

EINFLUSS DES OPTIMIERUNGSHORIZONTS IN DER NETZBETRIEBSSIMULATION

Jonas EICKMANN*, Jens D. SPREY*, Tim DREES*, Albert MOSER

IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: +49 241/80-96711
je@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung:

Das deutsche Energieversorgungssystem ist zurzeit von strukturellen Veränderungen geprägt. Die Zunahme dargebotsabhängiger Einspeisungen sowie der schleppende Netzausbau führen vermehrt zu Engpässen im Übertragungsnetz, welche im Rahmen des Netzbetriebs behoben werden müssen. Eine mögliche Kostenreduktion kann hierbei durch den Einsatz von Speichern im Redispatch erreicht werden. In diesem Beitrag wird daher ein Verfahren zur Untersuchung des Einflusses der Speicherteilnahme am Redispatch vorgestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Einsatz von Speichern im Redispatch bereits bei kurzen Optimierungshorizonten sinnvoll ist.

Keywords: SCOPF, Speicher, Netzbetrieb, Übertragungsnetz, Redispatch, Zeitkopplung

1 Hintergrund und Motivation

Aufgrund der europäischen Klimaschutzziele sowie der deutschen Zielsetzungen schreitet der Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien an lastfernen Standorten voran und wird nach dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung bis 2050 weiter stark zunehmen. Gleichzeitig wurde in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen. Dieser strukturelle Wandel des Energieversorgungssystems hat zur Folge, dass die Netzstruktur den Anforderungen nicht gewachsen ist und angepasst werden muss. Die zunehmend auftretenden Netzengpässe müssen die Übertragungsnetzbetreiber durch Eingriffe in den marktseitig bestimmten Kraftwerkseinsatz, den sog. Redispatch, beheben. Hierbei wird bisher in Deutschland vorrangig in den Fahrplan thermischer Kraftwerke eingegriffen sowie die Einspeisung regenerativer Anlagen reduziert, woraus hohe Kosten für den Redispatch resultieren. Ein Rückgriff auf nahezu grenzkostenfreie hydraulische Kraftwerke ist hierbei denkbar, jedoch weisen diese Kraftwerke neben technischen Restriktionen weitere Abhängigkeiten auf, die durch den marktseitig bestimmten Voreinsatz determiniert sind und bei einem Einsatz im Redispatch berücksichtigt werden müssen.

Im Rahmen dieses Beitrags wird daher ein Verfahren vorgestellt, das eine Integration von Speichern in den Redispatch ermöglicht und somit deren Berücksichtigung bei der Behebung von Netzengpässen erlaubt. Hierzu werden zunächst die entwickelte Untersuchungsmethodik sowie das Verfahren vorgestellt und anschließend anhand einer exemplarischen Untersuchung angewendet.

Der Beitrag wurde im Kontext des geförderten Forschungsprojektes "Innovative tools for future coordinated and stable operation of the pan-European electricity transmission system (UMBRELLA)", unter dem 7. Rahmenprogramm (FP7) der Europäischen Union (Förderkennzeichen 282775) erstellt.

2 Untersuchungsmethodik

Das Ziel des Beitrags ist eine Berücksichtigung von Speichern in der Netzbetriebssimulation zur Behebung von Netzengpässen. Das Engpassmanagement basiert im Rahmen der Netzbetriebssimulation hierbei auf den marktseitig vorgegebenen Einsatzfahrplänen der thermischen und hydraulischen Kraftwerke sowie den knotenscharfen Einspeisungen aus regenerativen Erzeugungsanlagen [1]. Netzseitig werden die technischen Restriktionen und Eigenschaften der Netzbetriebsmittel berücksichtigt.

