

Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Modell

Dipl.-Ing. **P. Kuhn**, Dipl.-Ing. **M. Kühne**,
Technische Universität München

Originalveröffentlichung in: *Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2157*. 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Nürtingen, 22.-23.11.2011. Düsseldorf, 2011: VDI-Verlag, S. 305–317.

Kurzfassung

Im Hinblick auf die Integration wachsender Anteile erneuerbarer Erzeugung in das Stromsystem wird dem Ausbau großtechnischer Energiespeicher in der aktuellen Diskussion große Bedeutung beigemessen. Die Quantifizierung des sinnvollen Potentials erzeugerseitiger Speicher erfordert ein Modell, das eine chronologische und hoch aufgelöste Abbildung des Speichereinsatzes erlaubt und zugleich die Wechselwirkungen zwischen Speicher- und Kraftwerksinvestitionen über einen langen Zeitraum berücksichtigt. Da einer geschlossenen Lösung dieser Problemstellung durch Systemgröße und Rechenzeit Grenzen gesetzt sind, wird ein methodischer Ansatz vorgestellt, der die Bestimmung des optimalen Kraftwerks- und Speicherportfolios durch die iterative Lösung geeigneter Teilprobleme ermöglicht. Nach der Prüfung des iterativen Verfahrens auf Konvergenz wird ein Szenario der deutschen Stromversorgung mit einem erneuerbaren Anteil von 80 % im Jahr 2050 vorgestellt.

1 Stromversorgungssysteme mit hohen Anteilen aus erneuerbaren Energien

Durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) kam es in Deutschland in den letzten Jahren zu einem massiven Zubau an regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Insbesondere die Stromproduktion der Wind- und Photovoltaikanlagen ist dabei fluktuierend und von den Wetterbedingungen abhängig. Die gesetzliche Regelung garantiert jedoch die vorrangige Einspeisung der Erzeugung aus regenerativen Anlagen sowie der ebenfalls schwankenden Erzeugung aus wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ins Stromnetz. Lediglich die verbleibende Stromnachfrage, die sogenannte residuale Last, ist noch durch die frei disponierbaren konventionellen Kraftwerke zu decken.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Zukunft noch weiter verstärkt werden. So formuliert die deutsche Bundesregierung in ihrem Energiekonzept mit einem angestrebten Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung von 80 % am Bruttostrom-

verbrauch im Jahr 2050 ein ambitioniertes Ziel [1]. In Folge wachsender regenerativer Erzeugungsanteile wird die von konventionellen Kraftwerken zu deckende residuale Last sukzessive abnehmen, was zu einer deutlichen Verringerung der Ausnutzungsdauern in weiten Bereichen des Kraftwerksparks führen wird. Gleichzeitig wird die aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der EE notwendige Installation von Überkapazitäten immer häufiger zu Zeitpunkten mit einem Überangebot an elektrischer Energie führen. Die Integration hoher Anteile fluktuierender Erzeugung erfordert deshalb eine weitere Flexibilisierung des Stromsystems.

Eine erste Möglichkeit bietet dabei der Ausbau der Stromnetze: So können lokale Erzeugungsüberschüsse in Regionen transportiert werden, in welchen zeitgleich eine erhöhte Stromnachfrage auftritt. Eine weitere Flexibilisierungsoption stellen erzeu- und verbraucherseitige Energiespeicher dar: Sie ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und –verbrauch. Durch den Einsatz der Speicher zur Lastglättung (Peak-Shaving) kann zudem eine Reduktion der Kosten der Stromerzeugung erreicht werden. Allerdings stellt sich die Frage, mit welchen Speichertechnologien sich die notwendige Flexibilisierung des Stromsystems am wirtschaftlichsten erreichen lässt und in welchem Umfang ein Ausbau der Kapazitäten erforderlich ist. Dabei sind auch die Rückwirkungen auf Investitionsentscheidungen im thermischen Kraftwerkspark zu berücksichtigen. Im vorliegenden Beitrag wird ein Modell vorgestellt, das die Bestimmung des optimalen Kraftwerks- und Speicherportfolios im Hinblick auf Technologie, Leistung, Kapazität und Bauzeitpunkt ermöglicht.

