

Simulation von lastglättendem und preisbasiertem Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke

Christoph Fraunholz¹, Dogan Keles, Wolf Fichtner

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Hertzstr. 16, D-76187 Karlsruhe, +49 721 608 44668, christoph.fraunholz@kit.edu, <http://www.iip.kit.edu>

Kurzfassung:

Um die fluktuierende Stromerzeugung durch hohe Anteile erneuerbarer Energien auszugleichen, werden zukünftig in großem Maßstab Speichertechnologien benötigt. Gegenwärtig häufen sich jedoch Berichte über den Abbruch von geplanten Pumpspeicher-Neubauprojekten. Ein wichtiger Grund hierfür ist die vermehrte Einspeisung von PV- und Windstrom, die zu veränderten Verläufen der Residuallast führt. Durch den Wegfall der mittäglichen Preisspitze und sinkende Tag-Nacht-Preisunterschiede wird das klassische Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken in Frage gestellt.

In diesem Beitrag wird der am Markt beobachtbare Pumpspeichereinsatz einem simulierten lastglättenden Einsatz und einem simulierten preisbasierten Einsatz gegenübergestellt, um zu ermitteln, welche dieser beiden Strategien den realen Einsatz in Deutschland besser erklärt.

Bei Betrachtung des über alle Tage des Simulationsjahres 2015 gemittelten stündlichen Einsatzes der deutschen Pumpspeicherkraftwerke zeigt sich, dass der simulierte preisbasierte Einsatz den generellen Verlauf des realen Einsatzes in allen Jahreszeiten gut nachbildet. Der lastglättende Einsatz übersteigt dagegen insbesondere in den Mittags- und Abendstunden im Sommer den realen Einsatz signifikant. Auch eine Analyse der kumulierten Jahresenergiemengen für Pump- und Turbinenbetrieb zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen dem realen und simulierten preisbasierten Einsatz, während der simulierte lastglättende Einsatz zu deutlich größeren Energiemengen führt. Demnach sind die gegenwärtigen Marktbedingungen offenbar nicht geeignet, um das theoretische Potential zur Lastglättung vollständig auszuschöpfen.

Keywords: Pumpspeicher, Einsatzplanung, Lastglättung, Heuristik

¹ Jungautor

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Um die fluktuierende Stromerzeugung durch hohe Anteile erneuerbarer Energien auszugleichen, werden zukünftig in großem Maßstab Speichertechnologien benötigt [1, 2]. Gegenwärtig häufen sich jedoch Berichte über den Abbruch von geplanten Pumpspeicher-Neubauprojekten [3–5]. Ein wichtiger Grund hierfür ist die vermehrte Einspeisung von PV- und Windstrom, die zu veränderten Verläufen der Residuallast führt. Durch den sich daraus ergebenden Wegfall der mittäglichen Preisspitze und sinkende Tag-Nacht-Preisunterschiede wird das klassische Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken in Frage gestellt. Dargestellt ist dieser Sachverhalt in Abbildung 1, welche die Entwicklung der jährlich gemittelten deutschen Day-Ahead-Strompreise zwischen 2011 und 2015 zeigt. Deutlich zu erkennen ist ein genereller Rückgang der Preise um durchschnittlich fast 20 €/MWh. Weiterhin zeigt sich, dass die Hochpreiszeitfenster einen deutlich höheren Preisrückgang aufweisen als die Niedrigpreiszeitfenster. Während in den Mittagsstunden Preisrückgänge von bis zu 26 €/MWh zwischen 2011 und 2015 vorliegen, fallen diese in den typischerweise zur Beladung genutzten Nachtstunden mit teilweise nur knapp 14 €/MWh deutlich geringer aus.

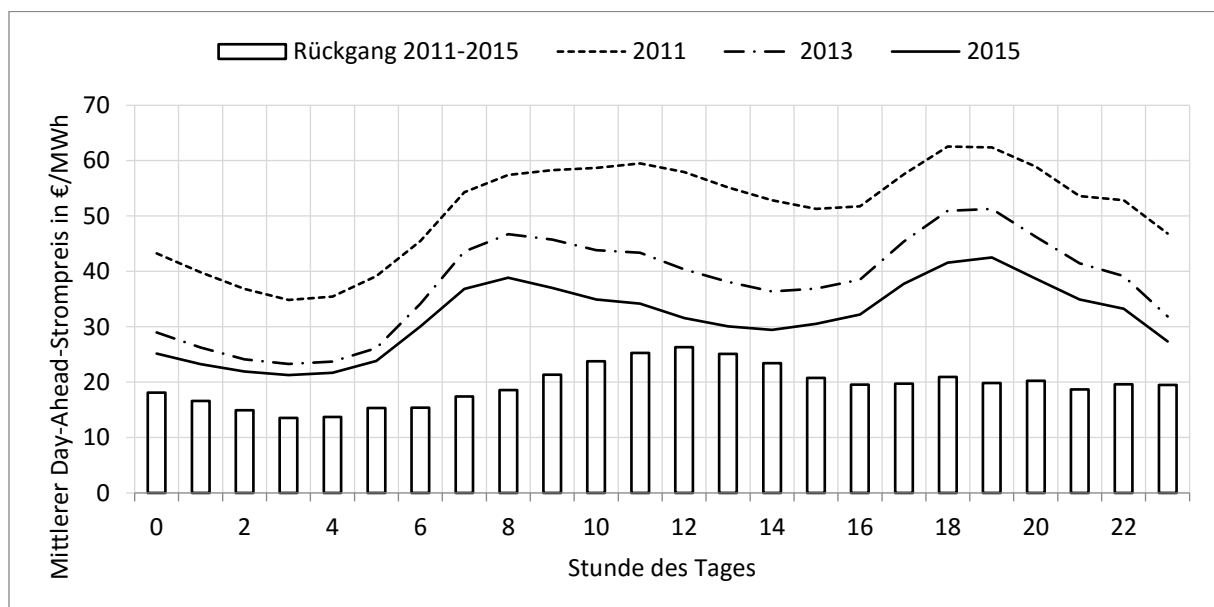


Abbildung 1: Entwicklung der jährlich gemittelten deutschen Day-Ahead-Strompreise zwischen 2011 und 2015 [Eigene Auswertung von Daten aus [6]]

In Anbetracht dieser Entwicklungen stellt sich die Frage, ob deutsche Pumpspeicherkraftwerke ihr Potential zur Lastglättung gegenwärtig ausschöpfen oder vielmehr aufgrund der geringen zu erzielenden Erträge weitaus weniger als technisch möglich eingesetzt werden. Der am Markt beobachtbare Pumpspeichereinsatz soll daher in diesem Beitrag einem simulierten lastglättenden sowie preisbasierten Einsatz gegenübergestellt werden, um zu ermitteln, welche dieser beiden Strategien den realen Einsatz in Deutschland besser erklärt.