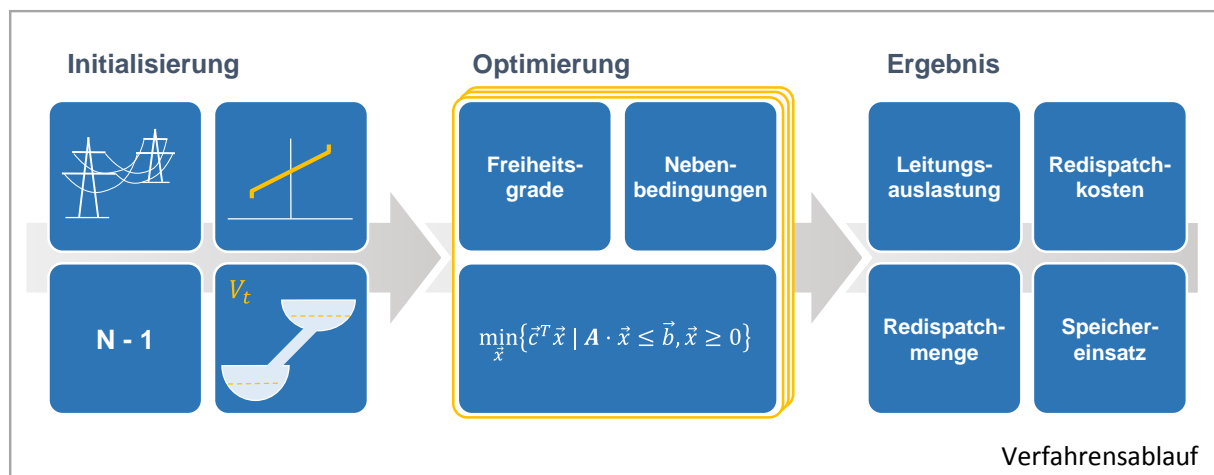


Abbildung 1: Schematischer Verfahrensüberblick

Im Folgenden wird die mathematische Abbildung des Engpassmanagements sowie die Berücksichtigung der entstehenden Zeitkopplungen durch die Speicher genauer vorgestellt.

2.1 SCOPF Formulierung

Zur Untersuchung der beschriebenen Problemstellung muss das kurzfristige Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in einer Simulation abgebildet werden. Die Modellierung der Maßnahmenauswahl erfolgt hierbei im Rahmen eines Optimierungsproblems, das eine ideale Maßnahmenselktion durch die ÜNB unterstellt. Mathematisch wird dies mit einer Optimal Power Flow (OPF) Formulierung beschrieben. Die betrieblichen Redundanzanforderungen im Rahmen des (n-1)-Kriteriums werden durch zusätzliche Sicherheitsnebenbedingungen als Security-Constrained-Optimal-Power-Flow (SCOPF) formuliert. Im Rahmen dieses Beitrags wird als Basis eine SCOPF Formulierung verwendet, die beschrieben wird durch:

$$\vec{S}_s = 3 \cdot \text{diag}(\vec{U}_s) \cdot Y_s^* \cdot \vec{U}_s^* \quad \forall s \in S, S = \{n, A\} \quad (1)$$

$$\vec{I}_{z,s}(\vec{U}_s) = \begin{pmatrix} I_{1,z,s} \\ I_{2,z,s} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11,z} & Y_{12,z} \\ Y_{21,z} & Y_{22,z} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_{1,z,s} \\ U_{2,z,s} \end{pmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{pmatrix} |I_{1,z,s}| \\ |I_{2,z,s}| \end{pmatrix} - I_{z,\ddot{u}} < I_{max,z} \quad \forall z \in Z, s \in S \quad (3)$$

$$0 \leq I_{z,\ddot{u}} \quad \forall z \in Z \quad (4)$$

$$P_{min,k} \leq P_{0,k} + \Delta P_k \leq P_{max,k} \quad \forall k \in K \quad (5)$$

$$\ddot{u}_{min,p} \leq \ddot{u}_{0,p} + \Delta \ddot{u}_p \leq \ddot{u}_{max,p} \quad \forall p \in \Pi \quad (6)$$

$$f_{ZF} = \min \sum_{k \in K} c_k \cdot \Delta P_k + c_V \cdot |\Delta P_k| + \sum_{z \in Z} c_{z,\ddot{u}} \cdot I_{z,\ddot{u}} \quad (7)$$

Hierbei sind (1) die Lastflussgleichungen und (2) die Vierpolgleichungen zur Berechnung der Zweigflüsse. S ist die Menge aller zu berücksichtigenden Situationen bestehend aus dem Normalbetrieb n und der Menge der Ausfallsituationen A . Zur Wahrung der Netzsicherheit müssen die Zweigströme der Menge aller Zweige Z stets unterhalb der maximal zulässigen Auslastung $I_{max,z}$ liegen. Da dies in realen Systemen nicht in allen Situationen garantiert werden kann, werden Überlastvariablen $I_{z,\ddot{u}}$ eingeführt, die die Lösbarkeit des Optimierungsproblems sicherstellen, jedoch mit hohen Strafkosten $c_{z,\ddot{u}} \gg c_V$ belegt sind. Die Freiheitsgrade zur Sicherstellung der Netzsicherheit sind die Anpassung von Kraftwerkseinspeisungen ΔP_k aus der Menge der für den Redispatch verfügbaren Kraftwerke K und die Anpassung der Stufenstellung $\Delta \ddot{u}_p$ von Phasenschiebertransformatoren (PST) aus der Menge der PST Π . Zur Abbildung der regulatorischen Randbedingungen wird als dominanter Term der Zielfunktion eine Minimierung der Redispatchmenge verwendet. Hierzu wird ein Volumenstrafterm verwendet, der deutlich größer als die variablen Kosten der Kraftwerke $c_V \gg c_k$ ist.

Der Lösungsalgorithmus für das Optimierungsproblem basiert auf einer vorgeschalteten Identifikation relevanter Ausfallsituationen und Nebenbedingungen, einer Approximation der Wirkungszusammenhänge in Ausfallsituationen in Anlehnung an Verfahren von [2] und [3] und wird mittels einer iterativen Anwendung in Form einer sukzessiv Linearen Programmierung gelöst.