2 Anforderungen an ein Optimierungsmodell des Kraftwerks- und Speicherausbaus

Die Quantifizierung wirtschaftlich sinnvoller Kraftwerks- und Speicherinvestitionen für das gesamte Stromerzeugungssystem eines Landes erfordert ein Modell, das möglichst alle technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Kraftwerks- und Speicherparameter, Entwicklung der Stromnachfrage, Kostenentwicklung für Technologien, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate) sowie die relevanten politischen Zielsetzungen (Ausbau der EE und KWK, Laufzeiten der Kernkraftwerke) berücksichtigt. Das maßgebliche Ziel stellt dabei nicht die Gewinnmaximierung einzelner Akteure dar, sondern die Maximierung der ökonomischen Wohlfahrt und damit die Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten. Des Weiteren müssen die relevanten technischen und wirtschaftlichen Wirkungszusammenhänge im Modell abgebildet werden. So können Entscheidungen über Speicherinvestitionen nur auf Basis einer wirtschaftlich getriebenen Speichereinsatzplanung getroffen werden, die wiederum stark von der residualen Last und von der Kostenstruktur des konventionellen Kraftwerksparks abhängt. Auf eine Abbildung der Netztopologie und der damit verbundenen Restriktionen wird im Rahmen des Modells verzichtet. Stattdessen wird eine ideale Netzinfrastruktur

vorausgesetzt und das Stromsystem durch ein sogenanntes Single-Node-Modell abgebildet. Die so bestimmten Speicherinvestitionen stellen damit eine untere Grenze des wirtschaftlich sinnvollen Speicherausbaus dar, unter der Annahme, dass die durch den Netzausbau mögliche Flexibilisierung des Stromsystems bereits vollständig ausgeschöpft wurde. Da es sich bei Kraftwerken und großtechnischen Speichern um vergleichsweise teure Investitionsgüter mit hoher Lebensdauer handelt, muss das Modell die Betrachtung der für eine Amortisation notwendigen langen Zeiträume von einigen Jahrzehnten ermöglichen. Gleichzeitig kann die Flexibilisierung des Stromsystems durch den Einsatz von Speichern nur mithilfe einer möglichst hohen zeitlichen Auflösung – z. B. im Stundenraster – adäquat abgebildet werden, so dass zur Beschreibung des Modells eine sehr große Anzahl von Variablen notwendig ist. Die Komplexität der Wechselwirkungen zwischen Ausbau und Einsatz von Kraftwerken und Speichern wird durch den langen Zeithorizont und die erforderliche hohe zeitliche Auflösung noch verstärkt. Aufgrund der Systemgröße und der hohen Komplexität ist die Verwendung eines mathematischen Optimierungsverfahrens zur Lösung der Problemstellung unumgänglich. Da die Formulierung der Wirkungszusammenhänge mithilfe linearer Gleichungen und Ungleichungen möglich ist, ohne dabei wesentlich an Ergebnisgenauigkeit zu verlieren, bietet sich zur Lösung das Verfahren der Linearen Programmierung (LP) an.

Prinzipiell wäre eine geschlossene Lösung des gesamten Optimierungsproblems wünschenswert. Sowohl langfristige Investitionsentscheidungen als auch die kurzfristige Einsatzplanung könnten so inklusive ihrer Wechselwirkungen abgebildet werden. Jedoch würde die Betrachtung mehrerer Jahrzehnte in Stundenauflösung zu einer Systemgröße führen, die mit den Möglichkeiten der Computertechnik nicht oder zumindest nicht mit akzeptablem Zeitaufwand bewältigt werden kann. Eine Reduktion der Zeitpunkte – z. B. durch ein gröberes Zeitraster oder die Verwendung von Typtagen – würde die Abbildung der Flexibilisierungseffekte von Speichern einschränken und stellt somit keine geeignete Option zur Verringerung der Systemgröße dar. Stattdessen wird die Optimierungsaufgabe in kleinere, einfacher zu lösende Teilprobleme zerlegt. Dabei muss identifiziert werden, welche Wechselwirkungen nur schwach ausgeprägt sind und deshalb zunächst vernachlässigt und später korrigiert werden können. So besteht naturgemäß jeweils eine sehr starke Abhängigkeit zwischen dem Ausbau und dem Einsatz von Kraftwerken bzw. Speichern. Auch kann der wirtschaftliche Speichereinsatz nur im Kontext mit dem Kraftwerkseinsatz bestimmt werden.

