt sich jedoch die Frage, inwieweit sich die Investition in ein Pumpspeicherkraftwerk rentiert. Eine modellgestützte Beantwortung muss Technik und Energiewirtschaft in Einklang bringen sowie komplexe Randbedingungen berücksichtigen.

Besonders zwei Aspekte gestalten die Bewertung eines Pumpspeichers sehr komplex: Auf der einen Seite ist es schwierig, die Entwicklung der Regelenergiemärkte vorherzusagen. Sowohl deren zukünftiges Marktdesign, bspw. die Ausgestaltung der handelbaren Produkte, als auch die Preisentwicklung sind höchst unsicher. Abb. 1 fasst die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Attraktivität der Regelenergiemärkte zusammen. Auf der anderen Seite stellt die gleichzeitige Bewertung unterschiedlicher Marktstufen eine modelltechnische Herausforderung dar, die den Schwerpunkt dieses Beitrags bildet.

Aspekte der Modellierung

Das Beratungsunternehmen BET nutzt zur deterministischen Pumpspeicherbewertung ein selbsterstelltes gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell, das in der algebraischen Modellierungssprache GAMS geschrieben ist. Optimierungsmodelle maximieren oder minimieren eine Zielfunktion unter spezifischen Nebenbedingungen. Hierzu ist es erforderlich, die realen Systemzusammenhänge so zu vereinfachen, dass diese in ein lineares Problem übertragen werden können. Dessen Lösung führt je nach Formulierung der Zielfunktion bspw. zum deckungsbeitragsmaximalen oder kostenminimalen Einsatz eines Kraftwerkes.

Allerdings werden für diese Lösung alle Modellparameter als bekannte und exogene Eingangsgrößen über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg benötigt. In der Realität sind jedoch zumindest einige Eingangsparameter nicht bekannt oder lie-

Die Herausforderung bei der Bewertung von Pumpspeichern besteht darin, die technischen Fragestellungen mit einer fundierten Einschätzung der Energiemärkte in Einklang zu bringen Foto: Mauritius

gen nur als Näherungs- oder Schätzwerte vor. Die angenommene perfekte Voraussicht führt daher in der Regel zu einer Überschätzung der zu erwartenden Erlöse, d. h. einer zu hohen Bewertung des abgebildeten Systems. In der Realität sind die meisten notwendigen Informationen erst kurzfristig verfügbar und der Betreiber ist dementsprechend nicht in der Lage, das eigene System so optimal zu steuern wie es in der Modellwelt möglich ist.

In der Praxis ist die Anwendung von Optimierungsmodellen für die Kraftwerksbewertung ein übliches Verfahren. Die Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken gestaltet sich jedoch deutlich komplexer, als bei einem thermischen Kraftwerk. Zwei

Aspekte sind hierbei hervorzuheben. Da ein Pumpspeicher einen Großteil seiner Erlöse aus der Vermarktung seiner Leistung am Regelenergiemarkt bezieht, müssen der Einsatz auf den verschiedenen Stufen dieses Marktes und am Spotmarkt simultan optimiert werden. Die korrekte Modellierung der benötigten Speicherbecken und der damit verbundenen hydraulischen Restriktionen stellt die zweite Herausforderung dar. So muss bspw. sichergestellt werden, dass sich in den Becken immer genügend Wasser bzw. freies Speichervolumen zur Bereitstellung der verkauften Regelenergieleistung befindet.

Zur Verdeutlichung der möglichen Komplexität zeigt Abb. 2 ein Beispiel aus der Be-