2 Literaturüberblick

Zur Einsatzplanung von Pumpspeicherkraftwerken existieren bereits zahlreiche Veröffentlichungen. Im Folgenden soll lediglich ein kurzer Überblick besonders relevanter Literatur gegeben werden, der keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Pumpspeicher können entweder als Preisnehmer oder Preissetzer angesehen werden. Weiterhin unterscheiden sich die bisherigen Veröffentlichungen hinsichtlich des Betrachtungszeitraums, der von Minuten bis hin zu Jahrzehnten reicht. Eine Übersicht über zahlreiche Modellierungsansätze für optimale Bietstrategien von Wasserkraftwerken findet sich in [7]. Typischerweise wird in den verwendeten Modellen der Einsatz mit dem Ziel der Profitmaximierung optimiert.

In [8] und [9] wird analysiert, welchen Einfluss Marktmacht auf den Einsatz von Pumpspeichern nimmt. Die Autoren kommen jeweils zu dem Ergebnis, dass bei Vorliegen von Marktmacht der Speichereigentümer der Einsatz der Speicher signifikant sinkt. Für den deutschen Fall zeigt sich jedoch in [9], dass Pumpspeicherkraftwerke offenbar nicht zur Ausübung von Marktmacht genutzt werden, da die Speicherkapazitäten auf mehrere Eigentümer verteilt sind, die sich in einem Gefangenendilemma befinden.

Ähnlich wie im vorliegenden Beitrag werden in [10] anhand von realen Stundenwerten der Last, Windeinspeisung und Preise des Jahres 2008 ein preisbasierter sowie lastglättender Einsatz des geplanten Pumpspeicherkraftwerks in Atdorf simuliert und verglichen. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass beide Einsatzstrategien aufgrund des positiven Zusammenhangs zwischen Residuallast und Börsenstrompreis zu ähnlichen Ergebnissen führen.

Die Integration eines linearen profitmaximierenden Optimierungsansatzes in das agentenbasierte Strommarktsimulationsmodell PowerACE [11] wird in [12] beschrieben. Die im Rahmen dieses Beitrags entwickelte Heuristik soll perspektivisch ebenfalls in PowerACE integriert werden, um gegenüber dem Optimierungsansatz Rechenzeit einzusparen.

3 Methodische Vorgehensweise

Unter Nutzung von Charakteristika der Pumpspeicherkraftwerke, stündlichen Nachfragedaten, Einspeisezeitreihen für Wind und Photovoltaik sowie Preisdaten des Day-Ahead-Markts erfolgt eine heuristische Einsatzoptimierung der Pumpspeicherkraftwerke. Der grundlegende Ablauf der Heuristik ist in Abbildung 2 dargestellt. Zu Beginn werden die Daten der Pumpspeicherkraftwerke eingelesen. Die einzelnen Pumpspeicherkraftwerke werden nun für jeden Tag des Betrachtungszeitraums nach absteigendem Jahr der Inbetriebnahme nacheinander betrachtet. Dabei wird jeweils zunächst basierend auf einer Prognose der Residuallast bzw. der Preise eine vorläufige Einsatzplanung, also ein stündlicher Einsatz, bestimmt. Sofern dieser vorläufige Einsatz die Restriktion des Speichervolumens verletzen würde (Über- oder Leerlauf), erfolgt eine iterative Korrektur des Pump- bzw. Turbineneinsatzes. Anschließend wird die Prognose der Residuallast bzw. der Preise angepasst und mit dem nächsten Pumpspeicherkraftwerk analog verfahren, bis alle Kraftwerke eingesetzt wurden. Dieser Vorgang wird für alle Tage des Betrachtungszeitraums wiederholt, wobei jeweils der Speicherfüllstand jedes einzelnen Kraftwerks am Tagesende als Füllstand am Beginn des nächsten Tages übergeben wird. Details zur Prognose der Residuallast bzw. der Preise, der Ermittlung der vorläufigen Einsatzplanung und der Korrektur von Über- und Leerlauf werden getrennt für den lastglättenden und preisbasierten Einsatz im Folgenden beschrieben.