Die Rückwirkung der Speicherung auf den Kraftwerksausbau ist hingegen als relativ gering zu erwarten: Für die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition ist die zu erwartende Ausnutzungsdauer das entscheidende Kriterium. Während Spitzenlastkraftwerke bei geringen Ausnutzungsdauern die wirtschaftlichste Option darstellen, nimmt die Wirtschaftlichkeit der

Grundlastkraftwerke mit steigenden Ausnutzungsdauern zu. Da die durch den Speichereinsatz bewirkte Lastglättung zu einer höheren Auslastung von Grundlastkraftwerken und zu einer niedrigeren Auslastung von Spitzenlastkraftwerken führt, werden Investitionsentscheidungen, die ohne die Berücksichtigung von Speichern getroffen wurden, durch die Existenz von Speichern im Allgemeinen bestärkt. Eine Möglichkeit zur Aufteilung der Optimierungsaufgabe besteht demzufolge darin, den Kraftwerksausbau zunächst ohne Berücksichtigung von Speichern zu bestimmen. Durch ein iteratives Verfahren kann nachträglich der Einfluss der Speicherung berücksichtigt und der Kraftwerksausbau entsprechend korrigiert werden.

3 Methodische Beschreibung eines iterativen und hybriden Modellansatzes zur Kraftwerks- und Speicherausbauoptimierung

3.1 Überblick über die Teilmodelle und deren Integration in den Iterationsablauf

Auf Basis der Vorüberlegungen in Kapitel 2 wurde ein iteratives und hybrides Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus entwickelt. Grundsätzliches Ziel des Modells ist die Deckung der Stromnachfrage zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten. Die Grundstruktur des Gesamtmodells IMAKUS ist in Bild 1 dargestellt.

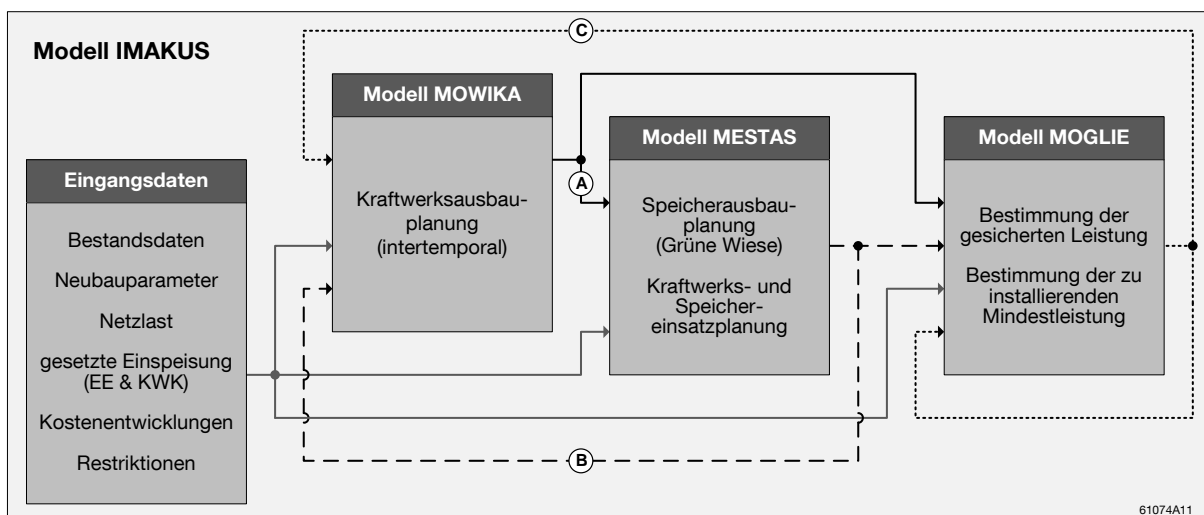


Bild 1: Grundstruktur des iterativen Hybridmodells IMAKUS

Innerhalb eines Iterationsschrittes stellt die Optimierung des Kraftwerksausbaus das erste Teilproblem dar. Das maßgebliche Ziel ist die kostenoptimale Deckung der residualen Last durch den konventionellen Kraftwerkspark, wobei weder bestehende Speicher berücksichtigt noch neue gebaut werden. Die Lösung erfolgt im Teilmodell MOWIKA im Rahmen einer in-