Die beschriebene Formulierung des Optimierungsproblems im Übertragungsnetzbetrieb bildet die technischen Restriktionen des Netzes sowie der thermischen Kraftwerke einer einzelnen Stunde ab. Die Optimierung des Lastflusses resultiert in Maßnahmen, die zur Behebung der auftretenden Netzengpässe erforderlich sind. Um Speicher im Redispatch zu berücksichtigen, ist eine integrierte Betrachtung mehrerer Netznutzungsfälle notwendig, da sich durch die Füllstände der Speicherbecken zeitkoppelnde Abhängigkeiten ergeben.

2.2 Berücksichtigung zeitkoppelnder Abhängigkeiten

Die Berücksichtigung zeitkoppelnder Abhängigkeiten erfordert eine Erweiterung des Verfahrens um die geschlossene Berücksichtigung konsekutiver Netznutzungsfälle. Dies verändert die Berechnungen dahingehend, dass sowohl die Grundlastsituationen, als auch jegliche Ausfallsituationen aller betrachteten Netznutzungsfälle in die Menge der betrachteten Situationen aufgenommen werden.

$$S = \{S^1, S^2, \dots, S^\Theta\} \quad (8)$$

Θ ist dabei die Kardinalität der Menge der betrachteten konsekutiven Zeitpunkte T . Die Freiheitsgrade der Optimierung ΔP_k , $\Delta \ddot{u}_p$ und $\Delta I_{\ddot{u},z}$ können für jeden Netznutzungsfall unabhängig gewählt werden und gehen daher über zu ΔP_k^t , $\Delta \ddot{u}_p^t$ und $\Delta I_{\ddot{u},z}^t$ mit $t \in T$.

Zur Berücksichtigung von hydraulischen Kraftwerken K_h werden diese in der Menge der am Redispatch teilnehmenden Kraftwerke K berücksichtigt. Die Abhängigkeit zwischen Turbinen- bzw. Pumpendurchfluss und Kraftwerksleistung ist gegeben durch:

$$\Delta P_{k,pu}^t = -\rho^{H_2O} \cdot g \cdot h_k \cdot \Delta q_{k,pu}^t \cdot \frac{1}{\eta_{k,pu}} \quad (9)$$

$$\Delta P_{k,tu}^t = +\rho^{H_2O} \cdot g \cdot h_k \cdot \Delta q_{k,tu}^t \cdot \eta_{k,tu} \quad (10)$$

Dabei sind $\Delta P_{k,pu/tu}^t$ die Leistungsanpassungen von Pumpe bzw. Turbine des Speicherkraftwerks, ρ^{H_2O} die Dichte von Wasser, g die Erdbeschleunigung, h_k die mittlere Fallhöhe von Ober- zu Unterbecken des Speichers, $\eta_{k,pu/tu}$ die Wirkungsgrade und $\Delta q_{k,pu/tu}^t$ die Veränderung des Volumenstroms durch Pumpe bzw. Turbine, wobei die Durchflüsse stets positiv definiert sind.

Die Füllstände der Speicherbecken werden durch Kontinuitätsnebenbedingungen beschrieben:

$$V_{b,min} \leq \sum_{\tau=1}^t \left(\sum_{k \in K_{b,ub}} (-\Delta q_{k,pu}^{\tau} + \Delta q_{k,tu}^{\tau}) + \sum_{k \in K_{b,ob}} (\Delta q_{k,pu}^{\tau} - \Delta q_{k,tu}^{\tau}) \right) + V_{0,b}^t \leq V_{b,max} \quad (11)$$

$$\forall t \in T, \forall b \in B$$

Für die Menge der Becken B wird dabei die Abweichung vom zuvor geplanten Beckenfüllstand unter Berücksichtigung des vermarkteten, stündlichen Einsatzes $V_{0,b}^t$ bestimmt. Hierzu wird die Menge der an einem Becken angeschlossenen Kraftwerke unterschieden, je nachdem ob das Becken als Oberbecken oder Unterbecken fungiert $K_{b,ob/ub}$.

Zudem wird angenommen, dass das Speicherbecken zu Beginn und Ende des Optimierungszeitraums jeweils den marktseitig gegebenen Füllstand einhalten muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass der Speicher durch den Redispatcheinsatz energetisch nicht schlechter gestellt wird, als zuvor marktseitig bestimmt.

Die Berücksichtigung der Speicheranpassungen im Rahmen der Zielfunktion erfolgt unter Vernachlässigung der spezifischen Betriebskosten und unter Verwendung separater Volumenstrafkosten $c_{V,hy}$. Diese separaten Volumenstrafkosten müssen deutlich geringer sein als diejenigen für thermische Kraftwerke, um einen Anreiz für den Speichereinsatz im Redispatch zu geben. Gleichzeitig darf jedoch kein Anreiz zum übermäßigen Betrieb im hydraulischen Kurzschluss gesetzt werden, der durch zu geringe Strafkosten entstehen würde.