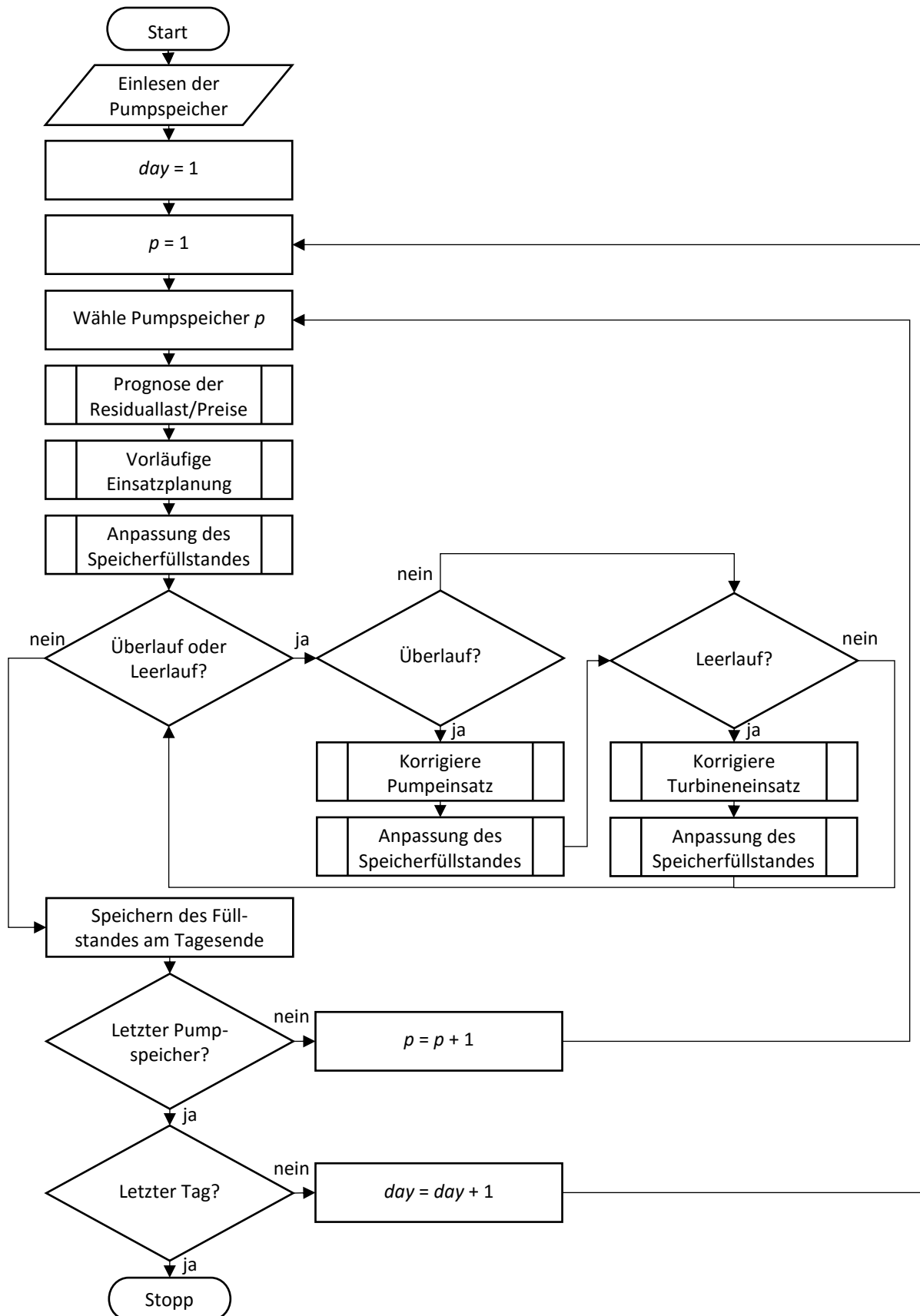


Abbildung 2: Ablaufplan der heuristischen Optimierung des Pumpspeichereinsatzes

3.1 Lastglättender Einsatz

Die Vorgehensweise zur Bestimmung des lastglättenden Einsatzes wird für jeden Tag des Betrachtungszeitraums analog durchgeführt. Aus Gründen der Lesbarkeit wird in den folgenden Formeln jedoch auf den entsprechenden Index *day* verzichtet.

Um den lastglättenden Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks p zu ermitteln, wird eine Prognose der Residuallast $resLoad_p(h)$ für jede Stunde h des Optimierungszeitraums erstellt, die sich vereinfacht als Differenz aus Gesamtnachfrage $demand(h)$ und PV-Einspeisung $pvInfeed(h)$ sowie Windeinspeisung $windInfeed(h)$ in Stunde h berechnet. Weiterhin wird der stündliche Einsatz $operation_i(h)$ der bereits betrachteten Pumpspeicherkraftwerke, also $i < p$ (vgl. Abbildung 2), in die Prognose einbezogen. Negative Werte von $operation_i(h)$ bedeuten dabei Turbineneinsatz und positive Werte Pumpeinsatz.

$$resLoad_p(h) = demand(h) - pvInfeed(h) - windInfeed(h) + \sum_{i < p} operation_i(h) \quad \forall h \quad (1)$$

Ziel des Algorithmus ist es nun, die Residuallast $resLoad_p(h)$ jeder Stunde durch entsprechenden Pump- bzw. Turbineneinsatz an die mittlere Residuallast des Optimierungszeitraums $\overline{resLoad_p} = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H resLoad_p(h)$ anzunähern. Hierfür wird zunächst eine vorläufige Einsatzplanung $operation_p^*(h)$ für jede Stunde des Optimierungszeitraums ermittelt, die sich als Minimum aus der Abweichung der stündlichen Residuallast von der mittleren Residuallast und der maximalen Pumpleistung $pumpCap_p$ bzw. Turbinenleistung $turbineCap_p$ ergibt:

$$operation_p^*(h) = \begin{cases} -\min(resLoad_p(h) - \overline{resLoad_p}, turbineCap_p) & \text{falls } resLoad_p(h) > \overline{resLoad_p} \\ +\min(\overline{resLoad_p} - resLoad_p(h), pumpCap_p) & \text{falls } resLoad_p(h) < \overline{resLoad_p} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \forall h \quad (2)$$

Anschließend werden, basierend auf der vorläufigen Einsatzplanung und unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades, die vorläufigen Speicherfüllstände für jede Stunde berechnet. Tritt ein Über- bzw. Leerlauf des Speichers auf, so erfolgt eine Korrektur des geplanten Pump- bzw. Turbineneinsatzes, die am Beispiel eines Leerlaufs erläutert werden soll:

1. Ermittlung des niedrigsten negativen Speicherfüllstandes $maxUnderflow$ und der zugehörigen Stunde h^- . Die Menge $\mathbf{H}^- = \{h \mid 0 < h \leq h^- \wedge operation_p^*(h) < 0\}$ enthält alle Stunden vor Erreichen des niedrigsten Speicherfüllstandes, in denen turbiniert wird. Die Mächtigkeit $|\mathbf{H}^-|$ entspricht der Anzahl dieser Stunden.
2. Berechnung des jeweiligen Abstandes $\Delta maxLoad_p(h)$ der stündlichen Residuallast $resLoad_p(h)$ von der Maximallast in den Stunden $h \in \mathbf{H}^-$. Je größer $\Delta maxLoad_p(h)$ in einer Stunde $h \in \mathbf{H}^-$ ist, desto weniger sollte der Turbineneinsatz in dieser Stunde reduziert werden, um eine bestmögliche Lastglättung zu erreichen.

$$\Delta maxLoad_p(h) = \max_{x \in \mathbf{H}^-} (resLoad_p(x)) - resLoad_p(h) \quad \forall h \in \mathbf{H}^- \quad (3)$$

3. Bildung von stündlichen Skalierungsfaktoren $scale(h)$ für alle Stunden $h \in \mathbf{H}^-$ basierend auf den Lastabständen $\Delta maxLoad_p(h)$. Für den Fall gleicher Lastabstände $\Delta maxLoad_p(h)$ in allen Stunden $h \in \mathbf{H}^-$ wird gleichverteilt skaliert. Dieser Fall ist nach Gleichung (3) gleichbedeutend mit $\Delta maxLoad_p(h) = 0 \forall h \in \mathbf{H}^-$.

$$scale(h) = \begin{cases} 1/|\mathbf{H}^-| & \text{falls } \Delta maxLoad_p(h) = 0 \forall h \in \mathbf{H}^- \\ \Delta maxLoad_p(h) / \sum_{x \in \mathbf{H}^-} \Delta maxLoad_p(x) & \text{sonst} \end{cases} \quad (4)$$

$\forall h \in \mathbf{H}^-$

4. Korrektur des stündlichen Turbineneinsatzes für alle Stunden $h \in \mathbf{H}^-$ unter Nutzung der Skalierungsfaktoren $scale(h)$. Je größer $scale(h)$ in einer Stunde $h \in \mathbf{H}^-$ ist, desto stärker wird der vorläufig geplante Turbineneinsatz in dieser Stunde reduziert. Es ergibt sich ein neuer stündlicher Einsatz $operation_p^{**}(h)$. Dabei ist zu beachten, dass der vorab geplante Turbineneinsatz maximal auf null reduziert werden darf, sich also kein Pumpeinsatz statt des Turbineneinsatzes ergeben darf.

$$operation_p^{**}(h) = \min(operation_p^*(h) + scale(h) \cdot maxUnderflow, 0) \quad \forall h \in \mathbf{H}^- \quad (5)$$

5. Erneute Überprüfung auf Über- oder Leerlauf des Speichers und ggf. entsprechende Korrektur. Sind alle Über- oder Leerläufe korrigiert, so liegt ein zulässiger stündlicher Einsatzplan $operation_p(h)$ für das Pumpspeicherkraftwerk vor.

Durch die Nutzung von Skalierungsfaktoren ist gegenüber einer gleichverteilten Skalierung in allen Stunden $h \in \mathbf{H}^-$ sichergestellt, dass die Maximal- und Minimalwerte der Residuallast immer bevorzugt geglättet werden. Erst wenn auch eine Glättung dieser Extremwerte die Speicherrestriktionen verletzen würde, wird der Pump- bzw. Turbinenbetrieb in den entsprechenden Stunden reduziert. Der sich aus dem stündlichen Einsatzplan ergebende Speicherfüllstand am Tagesende wird an den Folgetag übergeben.

3.2 Preisbasierter Einsatz

Auch die Vorgehensweise zur Bestimmung des preisbasierten Einsatzes wird für jeden Tag des Betrachtungszeitraums analog durchgeführt. Aus Gründen der Lesbarkeit wird in den folgenden Formeln erneut auf den entsprechenden Index day verzichtet.

Zur Ermittlung eines deckungsbeitragsmaximierenden Einsatzes der Pumpspeicherkraftwerke sind Informationen über die stündlichen Strompreise nötig. Die Pumpspeicher werden in diesem Beitrag als Preisnehmer angesehen. Es wird also angenommen, dass der Einsatz eines einzelnen Kraftwerks den Preis nicht beeinflusst. Da die einzelnen Kraftwerke in der verwendeten Methodik jedoch nacheinander eingesetzt werden (vgl. Abbildung 2), ist es zweckmäßig, die Preise für jedes weitere Kraftwerk unter Berücksichtigung der bereits eingesetzten Kraftwerke neu zu prognostizieren, um realistische Lastkurven nach Einsatz aller Kraftwerke zu erhalten. Um dies zu realisieren, wird eine einfache lineare Regression auf die realen stündlichen Strompreise $price(h)$ des Jahres 2015 [6] angewandt, wobei als erklärende Variable die reale stündliche Residuallast $resLoad(h)$ gewählt ist. Es ergibt sich folgender geschätzter Zusammenhang, wobei α und β die Regressionskoeffizienten bezeichnen:

$$price = \alpha + \beta \cdot resLoad \quad (6)$$

Für den geschätzten Zusammenhang zwischen Preis und Residuallast gilt demnach $\frac{\partial price}{\partial resLoad} = \beta$. Das Streudiagramm sowie die zugehörige Regressionsgerade sind in Abbildung 3 dargestellt.