tertemporalen Modellierung des gesamten Betrachtungszeitraums. Zur Optimierung wird dabei die LP eingesetzt, wodurch eine niedrige Rechenzeit und ein reproduzierbares, globales Optimum erreicht werden. Die residuale Last wird in Form der geordneten Jahresdauerlinien vorgegeben. Um den Betrachtungszeitraum von mehreren Jahrzehnten in einer Optimierungsrechnung geschlossen lösen zu können, werden die Jahresdauerlinien dabei nicht in Stundenauflösung sondern diskretisiert betrachtet (vgl. Kapitel 3.2). Ausgehend vom Kraftwerksbestand wird so der kostenoptimale Kraftwerksneubau bestimmt.

Das Ergebnis des Teilmodells MOWIKA wird anschließend in Form von jährlichen Kraftwerksparks dem zweiten Teilmodell MESTAS übergeben (A). Unter Vorgabe der chronologischen residualen Last in Stundenauflösung wird in diesem Teilmodell der wirtschaftlich optimale Kraftwerks- und Speichereinsatz ermittelt, wobei neben den Bestandsspeichern auch neue Speicher gebaut werden können. Wie im Teilmodell MOWIKA wird auch hier die LP eingesetzt. Zwar wäre für die Optimierung von Speicherinvestitionen ebenfalls eine intertemporale Betrachtung wünschenswert, aufgrund der – im Vergleich zu Kraftwerken – aufwendigeren Modellierung ist dies jedoch auch mit wenigen Zubauoptionen nicht realisierbar. Stattdessen wird eine Optimierung der Einzeljahre vorgenommen und mit einem sogenannten Grüne-Wiese-Ansatz jedes Jahr der Speicherausbau neu bestimmt, wobei annuitätische Investitionskosten angerechnet werden. Dabei ist zu beachten, dass die Optimalität einer Investitionsentscheidung immer nur für ein Jahr gewährleistet ist. Damit eine auf Basis eines Jahres getroffene Entscheidung nicht das Ergebnis des gesamten Betrachtungszeitraums beeinflusst, werden neugebaute Speicher nicht als Bestand in das jeweilige Folgejahr übernommen. Zwar besteht bei dieser Vorgehensweise die Möglichkeit eines Rückbaus (d. h. eines geringeren Ausbaus einer Speichertechnologie in aufeinanderfolgenden Jahren aufgrund veränderter Rahmenbedingungen), allerdings spielt dieses Problem bei einem starken Ausbau der EE und damit wachsendem Speicherbedarf eine untergeordnete Rolle. Zudem lassen sich auf diese Weise eventuelle Veränderungen der optimalen Technologieauswahl und der Dimensionierung im Verlauf der Jahre erkennen. Durch Peak-Shaving und die zusätzliche Integration von Erzeugungsüberschüssen aus EE und KWK ergibt sich im Teilmodell MESTAS ein von der reinen Lastdeckung abweichender Kraftwerkseinsatz, der zu einer Reduktion der Stromerzeugungskosten führt. Zur Anpassung des Kraftwerksausbaus wird der durch die Speicherung veränderte Kraftwerkseinsatz dem Teilmodell MOWIKA als neue Lastanforderung im nächsten Iterationsschritt übergeben (B).

Die Gesamtleistung der im Teilmodell MOWIKA ermittelten jährlichen Kraftwerksparks richtet sich zunächst nur nach dem jeweiligen Jahreshöchstwert der deterministisch vorgegebenen residualen Last. Um die Deckung der Jahresspitze der Stromnachfrage mit einer gewissen