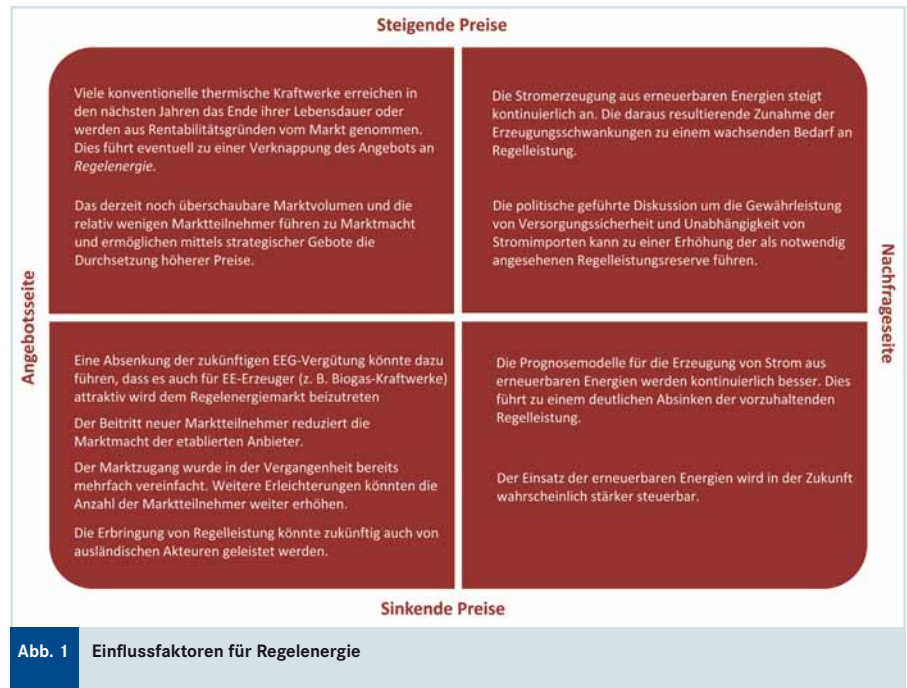
ratungspraxis. Zwei Speicherbecken sind durch eine Pump turbine miteinander verbunden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Wasser aus dem unteren Becken über eine Turbine in einen Fluss abfließen zu lassen. Darüber hinaus verfügen beide Speicherbecken über jeweils einen Zulauf. Dessen Volumenstrom ist nicht steuerbar, unterliegt einem jahreszeitlichen Regime und hat größenordnungsmäßig einen erheblichen Einfluss auf die Speicherbewirtschaftung.

Interessant sind auch die vielfältigen technischen Restriktionen im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke, die im Modell entsprechend abgebildet werden müssen. Beispiele hierfür sind das Vorhandensein mehrerer Röhren und die damit verbundene Möglichkeit, gleichzeitig zu pumpen und Strom zu erzeugen, oder starre, also nicht regelbare Pumpen im Zusammenspiel mit flexiblen Turbinen oder Wasserstandsrestriktionen der Speicherbauten, die bestimmte Pegeländerungsgeschwindigkeiten nicht überschreiten bzw. vorgegebene Pegelstände nicht unterschreiten dürfen.

Bei der simultanen Vermarktung gegenüber mehreren Märkten innerhalb eines linearen Optimierungsmodells liegt die Schwierigkeit in der Verzahnung der Gleichungssätze für den jeweiligen Einzelmarkt über geeignete Modellvariablen. Im Folgenden wird nur das Zusammenspiel zwischen Sekundärregelenergie (SRL) und Spotvermarktung beschrieben. Das Hinzufügen weiterer Marktstufen geschieht durch eine wiederholte Benutzung desselben Gleichungssatzes wie für die SRL. Es müssen nur die jeweils anderen zeitlichen Restriktionen und Preisschätzer hinterlegt werden.

Simultane Abbildung der Vermarktung im Modell

Auf dem SRL-Markt werden derzeit vier Produkte gehandelt: Positive und negative Regelenergie jeweils für den Niedertarif (NT) und den Hochtarif (HT). NT-Zeiträume sind die Wochentage von 20:00 bis 08:00 h, das Wochenende und bundeseinheitliche Feiertage. Zu allen übrigen Zeiten gilt der Hochtarif. Positive Regelenergie bedeutet eine Mehreinspeisung von Strom ins Netz, negative Regelenergie steht hingegen für eine Mindereinspeisung. Für jedes dieser



vier Produkte werden ein Leistungs- und ein Arbeitspreis gezahlt. Der Leistungspreis dient als Vergütung für die Leistungsvorhaltung, der Arbeitspreis vergütet im Fall einer Leistungserbringung die tatsächlich abgerufene Arbeit. Der Gebotszeitraum, also die Zeitspanne, in der Leistung bereitzuhalten ist, beträgt für jedes der vier Produkte eine Woche.