3 Exemplarische Ergebnisse

Im Folgenden soll die vorgestellte Untersuchungsmethodik anhand einer exemplarischen Untersuchung angewendet werden. Hierbei werden die ermittelten Ergebnisse evaluiert und

verifiziert. Dazu wird zunächst das untersuchte Szenario skizziert und nachfolgend die Ergebnisse der markt- und netzseitigen Simulationen vorgestellt.

Gegenstand der Untersuchung ist die Optimierung des Netzbetriebs des deutschen Übertragungsnetzes für ein zukünftiges, mittelfristiges Szenario. Im Rahmen der Untersuchungen wird hierzu der Netzbetrieb für das Jahr 2020 unter unterschiedlichen Optimierungshorizonten optimiert.

3.1 Untersuchungsszenario

Das gewählte Last- und Einspeiseszenario orientiert sich an der Leitstudie 2011 [4] für den harmonisierten, europäischen Binnenmarkt. Um der aktuellen Situation Rechnung zu tragen, wurde das Szenario auf Basis der nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien angepasst [5]. Darüber hinaus werden in Deutschland konventionelle Kraftwerksprojekte nur betrachtet, falls sich diese bereits in Bau befinden. Der bestehende Kraftwerkspark wird entsprechend der Lebensdauer und gemäß der Veröffentlichungen der BNetzA abgebaut. Weiter wurde die heutige installierte Speicherkapazität gemäß den Speicherprojekten des Netzentwicklungsplans [6] ausgebaut. In Abbildung 2 ist die sich ergebende installierte Leistung des Erzeugungsparks für das Jahr 2020 im Vergleich zu Referenzdaten dargestellt.

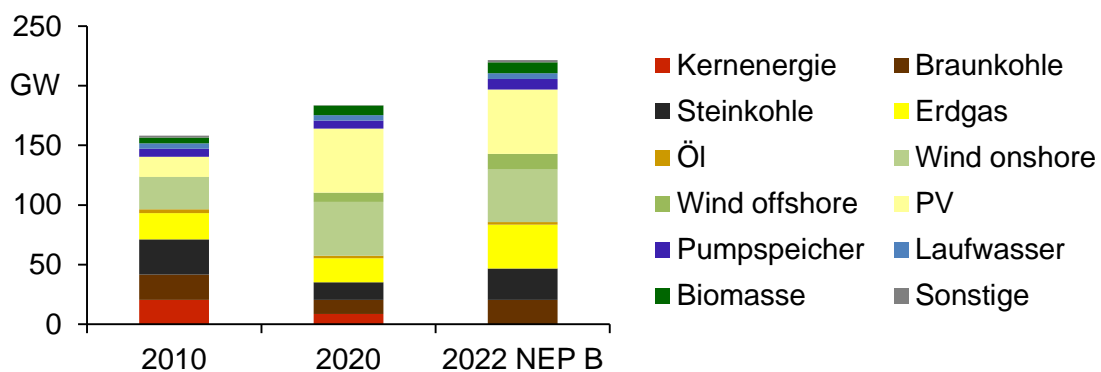


Abbildung 2: Installierte Leistung in Deutschland

Die im Szenario angenommene Nachfrage basiert auf der Leitstudie 2011 [4] und beruht somit auf der einen Seite auf einer Reduktion der Nachfrage aufgrund von Effizienzsteigerungen. Auf der anderen Seite werden zusätzliche Nachfrager (bspw. E-KFZ und Wärmepumpen) berücksichtigt sowie ein Demand Side Management für das Jahr 2020 abgebildet.

Zur Bestimmung des Einsatzes von Kraftwerken und Speichern wurden weiter die Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise entsprechend der Leitstudie 2011 [4] berücksichtigt.

Basierend auf den knotenscharfen Kraftwerkseinsätzen werden anschließend die Auswirkungen auf den Netzbetrieb simuliert. Das den Netzberechnungen zugrunde liegende Netzmodell wurde am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft entwickelt und basiert auf öffentlich zugänglichen Daten [7]. Das heutige Netzmodell wurde entsprechend des Netzentwicklungsplans [6] durch Netzverstärkungen und Netzausbaumaßnahmen erweitert. Abweichend vom Netzentwicklungsplan wurde jedoch von einem verzögerten Ausbau der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen in Deutschland ausgegangen. Diese werden daher im Netzmodell sowie in Netzberechnungen nicht betrachtet.

3.2 Marktsimulation

Im ersten Schritt wird für das definierte Untersuchungsszenario der Einsatz der thermischen Kraftwerke und der hydraulischen Speicher bestimmt. Die im Rahmen der europäischen Marktsimulation ermittelten Erzeugungen zur Deckung der Last und Vorhaltung der Regelreserven für das Jahr 2020 sind für Deutschland und die Anrainerstaaten in Abbildung 3 dargestellt.