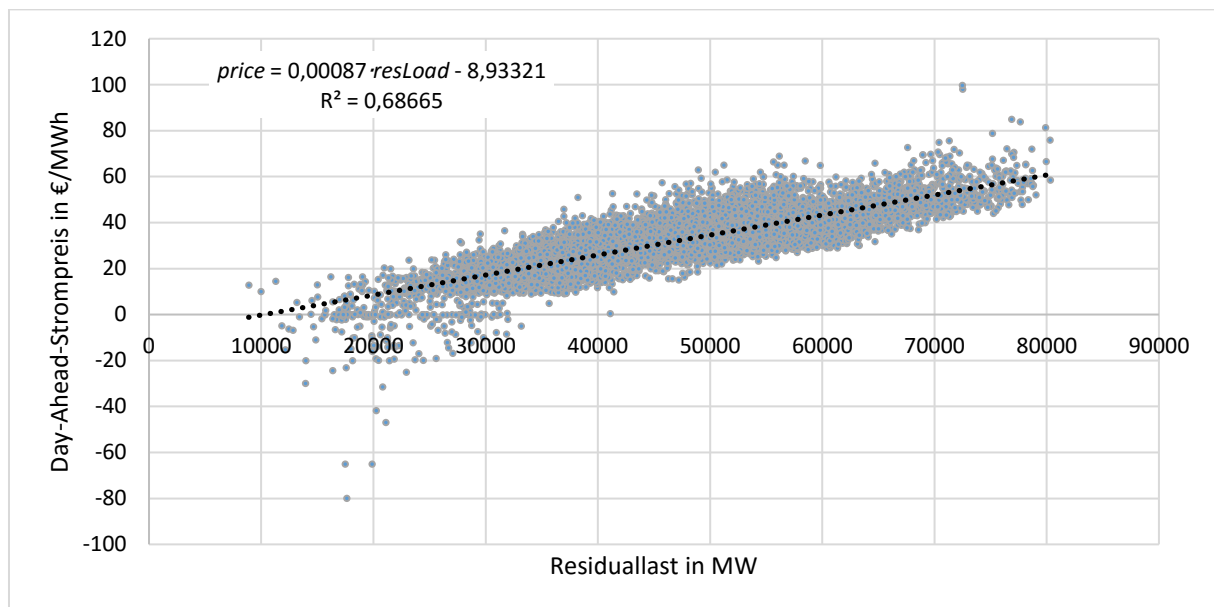


Abbildung 3: Zusammenhang zwischen Day-Ahead-Strompreis und Residuallast für Deutschland im Jahr 2015 [Eigene Auswertung von Daten aus [6]]

Um Effekte wie Anfahrkosten zu berücksichtigen, die nicht im Zusammenhang der linearen Regression enthalten sind, werden die Preise für jeden Pumpspeicher nicht anhand der vollständigen Regressionsgleichung prognostiziert. Stattdessen werden die realen stündlichen Preise $price(h)$ um den Einsatz $operation_i(h)$ der vorher betrachteten Kraftwerke, also $i < p$ (vgl. Abbildung 2), multipliziert mit dem Faktor β korrigiert. Diese Approximation erscheint zweckmäßig, um sowohl die starke Streuung der Strompreise als auch den Einsatz der bereits betrachteten Kraftwerke gleichermaßen berücksichtigen zu können. Für das p -te Pumpspeicherkraftwerk ergibt sich folgende Preisprognose:

$$price_p(h) = price(h) + \beta \cdot \sum_{i < p} operation_i(h) \quad \forall h \quad (7)$$

Basierend auf der Preisprognose werden Preisgrenzen $price_{p,low}$ und $price_{p,high}$ ermittelt, bis zu denen ein Pump- bzw. Turbinenbetrieb wirtschaftlich sinnvoll ist. Hierfür erfolgt zunächst eine aufsteigende Sortierung aller stündlichen Preise $price_p(h)$ für den Optimierungszeitraum. Beginnend mit dem höchsten und niedrigsten Preis werden solange Preispaare verglichen, bis das Wirtschaftlichkeitskriterium nicht mehr erfüllt ist. Ein profitabler Betrieb ist möglich, wenn das Verhältnis aus $price_{p,high}$ und $price_{p,low}$ die Verluste durch den Wirkungsgrad η_p des Pumpspeicherkraftwerkes p kompensieren kann:

$$\frac{price_{p,low}}{price_{p,high}} \leq \eta_p \quad (8)$$

Ähnlich wie beim lastglättenden Einsatz wird nun zunächst eine vorläufige Einsatzplanung $operation_p^*(h)$ des Pumpspeicherkraftwerkes p für jede Stunde des Optimierungszeitraums bestimmt, wobei in allen Stunden mit Preisen $price_p(h) \geq price_{p,high}$ Turbineneinsatz mit

voller Leistung und in allen Stunden mit Preisen $price_p(h) \leq price_{p,low}$ Pumpeinsatz mit voller Leistung erfolgt:

$$operation_p^*(h) = \begin{cases} -turbineCap_p & \text{falls } price_p(h) \geq price_{p,high} \\ +pumpCap_p & \text{falls } price_p(h) \leq price_{p,low} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (9)$$

$\forall h$

Die Korrektur von Über- und Leerläufen, welche sich möglicherweise aus der vorläufigen Einsatzplanung ergeben, erfolgt analog zur Vorgehensweise beim lastglättenden Einsatz. Statt der stündlichen Residuallast wird jedoch der stündliche Preis als Kriterium für die Bildung von Skalierungsfaktoren herangezogen. Auch hier soll dadurch sichergestellt werden, dass in Stunden mit den höchsten bzw. niedrigsten Preisen der Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks bevorzugt erfolgt und zunächst in Stunden mit weniger extremen Preisen der Einsatz reduziert wird. Sind alle Über- oder Leerläufe korrigiert, so liegt wie beim lastglättenden Einsatz ein zulässiger Einsatzplan für das Pumpspeicherkraftwerk vor. Der sich daraus ergebende Speicherfüllstand am Tagesende wird wiederum an den Folgetag übergeben.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Datenbasis und Modellannahmen

Für die vorliegende Untersuchung kommt eine aktuelle Datenbank der deutschen Pumpspeicherkraftwerke [13] zum Einsatz, welche insbesondere die maximale Pump- und Turbinenleistung sowie das zur Verfügung stehende Volumen der Speicherbecken und den natürlichen Zufluss enthält. Kaskadenschaltungen sind nicht explizit berücksichtigt. Stattdessen werden über Kaskaden verbundene Pumpen, Turbinen und Speicherbecken aggregiert und als ein einzelnes Pumpspeicherkraftwerk modelliert. Der Systemwirkungsgrad, also das Verhältnis von erzeugtem Strom zu verbrauchtem Strom ohne Berücksichtigung des natürlichen Zuflusses, wird aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit pauschal als $\eta = 70\%$ angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass jeweils nur 50% der Pump- und Turbinenleistung für den Day-Ahead-Markt zur Verfügung stehen, während die verbleibenden 50% für Systemdienstleistungen genutzt werden.