Bei der simultanen Abbildung der Vermarktung eines Kraftwerks am Regelenenergiemarkt fallen die Regelenenergieerlöskomponenten zusätzlich zu den üblichen Zahlungen an, die sich aus dem Stromverkauf bzw. der Beschaffung des Pumpstromes am Spotmarkt ergeben. Hieraus resultieren die in Abb. 3 skizzierten Probleme der korrekten Zuordnung der Strommengen und den korrespondierenden Erlösen. Die physische Stromerzeugung entspricht nicht der am Spotmarkt vermarkteten Strommenge, sondern wird durch den Abruf von negativer bzw. positiver Regelenergie reduziert bzw. erhöht, wohingegen die Spoterlöse für die vermarktete Strommenge anfallen. Für die abgerufene Regelleistung fallen zusätzlich die Arbeitspreise an. In der Modellierung muss somit zwischen geplanter Stromerzeugung, also der Vermarktung am Spotmarkt, und tatsächlicher Stromerzeugung einer Turbine unterschieden werden. Gleiches gilt für den Strombezug der Pumpe.

Die Menge der tatsächlich abgerufenen Regelenenergiearbeit innerhalb eines Erbringungszeitraumes ist unsicher und unterliegt starken Schwankungen. Für die deterministische Optimierung gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten, mit dem Problem umzugehen. Variante eins ist die Hinterlegung von stochastisch erzeugten Abrufzeitreihen, die im Jahresmittel dem durchschnittlichen historischen Abruf

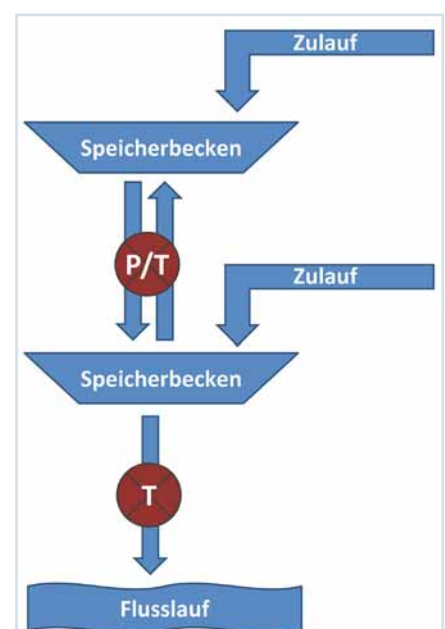


Abb. 2 Beispiel eines Speicherbeckenmodells

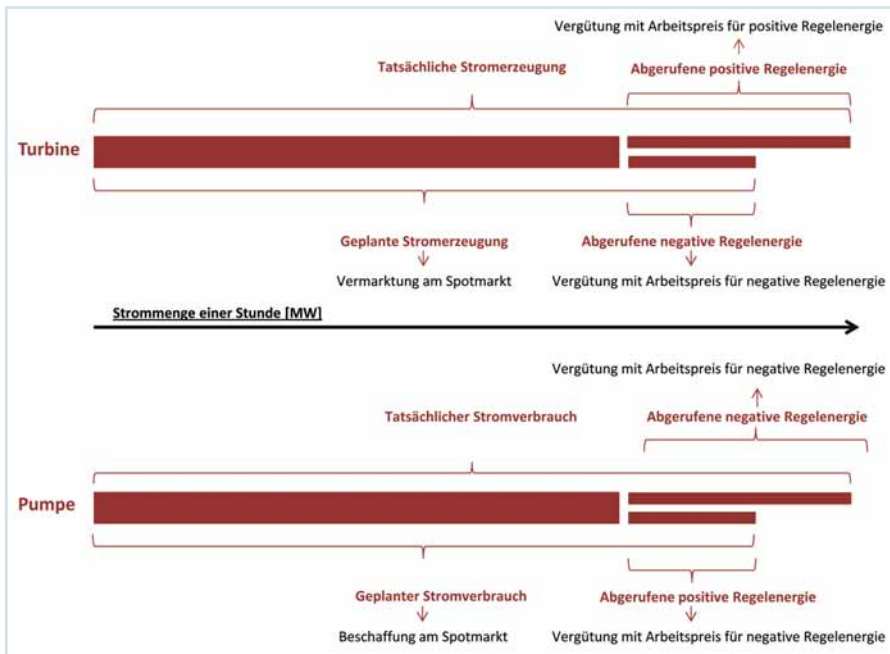


Abb. 3 Zuordnung von Strommengen und Erlösen

Die vorgegebenen Abrufwahrscheinlichkeiten bestimmen zwar letztlich die physisch erzeugte Strommenge, das tatsächlich bewegte Wasservolumen und die Arbeitspreiszahlungen. Für die Einhaltung der technischen und hydraulischen Rahmenbedingung ist allerdings die zu optimierende Vorhaltung von Regelleistung entscheidend. Es muss also sichergestellt werden, dass im Extremfall auch 100 % der vermarkteten Leistung abgerufen werden kann.