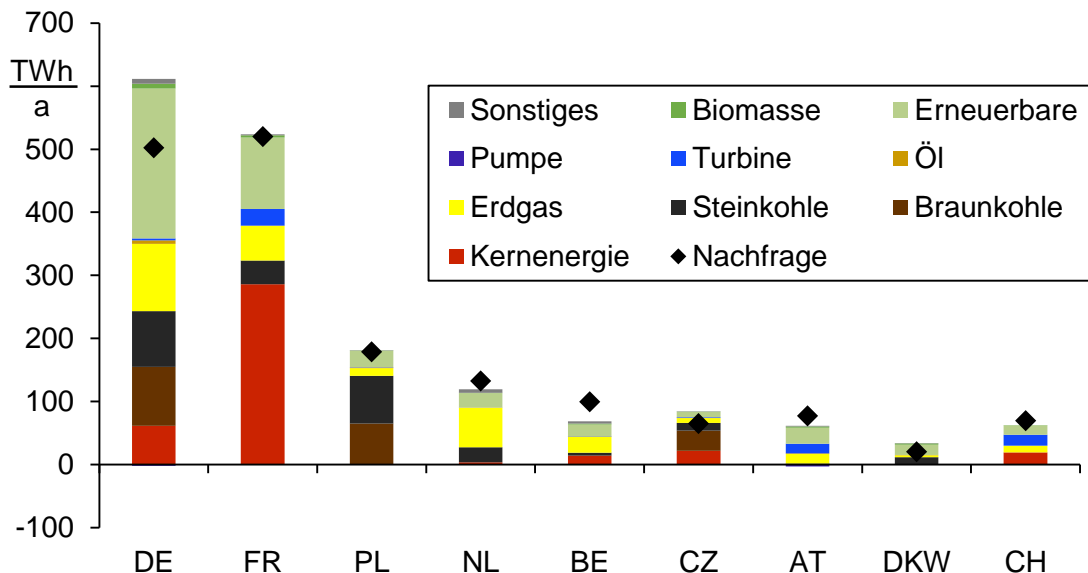


Abbildung 3: Marktbasierte Erzeugung im Jahr 2020

Es zeigt sich, dass im Jahr 2020 in dem untersuchten Szenario in Deutschland eine Erzeugung von ca. 240 TWh aus regenerativen Anlagen vorliegt und somit fast die Hälfte der Nachfrage durch Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien gedeckt wird. Gleichzeitig kommt es zu einer sinkenden Erzeugung aus Kernenergie von 60 TWh sowie einem Einsatz von 90 TWh von jeweils Braun- und Steinkohlekraftwerken. Aufgrund der zusätzlichen Erzeugung von 110 TWh durch Gas- und Ölkraftwerke wird Deutschland zu einem Nettoexporteur. Gleichzeitig kommt es ebenfalls in den deutschen Anrainerstaaten zu einer Zunahme der Einspeisungen aus regenerativen Anlagen, die bspw. in Frankreich 110 TWh erzeugen. Zudem haben thermische Kraftwerke weiterhin hohe Volllaststunden.

Insgesamt zeigt sich im untersuchten Szenario aufgrund der bereits unterstellten Flexibilitäten, bspw. auf der Nachfrageseite durch ein Demand Side Management, ein geringer Einsatz hydraulischer Speicher durch den Markt.

3.3 Netzbetriebssimulation

Ausgehend von der marktseitig bestimmten, knotenscharfen Einspeisesituation wird der Netzbetrieb für fünf unterschiedliche Zeitbereiche optimiert. Dabei erfolgt die Optimierung geschlossen und zeitkoppelnd für Mengen von Zeitpunkten mit einem Umfang Θ von 1, 8, 24, 48 und 168 Stunden.

Die Einzelstundenbetrachtung dient hierbei als Referenzwert, da keine Anpassung der hydraulischen Kraftwerkseinsätze vorgenommen werden kann. Der Optimierungshorizont von

8 Stunden spiegelt die Speicherkapazität eines typischen Pumpspeicherkraftwerks wider. Eine Ausdehnung des geschlossenen optimierten Optimierungshorizonts auf 24 Stunden ermöglicht die Anpassung eines kompletten Speicherzyklus. Die Optimierung über 48 sowie über 168 Stunden dient weiter der Ermittlung möglicher Potentiale bei einer zusätzlichen Vergrößerung des Optimierungszeitraums bei gleichzeitig zunehmendem Optimierungs- und Organisationsaufwand.

Die Auswertung des Leistungsflusses einzelner Stunden zeigt, dass durch den verzögerten Netzausbau der Hochspannungs-Gleichspannungs-Übertragung innerhalb Deutschlands vermehrt Netzengpässe in Nord-Süd-Richtung auftreten. Vor Redispatchmaßnahmen kommt es somit zu einer Engpassarbeit von über 10 TWh und einer überlasteten Leitungslänge von ungefähr 6.000 km für das betrachtete Jahr 2020. Zur Gewährleistung eines zulässigen Betriebszustandes des Übertragungsnetzes resultiert daraus die Notwendigkeit, die Last- und Einspeisesituation anzupassen. Abbildung 4 stellt die über zwei Wochen aggregierten Ergebnisse der Netzbetriebssimulation für die unterschiedlichen Zeithorizonte dar. Bei einer Engpassarbeit von über 1 TWh sind dies zwei Wochen mit vorwiegend angespannten Netzsituationen. Bei einer stündlichen Optimierung kann diese jedoch durch einen Redispatcheinsatz von 0,8 TWh behoben werden. Der Vergleich mit längeren Optimierungshorizonten zeigt, dass zwar die Redispatchmenge ansteigt, die Redispatchkosten jedoch signifikant gesenkt werden können.