Neben den Kraftwerkscharakteristika werden stündliche Nachfragedaten, Einspeisezeitreihen für Wind und Photovoltaik, aggregierte Einsatzdaten der Pumpspeicherkraftwerke sowie reale Preisdaten des Day-Ahead-Markts von 2015 verwendet [6, 14].

4.2 Vergleich der Einsatzstrategien

Basierend auf diesen Eingangsdaten wird eine lastglättende und preisbasierte Einsatzoptimierung unter Nutzung der in Kap. 3 beschriebenen Heuristik durchgeführt. Die Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

In Abbildung 4 ist für das Simulationsjahr 2015 nach Sommer und Winter aufgeschlüsselt der über alle Tage gemittelte stündliche Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke aufgetragen. Die Übergangszeit ist aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt. Positive Werte entsprechen Pumpeinsatz und negative Werte Turbineneinsatz. Zu erkennen

ist, dass der simulierte preisbasierte Einsatz (priceBasedOperation) den generellen Verlauf des realen Einsatzes (realOperation) gut nachbildet. Der lastglättende Einsatz (loadSmoothingOperation) übersteigt dagegen insbesondere in den Mittags- und Abendstunden im Sommer den realen Einsatz signifikant.

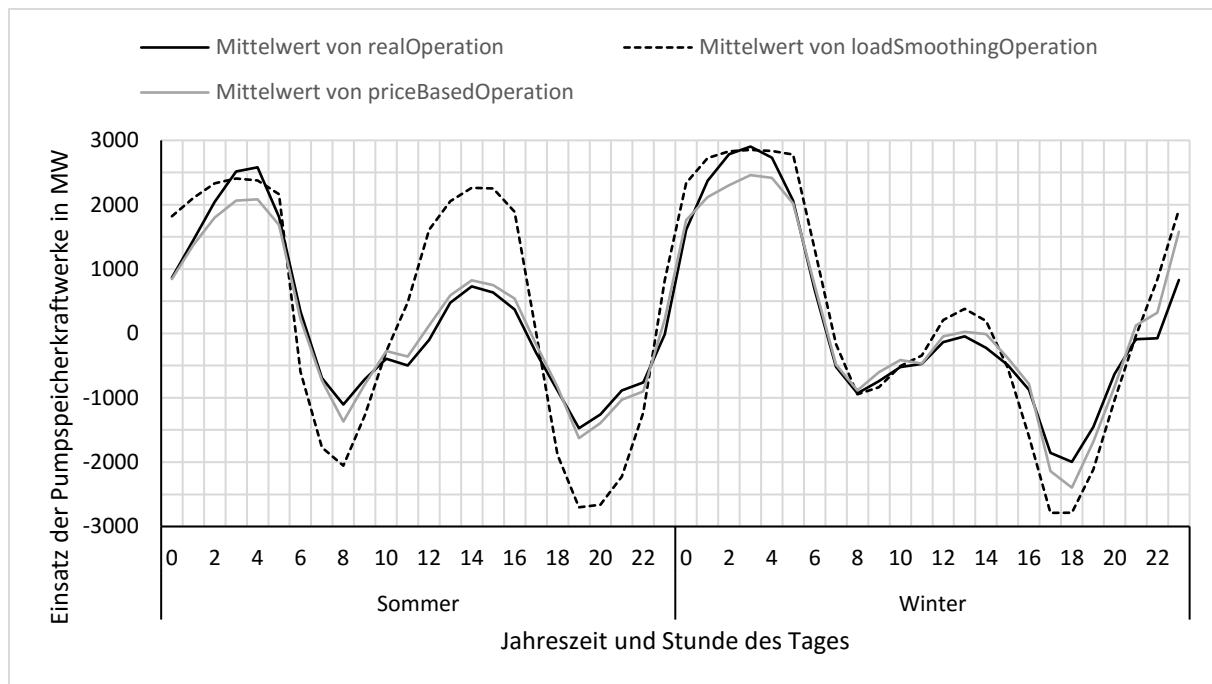


Abbildung 4: Gemittelter stündlicher Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke im Jahr 2015 (positiv = Pumpeinsatz, negativ = Turbineneinsatz) [Eigene Auswertung mit Daten aus [14]]