Zuverlässigkeit gewährleisten zu können, wird mithilfe des dritten Teilmodells MOGLIE die gesicherte Leistung des Stromerzeugungssystems wahrscheinlichkeitstheoretisch bestimmt. Die gesicherte Leistung ist derjenige Anteil der installierten Leistung eines Erzeugungskollektivs, der mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht. Sie ist folglich keine feste technische Größe einer konkreten Anlage, sondern gilt nur für ein Erzeugungssystem und hängt vom gewählten Zuverlässigkeitsniveau ab. Aufgrund der charakteristischen Unterschiede wird im Teilmodell MOGLIE der Beitrag der konventionellen Kraftwerke, der Speicher sowie der fluktuierenden Einspeisung aus KWK und Wind- und Wasserkraftwerken zur gesicherten Leistung mit jeweils unterschiedlichen Ansätzen bestimmt. Da die Jahreshöchstlast in Deutschland und großen Teilen Europas in der Regel an einem Winterabend auftritt [2], wird kein Beitrag durch Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt. Durch Faltung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der technologiespezifischen Leistungsverfügbarkeiten wird die Verfügbarkeitsverteilung des Gesamtsystems bestimmt. Für das geforderte Zuverlässigkeitsniveau von 99,5 % wird anschließend der Wert der gesicherten Leistung ermittelt und mit dem Sollwert der Jahreshöchstlast verglichen (vgl. [3]). Der zusätzliche bzw. verminderte Bedarf an Kraftwerkskapazitäten kann dann im nächsten Iterationsschritt im Teilmodell MOWIKA in Form einer zu installierenden Mindestleistung berücksichtigt werden (C).

Durch die Rückführung der Informationen des ersten Iterationsschritts kann der Kraftwerksausbau im zweiten Iterationsschritt sowohl an den Einfluss der Speicher als auch an die Anforderungen der Versorgungssicherheit angepasst werden. Anschließend werden wiederum Speicherausbau und -einsatz angepasst und die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems neu bestimmt. Die Iteration führt so Schritt für Schritt zu einer besseren Anpassung des Ausbaus und Einsatzes von Kraftwerken und Speichern.

3.2 Diskretisierungsansatz zur intertemporalen Optimierung des Kraftwerksausbaus

Wie beschrieben erfolgt die Einsatz- und Ausbauplanung der Kraftwerke im Teilmodell MOWIKA anhand der geordneten Jahresdauerlinien der residualen Last. Eine Berücksichtigung aller 8760 Stunden würde bei der intertemporalen Modellierung des gesamten Betrachtungszeitraums zu einem sehr großen System mit entsprechend hohem Rechenaufwand führen. Zur Bestimmung des optimalen Kraftwerksausbaus ist diese hohe Auflösung jedoch nicht erforderlich. Auch nach einer Diskretisierung kann die Optimierung noch zu vergleichsweise guten Ergebnissen führen. Wesentlich dabei ist, dass die Form der Jahresdauerlinie möglichst genau nachgebildet wird, da sie die entscheidende Information für die Ermittlung der Ausnutzungsdauer und somit der Wirtschaftlichkeit der Neubaukraftwerke enthält. Im Teilmodell MOWIKA werden die Jahresdauerlinien der residualen Last diskretisiert, indem

mehrere Zeitpunkte zusammengefasst und durch einen neuen Zeitpunkt mit dem Mittelwert der zusammengefassten Lastwerte ersetzt werden. Dabei bleibt die Energiemenge unter der ursprünglichen Jahresdauerlinie erhalten. Im Prinzip könnte immer die gleiche Anzahl an benachbarten Stunden zusammengefasst und gemittelt werden. Dabei würden jedoch alle Bereiche der Jahresdauerlinie mit einer festen Stufenbreite abgebildet, was in steileren Abschnitten nur zu einer sehr schlechten Näherung der ursprünglichen Form führen würde. Um dies zu vermeiden, wird die Jahresdauerlinie durch Stufen variabler Breite diskretisiert. So wird in den steileren Abschnitten eine schmalere Stufenbreite gewählt, während in Bereichen mit geringer Laständerung breitere Stufen toleriert werden können. Bild 2 zeigt die Diskretisierung einer Jahresdauerlinie mit fester und variabler Stufenbreite für jeweils 15 Stufen.