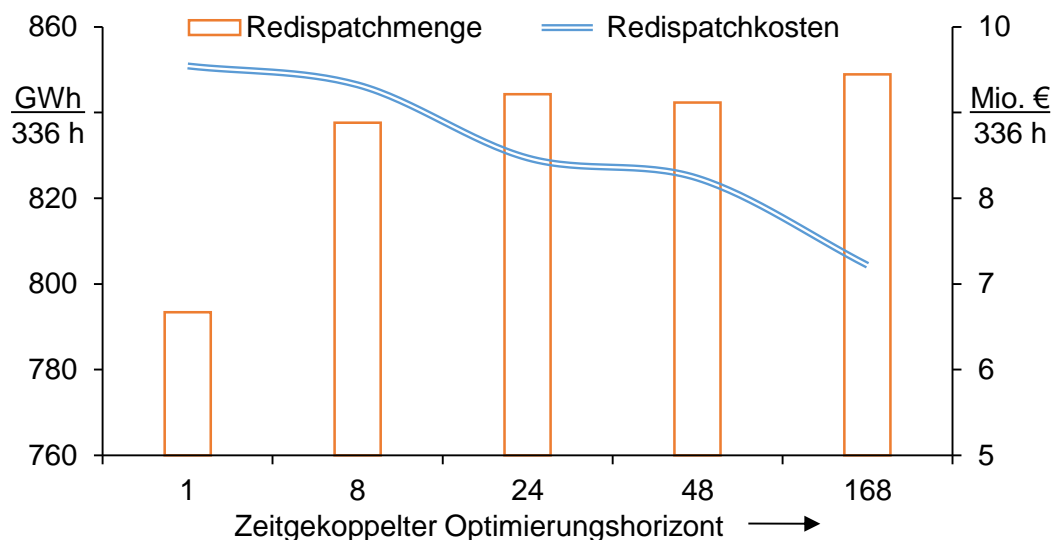


Abbildung 4: Verlauf der Redispatchkosten/-menge bei unterschiedlichen Optimierungshorizonten

Zur Erreichung eines sicheren Netzbetriebs werden die kostenintensiven Anpassungen bei thermischen Kraftwerken durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken substituiert. Der Verlauf der Redispatchkosten in Abbildung 4 zeigt zudem, dass bspw. eine Kostenreduktion von über 10 % bei Optimierung eines Zeithorizonts von 24 Stunden ggü. einer Einzelstundenoptimierung möglich ist.

Eine Aufschlüsselung nach Kraftwerkstypen zeigt in Abbildung 5, welche Maßnahmen zur Engpassbehebung durchgeführt werden, und stellt den Anstieg der Redispatchmenge bei längeren Optimierungshorizonten dar. Bei einem Optimierungshorizont von einer Stunde ist ein sinnvoller Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken nicht möglich. Durch die Einhaltung der Speicherbeckennebenbedingung würde es in diesem Fall zu einem Einsatz der Pumpen und

Turbinen im hydraulischen Kurzschluss kommen. Weiterhin stellt die Gegenüberstellung der einzelnen Optimierungshorizonte heraus, dass durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke die notwendige Abregelung der Windkraftanlagen reduziert werden kann.