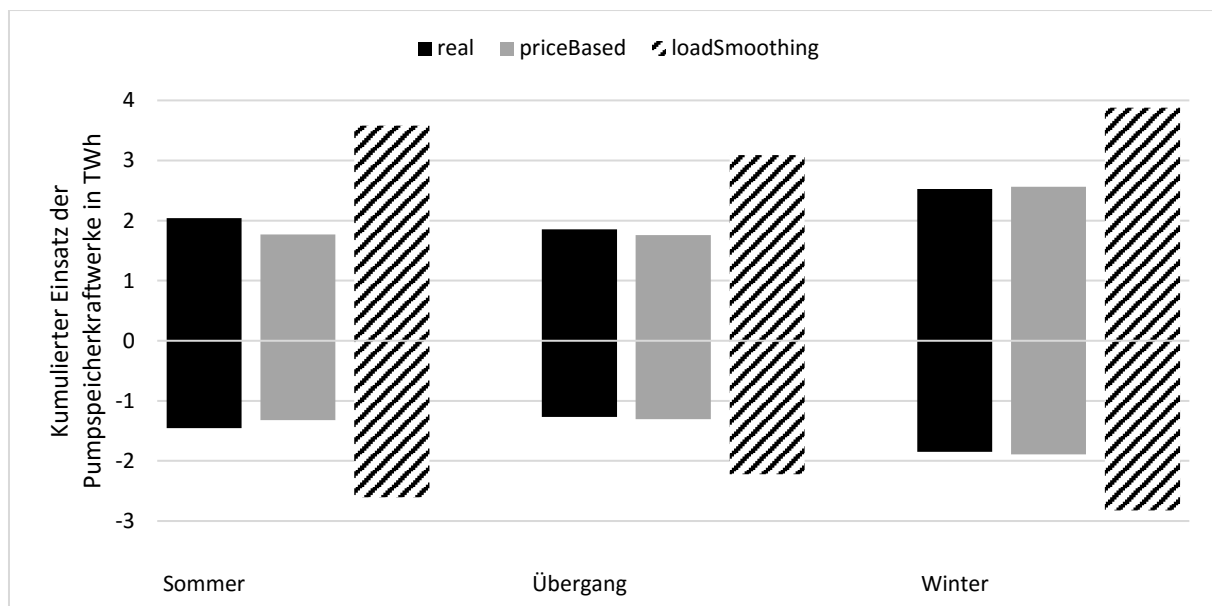


Abbildung 5: Kumulierter Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke im Jahr 2015 nach Jahreszeit (positiv = Pumpeinsatz, negativ = Turbineneinsatz) [Eigene Auswertung mit Daten aus [14]]

Das gleiche Bild zeichnet sich bei Betrachtung der kumulierten Jahresenergiemengen für Pump- und Turbinenbetrieb ab. Abbildung 5 stellt diese Energiemengen aufgeschlüsselt nach Jahreszeit für den realen (real), simulierten preisbasierten (priceBased) und simulierten lastglättenden (loadSmoothing) Einsatz dar. Die positiven Werte entsprechen dem kumulierten

Pumpeinsatz und die negativen Werte dem kumulierten Turbineneinsatz. In allen drei Jahreszeiten liegen der reale und der simulierte preisbasierte Einsatz sehr nah beieinander, während der simulierte lastglättende Einsatz zu deutlich größeren Energiemengen führt.

Diese Ergebnisse legen die Schlussfolgerung nahe, dass die gegenwärtigen Marktbedingungen nicht geeignet sind, um das theoretische Potential der deutschen Pumpspeicherkraftwerke zur Lastglättung vollständig auszuschöpfen. Weiterhin deutet die gute Übereinstimmung des realen und simulierten preisbasierten Einsatzes auf aggregierter Ebene darauf hin, dass den Betreibern der Pumpspeicherkraftwerke gute Preisprognosen zur Verfügung stehen.

Am Tag der stündlichen Jahreshöchstlast (20. Januar 2015) wird deutlich, welchen Effekt ein lastglättender Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke hätte. In Abbildung 6 ist für einige Stunden des 20. Januar 2015 der Verlauf der Residuallast vor Einsatz der Pumpspeicher (residualLoad) sowie nach realem Einsatz (realLoadAfterStorage), simuliertem preisbasiertem Einsatz (priceBasedLoadAfterStorage) und simuliertem lastglättendem Einsatz (loadSmoothingLoadAfterStorage) dargestellt. Die Höchstlast in Stunde 17 könnte durch den lastglättenden Einsatz um etwa 1 GW gegenüber dem realen bzw. preisbasierten Einsatz reduziert werden. Aus kurzfristiger Perspektive wäre eine solche stärkere Lastglättung mit Blick auf die Versorgungssicherheit wünschenswert. Unklar ist jedoch, ob sich aufgrund der dadurch sinkenden Preisspitzen und daraus möglicherweise fehlenden Investitionsanreizen für neue Erzeugungskapazitäten langfristig Probleme ergeben.

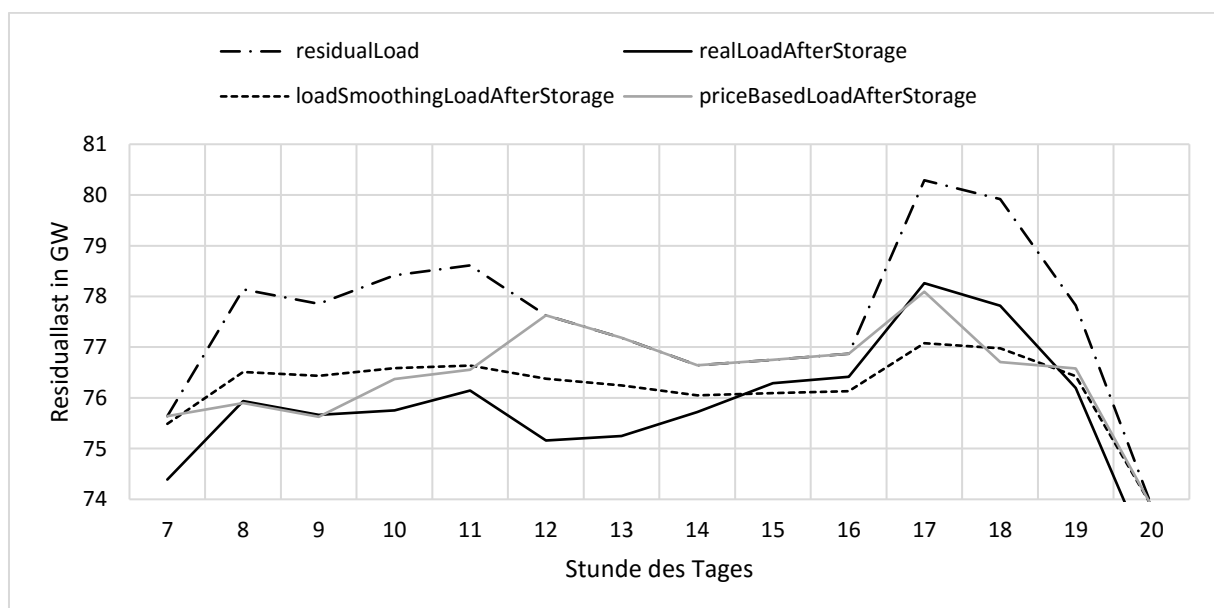


Abbildung 6: Stündlicher Verlauf der deutschen Residuallast am 20. Februar 2015 vor und nach Pumpspeichereinsatz [Eigene Auswertung mit Daten aus [14]]

5 Zusammenfassung, kritische Diskussion und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurde eine Heuristik entwickelt, um preisbasierten sowie lastglättenden Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke zu simulieren. Die simulierten Einsatzwerte wurden dem realen am Markt beobachtbaren Einsatz gegenübergestellt. Dabei zeigte sich, dass der preisbasierte Einsatz sowohl den durchschnittlichen Tagesverlauf des realen Einsatzes als auch die absoluten kumulierten Energiemengen im Pump- und

Turbinenbetrieb gut nachbilden kann. Der lastglättende Einsatz überschätzt dagegen den realen Einsatz deutlich und führt zu wesentlich mehr Pump- und Turbinenbetrieb. Diese Ergebnisse gelten im Simulationsjahr 2015 für jede der drei Jahreszeiten (Sommer, Übergang, Winter).