Pumpspeicherkraftwerke können bei Abruf von Regelleistung viel flexibler reagieren als thermische Kraftwerke, da negative Regelleistung sowohl durch ein Anfahren der Pumpe als auch durch ein Herunterfahren der Turbine erbracht und umgekehrt positive Regelleistung durch Anfahren der Turbine oder durch Herunterfahren der Pumpe erzeugt werden. Jedoch ist die fortdauernde Leistungserbringung durch die hydraulischen Restriktionen von Speichervolumen und Wassermengen begrenzt.

des jeweiligen Produktes eines Pumpspeichers der betrachteten Regelzone entsprechen. Variante zwei nutzt ebenfalls den durchschnittlichen historischen Abruf. Dieser wird jedoch als konstante Abrufwahrscheinlichkeit in jeder Stunde des Gebotszeitraumes interpretiert. Im hier vorgestellten Modell wurde diese zweite

Möglichkeit gewählt, denn die aus Variante eins resultierende zusätzliche Überlagerung von Spotpreisprognose und Regelleistungspreisprognose mit einer nicht korrelierten Mengenabrufprognose führt nicht zu einem Zugewinn an Informationen, erschwert die Ergebnisinterpretation jedoch erheblich.

Es genügt also nicht, wie bei einem thermischen Kraftwerk durch einfache Kapazitätsgleichungen die verkaufte Regelleistung in den Aggregaten freizuhalten, sondern es muss zusätzlich sichergestellt sein, dass im kompletten Gebotszeitraum ausreichend Wasser über die Turbine fließen kann. Gibt es ein Unterbecken mit begrenztem Volumen, muss außerdem dessen Füllstand noch um die entsprechende Wassermenge angehoben werden können. Kann die abgerufene positive Regelleistung allerdings auch durch ein Abschalten der Pumpe erbracht werden, hat dies keinen Einfluss auf die Füllstände der Speicherbecken.

Die beiden oberen Grafiken in Abb. 4 stellen dies noch einmal dar. Der Fall der notwendigen Wasser- und Volumenvorhaltung für die Bereitstellung von negativer Regelleistung durch die Pumpe ist in den unteren Grafiken dargestellt. Jedes Kästchen repräsentiert die Wassermenge bzw. das freie Beckenvolumen, das für die vollständige Erbringung der verkauften Regelleistung in einer Stunde notwendig ist. Von den Erwartungen und der Risikobereitschaft des Investors ist es abhängig, für wie viele Stunden diese hundertprozentige Arbeitsfähigkeit des Pumpspeichers am Regelleistungsmarkt im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung unterstellt wird.