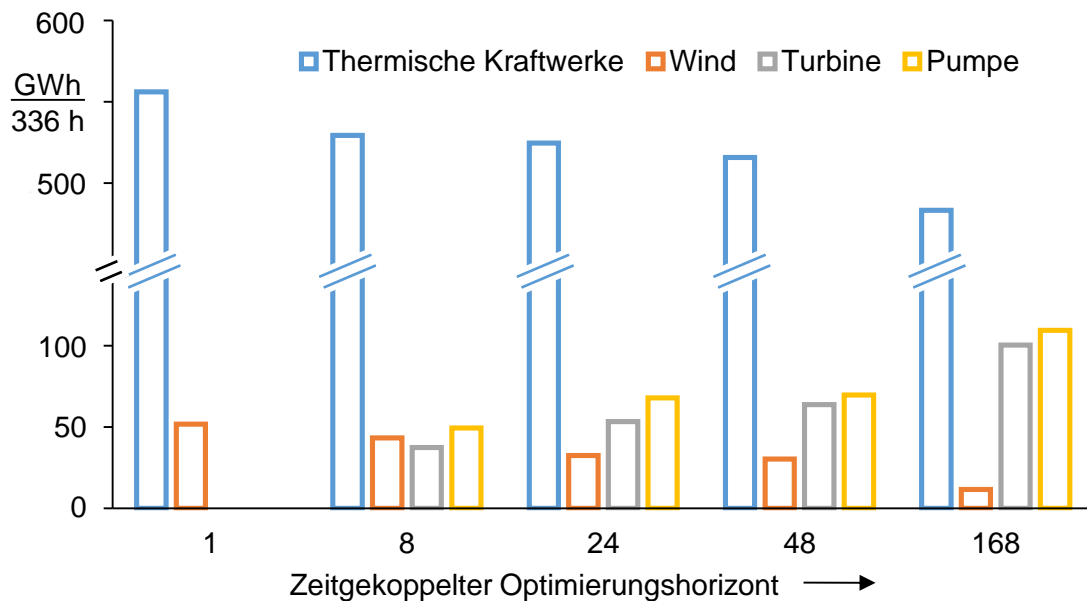


Abbildung 5: Durch Redispatch angepasste Erzeugungsleistung für zwei Wochen

Der Einsatz der Hydraulik ermöglicht es, überschüssige Windenergie, die zu Starkwindzeiten nicht engpassfrei übertragen werden könnte, zu speichern und diese später anstelle kostenintensiver thermischer Kraftwerksleistung wieder einzuspeisen. Der Vergleich zweier exemplarischer Speicherbecken in Abbildung 6 – einer vor und einer hinter dem Engpass – zeigt, wie diese im Netzbetrieb eingesetzt werden.

Abbildung 6 zeigt zusätzlich, dass die Speicher nicht im gesamten Optimierungszeitraum zur Behebung von Engpässen genutzt werden können. So werden vor allem im zweiten Teil der betrachteten Woche die Speicher nicht für Redispatchmaßnahmen eingesetzt.

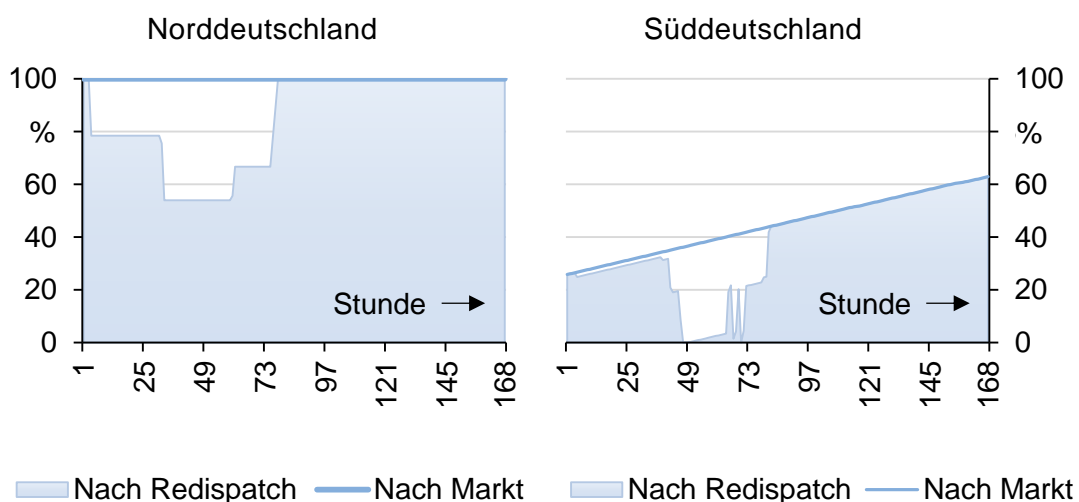


Abbildung 6: Speicherbeckenauslastung nach Markt und nach Redispatch

Insgesamt können damit durch den Einsatz von hydraulischen Speicherkraftwerken Kostenpotentiale im Redispatch gehoben werden, die jedoch vom Optimierungshorizont

abhängen. Weitergehende Untersuchungen haben gezeigt, dass der marktseitig bestimmte Voreinsatz dabei keine einschränkende Restriktion darstellt. Durch die Länge des Optimierungshorizonts können die Speicher so flexibel eingesetzt werden, wie dies zur Behebung der Engpässe notwendig ist.

3.4 Simulativer Aufwand

Zur Integration von Speichern in das Engpassmanagement ist eine Bestimmung von Lösungen eines SCOPF Problems mit einer zeitlichen Kopplung mehrerer Netznutzungsfälle notwendig. Hierdurch steigt der rechnerische Aufwand im Sinne von Rechenzeit und Speicherbedarf deutlich an. Abbildung 7 stellt den simulativen Aufwand in Abhängigkeit des Optimierungshorizonts dar. Im Bereich von Optimierungshorizonten unterhalb eines Tages kommt es zunächst zu einer Reduktion der benötigten Gesamtrechenzeit. Diese ist durch einen Effizienzgewinn im Bereich der Initialisierungsroutinen zu erklären. Für große Optimierungshorizonte jenseits von 48 Stunden ist der Rechenzeitanstieg durch die Vergrößerung des Optimierungsproblems dominant. Der Bedarf an Arbeitsspeicher steigt streng monoton mit der Anzahl der betrachteten Netznutzungsfälle. Dies führt insbesondere dazu, dass die Durchführung von zeitkoppelnden Berechnungen nur auf Computern mit hinreichend großem Arbeitsspeicher möglich ist, obwohl die Gesamtrechenzeit sich nicht verändert. Besonders im Kontext einer parallelen Berechnung mehrerer Netznutzungsfällen wird der Arbeitsspeicher somit zur kritischen Ressource.