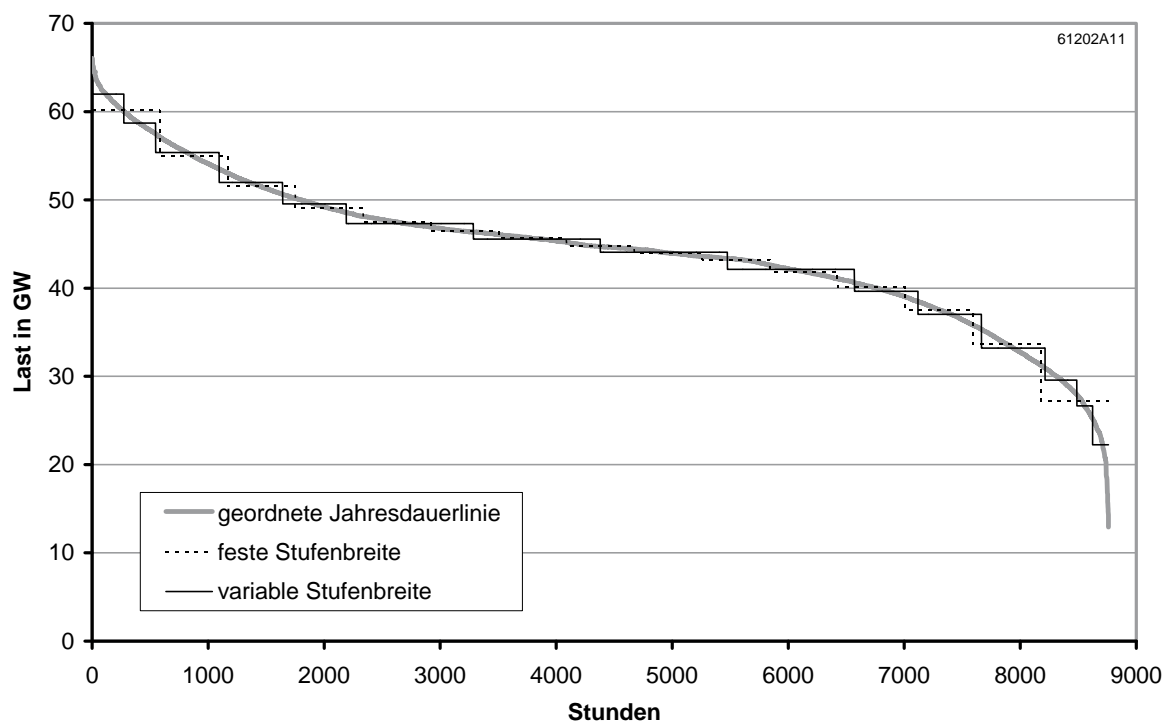


Bild 2: Diskretisierung einer Jahresdauerlinie mit fester und variabler Stufenbreite

Zur dynamischen Diskretisierung mit variabler Stufenbreite wird ein Algorithmus verwendet, der ausgehend von einer Aufteilung der Jahresdauerlinie in zwei Bereiche zu je 4380 Stunden immer die am schlechtesten angepasste Stufe halbiert, bis die gewünschte Stufenanzahl erreicht ist. Um die Abweichung der Diskretisierung für eine Stufe quantitativ bewerten zu können, wird die Summe der quadratischen Abweichungen des Stufenmittelwertes von den Stundenwerten der ursprünglichen Jahresdauerlinie berechnet. Ist die Anzahl der Stunden einer Stufe ungerade, wird bei der Teilung einem der Bereiche eine Stunde mehr zugeteilt.

Im Vergleich zum Verfahren mit fester Stufenbreite kann auf diese Weise die Genauigkeit der Diskretisierung bei gleicher Stufenzahl verbessert werden. Die beschriebene Methodik führt zu reduzierten Rechenzeiten, während die Information über die Lastanforderung des gesamten Jahres erhalten bleibt. Bereits mit 200 Diskretisierungsstufen wird eine ausreichende Ergebnisgenauigkeit beim Kraftwerksausbau erreicht.

4 Struktur und Qualität des Optimierungsergebnisses im Iterationsverlauf

Da das Modell IMAKUS auf einem iterativen Ansatz beruht, ist zunächst zu prüfen, ob das Verfahren wie gewünscht zu einer stabilen Lösung konvergiert, d. h. zu einer stabilen Anpassung des Kraftwerks- und Speicherparks und einer kostengünstigeren Strombereitstellung. Bild 3 zeigt noch einmal schematisch den Iterationsablauf im Modell IMAKUS.