Hinsichtlich der Methodik ist kritisch zu hinterfragen, ob die gewählte tägliche Optimierung die reale Einsatzplanung realitätsnah abbildet oder ein rollierender Ansatz geeigneter wäre. Zudem wurde der Einfluss der Einsatzreihenfolge der Pumpspeicherkraftwerke auf die Ergebnisse nicht untersucht. Weiterhin ist es mit der Heuristik in der vorliegenden Form noch nicht möglich, saisonale Speicher zu modellieren, welche in Ländern wie Österreich und der Schweiz eine bedeutende Rolle einnehmen. Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Märkten wurden ebenfalls nur indirekt betrachtet, indem ein fester Anteil der Kapazität als nicht für den Day-Ahead-Markt zur Verfügung stehend angenommen wurde. Dennoch bestätigen die Ergebnisse die Eignung des verwendeten Ansatzes im Rahmen der Fragestellung dieses Beitrags.

Ein lastglättender Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke könnte zu einer weiteren Reduktion der Lastspitzen beitragen und somit aus kurzfristiger Perspektive das Niveau der Versorgungssicherheit erhöhen. Langfristig gesehen kann sich dies jedoch verändern, da sich durch sinkende Preisspitzen möglicherweise fehlende Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazitäten ergeben. Unklar ist weiterhin, welche Konsequenzen der verschiedenen Einsatzstrategien sich ergeben, wenn ein starker Ausbau von erneuerbaren Stromquellen den täglichen Residuallastverlauf weiter verändert. Sollte sich zeigen, dass ein lastglättender Einsatz auch langfristig vorteilhaft für das Energiesystem ist, dann stellt sich zudem die Frage, ob diese Einsatzstrategie beispielsweise durch Kapazitätsmechanismen angereizt werden kann. Diese offenen Fragestellungen sollen daher in Erweiterungen dieses Beitrags untersucht werden.

Literatur

- [1] NIJS, Wouter; SIMOES, Sofia; RUIZ, Pablo; SGOBBI, Alessandra; THIEL, Christian: *Assessing the role of electricity storage in EU28 until 2050*. In: *11th International Conference on the European Energy Market* (2014)
- [2] DENHOLM, Paul; HAND, Maureen: *Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity*. In: *Energy Policy* 39 (2011), Nr. 3, S. 1817–1830
- [3] JANJANIN, Michael; SCHUMANN, Peter: *Pumpspeicher-Projekt zu den Akten gelegt*. URL http://www.swp.de/ulm/lokales/alb_donau/pumpspeicher-projekt-zu-den-akten-gelegt-13312853.html – Überprüfungsdatum 2016-10-25
- [4] VONBERG, Markus: *Aus für bayrischen Pumpspeicher*. URL <http://www.suedkurier.de/region/hochrhein/herrischried/Aus-fuer-bayrischen-Pumpspeicher;art372599,7235978> – Überprüfungsdatum 2016-10-25
- [5] WALHEIM, Petra; DPA: *Geplantes Pumpspeicherkraftwerk im Schwarzwald ist nicht rentabel*. URL <http://www.tagblatt.de/Nachrichten/Geplantes-Pumpspeicherkraftwerk-im-Schwarzwald-ist-nicht-rentabel-85139.html> – Überprüfungsdatum 2016-10-25
- [6] EPEX SPOT: *Marktdaten Day-Ahead Auktion*. URL <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/auction-table> – Überprüfungsdatum 2016-10-28

- [7] STEEGER, Gregory; BARROSO, Luiz Augusto; REBENNACK, Steffen: *Optimal Bidding Strategies for Hydro-Electric Producers: A Literature Survey*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (2014), Nr. 4, S. 1758–1766
- [8] TEIXEIRA, Fabio; DE SOUSA, Jorge; FAIAS, Sergio: *How market power affects the behavior of a pumped storage hydro unit in the day-ahead electricity market?* In: *9th International Conference on the European Energy Market* (2012)
- [9] SCHILL, Wolf-Peter; KEMFERT, Claudia: *Modeling Strategic Electricity Storage: The Case of Pumped Hydro Storage in Germany*. In: *The Energy Journal* 32 (2011), Nr. 3, S. 59–87
- [10] AGRICOLA, Annegret-Cl.; GEIPEL, Manuela; HÖFLICH, Bernd; WEBER, Harald; ZIEMS, Christian; HERMES, Roland; KRAHL, Simon; MEISA, Kerstin; MOSER, Albert: *Analyse der energiewirtschaftlichen Bedeutung des geplanten PSW Atdorf*. Berlin, 2015
- [11] GENOESE, Massimo: *Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation*. 1. Aufl. Baden-Baden: Nomos-Verl.-Ges, 2010
- [12] RINGLER, Philipp; GENOESE, Massimo; FICHTNER, Wolf: *Integration von Optimierverfahren in ein agentenbasiertes Strommarktsimulationsmodell – beispielhaft dargestellt an der Einlastung von Pumpspeicherkraftwerken*. In: *8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien* (2013)
- [13] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste*. URL http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html – Überprüfungsdatum 2016-10-28
- [14] ENTSO-E: *Transparency Platform*. URL <https://transparency.entsoe.eu/> – Überprüfungsdatum 2016-10-28