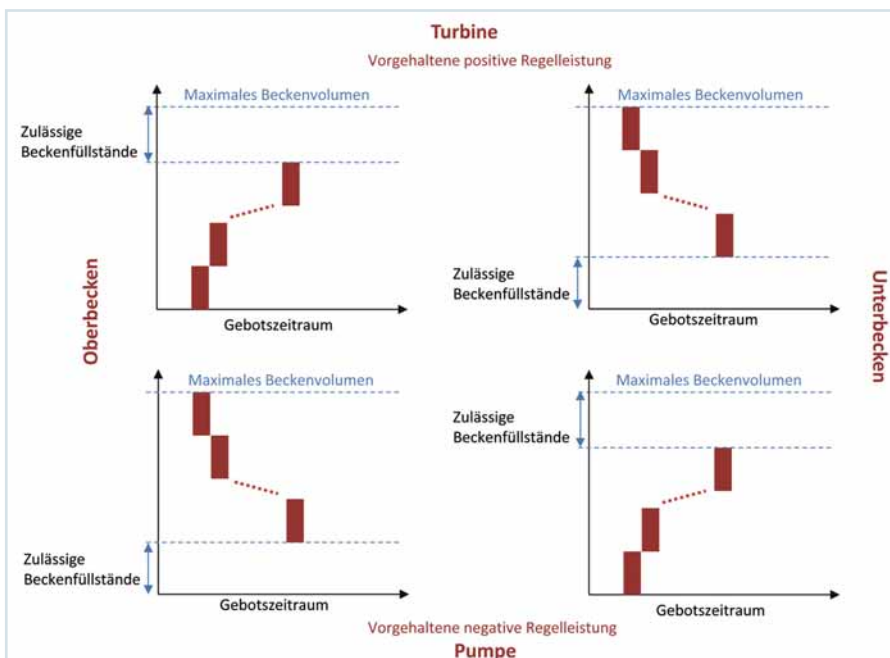


Abb. 4 Beispiele für vorgehaltene Regelleistung

Die Erfüllbarkeit der technischen und hydraulischen Nebenbedingungen der Speicherbecken bei gleichzeitiger Regelenergievermarktung ist ein Gesichtspunkt der Betrachtung. Für die verwendeten Aggregate gelten selbstverständlich ebenfalls entsprechende im Modell abzubildende Randbedingungen.

Wird die Regelleistung durch die Pumpe bereitgestellt, ist darauf zu achten, dass vorgehaltene negative Leistung die nutzbare Leistung der Pumpe herabsenkt und die Anlage auch ohne abgerufene negative Regelenergie über der Mindestlast fahren muss. Weiterhin muss die Pumpe bei Bedarf um die vorgehaltene positive Regelleistung heruntergefahren werden können, was bedeutet, dass der geplante Stromverbrauch mindestens um diese Leistung über der Mindestleistung liegen muss. Die Differenz aus Leistung und Mindestleistung der Pumpe ergibt eine technische Schranke für die vorgehaltene Regelleistung.

Wird die Regelenergie durch die Turbine bereitgestellt, muss beachtet werden, dass diese bei Bedarf um die vorgehaltene positive Regelleistung hochgefahren werden kann. Das bedeutet, dass die geplante Stromerzeugung unter der maximalen Leistung der Turbine liegen muss. Die Turbine muss auf Mindestlast fahren, auch im Fall, dass keine positive Regelenergie abgerufen wird und sie muss bei Bedarf auch noch um die vorgehaltene negative Regelleistung heruntergefahren werden können. Auch hier ergibt sich aus der Differenz von Leistung und Mindestleistung eine technische Schranke für die vermarktete Regelenergieleistung.

Weitere wichtige Randbedingungen

Neben den technischen Schranken verfügt das Modell auch über ökonomische Schranken. Diese exogen vorgegebenen Parameter begrenzen die Leistung, die dem Regelenergiemarkt maximal durch das Modell zur Verfügung gestellt werden kann. Nicht alles, was technisch möglich ist, ist auch ökonomisch praktikabel. Für eine korrekte Bewertung eines Pumpspeicherkraftwerkes ist es wichtig, welcher Anteil der Kraftwerksleistung realistisch regelmäßig am

Regelenergiemarkt platziert und wie viel Kraftwerksleistung im eigenen Portfolio besichert werden kann.

Ein nicht zu unterschätzender Aspekt bei der Anwendung komplexer Optimierungsmodelle ist deren Performance. Nicht jedes formulierbare Modell ist letztendlich auch in akzeptabler Zeit lösbar. Beim hier vorgestellten Modellansatz erhöhen sich die Lösungszeiten insbesondere durch den Einsatz von Aggregaten mit nennenswerten Mindestleistungen. Bei einem aktuellen Server mit 24 Prozessoren und 96 GB Arbeitsspeicher werden pro stündlich aufgelöstem Modelljahr etwa 30 bis 120 Minuten Lösungszeit veranschlagt.

Technik und Energiewirtschaft in Einklang bringen

Die Entwicklung und Anwendung eines Optimierungsmodells für den Kraftwerkseinsatz, wie es im vorliegenden Beitrag vorgestellt wurde, ist jedoch nicht alles. Die eigentliche Herausforderung bei der Bewertung eines Pumpspeichers besteht darin, elektrotechnische, hydraulische und modelltechnische Fragestellungen einerseits, mit einer fundierten Einschätzung von Märkten und Energiewirtschaft andererseits in Einklang zu bringen. Erst auf dieser Basis kann ein Investor entscheiden und agieren.

M. Bartelt und N. Heitmann, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
martin.bartelt@bet-aachen.de
nina.heitmann@bet-aachen.de