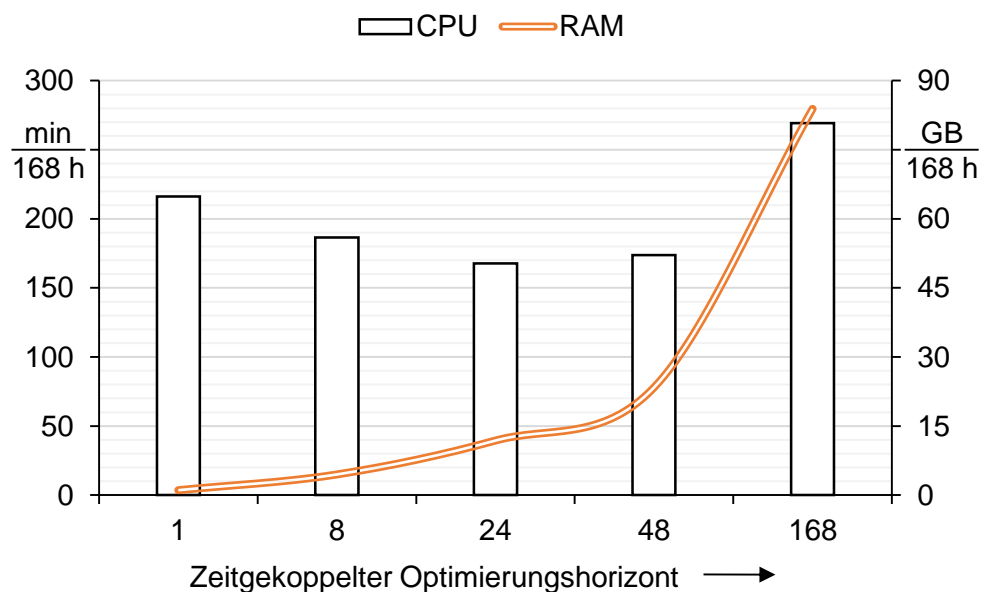


Abbildung 7: Arbeitsspeicherbedarf und Rechenzeit

Es zeigt sich damit, dass durch geringe Zeitkopplungen bereits Kostenpotentiale durch die Integration von Speichern gehoben werden können. Jedoch nimmt der simulative Aufwand überproportional mit dem Optimierungshorizont zu, sodass eine zu hohe Kopplung nicht effizient erscheint. Zudem sind die Potentiale aufgrund des vorrangigen Einsatzes von Pumpspeicherkraftwerken mit lediglich geringen Speicherkapazitäten im Bereich von fünf bis acht Stunden bereits bei einer Optimierung über einen Horizont von einem Tag weitestgehend ausgeschöpft.

4 Zusammenfassung

Aufgrund der zunehmenden Einspeisungen regenerativer Erzeugungsanlagen kommt es aktuell und infolge des schleppenden Netzausbaus zukünftig zu steigenden Netzengpässen im Übertragungsnetz. Dies steigert die Bedeutung des Engpassmanagements im Übertragungsnetzbetrieb. Im Rahmen dieses Beitrags wurde daher ein Verfahren zur Untersuchung des Einflusses der Teilnahme hydraulischer Speicher am Redispatch vorgestellt und exemplarisch plausibilisiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Redispatchteilnahme von Speichern sinnvoll erscheint und in realistisch prognostizierbaren Zeithorizonten im Bereich von 24 Stunden bereits eine Kostenersparnis bewirken kann. Gleichzeitig steigt jedoch der Optimierungsaufwand zur Integration dieser Speicher. Eine ideale Kombination zwischen Rechenzeit und Ergebnisgüte liegt im betrachteten Fallbeispiel bei einem Optimierungshorizont in der Größenordnung von acht bis 24 Stunden vor.

5 Literatur

- [1] T. Drees, C. Pape, C. Breuer, N. Gerhardt, M. Sterner und A. Moser, „Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz,“ in *VDE Kongress 2012*, Stuttgart, 2012.
- [2] G. Glanzmann und G. Andersson, Incorporation of N-1 Security into Optimal Power Flow for FACTS Control, Power Systems Conference and Exposition, 2006.
- [3] M. F. d. Medeiros, Schnelle Überlastreduktion durch korrektives Schalten, 1987.
- [4] Nitsch, J. et al. - DLR, IWES, IfnE, Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Berlin, Deutschland: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012.
- [5] European Comission, National renewables energy action plans, http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm, 2012.
- [6] TSO, Netzentwicklungsplan Strom, <http://www.netzentwicklungsplan.de>, 2012.
- [7] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, Netzmodelle aus öffentlich zugänglicher Datenbasis, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Volume 59, 2009.
- [8] T. Mirbach, Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Aachen: Klinkenberg Verlag, 2009.