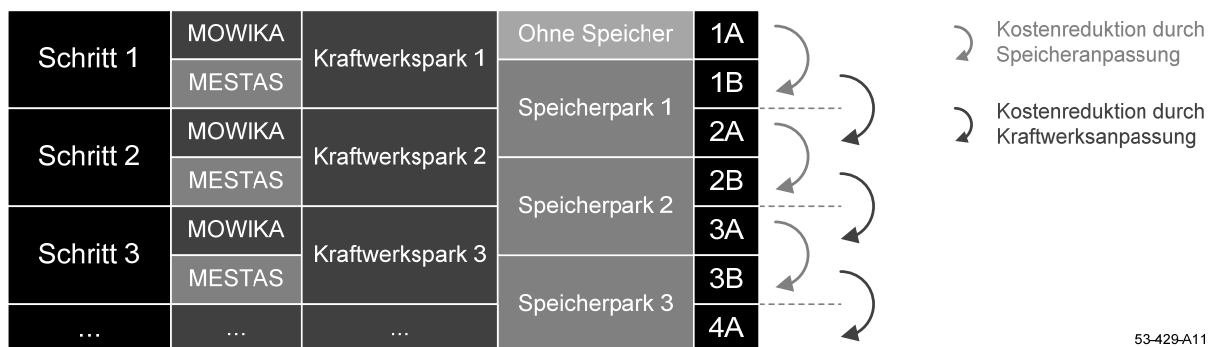


Bild 3: Schema des Iterationsablaufs und mögliche Anpassungen zur Kostenreduktion

Innerhalb eines Iterationsschrittes wird beim Übergang vom Teilmodell MOWIKA zum Teilmodell MESTAS (z. B. 1A nach 1B) der Kraftwerkspark beibehalten und der Speicherpark angepasst. Das Modell wird nur dann Speicher einsetzen bzw. zubauen, wenn dies wirtschaftliche Vorteile bringt und folglich die Gesamtkosten reduziert. Beim Übergang von einem Iterationsschritt zum Nächsten (z. B. 1B nach 2A) wird der Speichereinsatz mithilfe einer entsprechend veränderten Jahresdauerlinie beibehalten und der Kraftwerkspark angepasst. Auch hier werden sich gemäß den Vorüberlegungen in Kapitel 2 die Kosten reduzieren oder zumindest gleichbleiben. In jedem Teilschritt (A nach B bzw. B nach A) kommt es somit zu einer Kosteneinsparung, die den Wert der jeweiligen Anpassungsmaßnahme (Speicherpark bzw. Kraftwerkspark) darstellt. Ausgehend von Schritt 1A ist demnach ein sukzessiver Rückgang der Kosten zu erwarten. Die Gesamtkosten eines Teilschrittes bestimmen sich grundsätzlich aus den Investitions- und Betriebskosten für den Kraftwerks- und Speicherpark. In Teilschritt 2A berechnen sich die Kosten beispielsweise anhand der Investitions- und Betriebskosten der Kraftwerke aus MOWIKA sowie der Investitions- und Betriebskosten

der Speicher, wie sie in Schritt 1 in MESTAS zur Veränderung der Jahresdauerlinie anfallen. Die Kosten des Teilschrittes 2B werden anhand der in MESTAS anfallenden Betriebskosten der Kraftwerke und Investitions- und Betriebskosten der Speicher sowie der Investitionskosten für den zugrundeliegenden Kraftwerkspark aus MOWIKA (Teilschritt 2A) bestimmt. Anhand eines Beispielszenarios wird die Entwicklung der Gesamtkosten im Verlauf von 12 Iterationsschritten untersucht. Ausgehend von Gesamtkosten von 181 Mrd. € in Teilschritt 1A werden die Kosten in Teilschritt 1B durch die Speicherung zunächst um 0,3 % reduziert. Von Teilschritt 1B nach 2A verringern sich die Kosten um 2,7 %, da der Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung durch den Beitrag von Speichern, KWK und EE zur gesicherten Leistung sinkt und der Kraftwerkspark an den Speichereinsatz angepasst wird. Bis zum vierten Iterationsschritt werden weitere Kosteneinsparungen von insgesamt 0,5 % realisiert. Bei den folgenden Iterationsschritten bewegen sich die Kostenänderungen je Teilschritt nur noch im einstelligen Millionenbereich. Um die Kostenentwicklung im weiteren Verlauf der Iteration besser überprüfen zu können, ist in Bild 4 die Kostendifferenz zwischen den einzelnen Teilschritten ab Teilschritt 4A dargestellt.

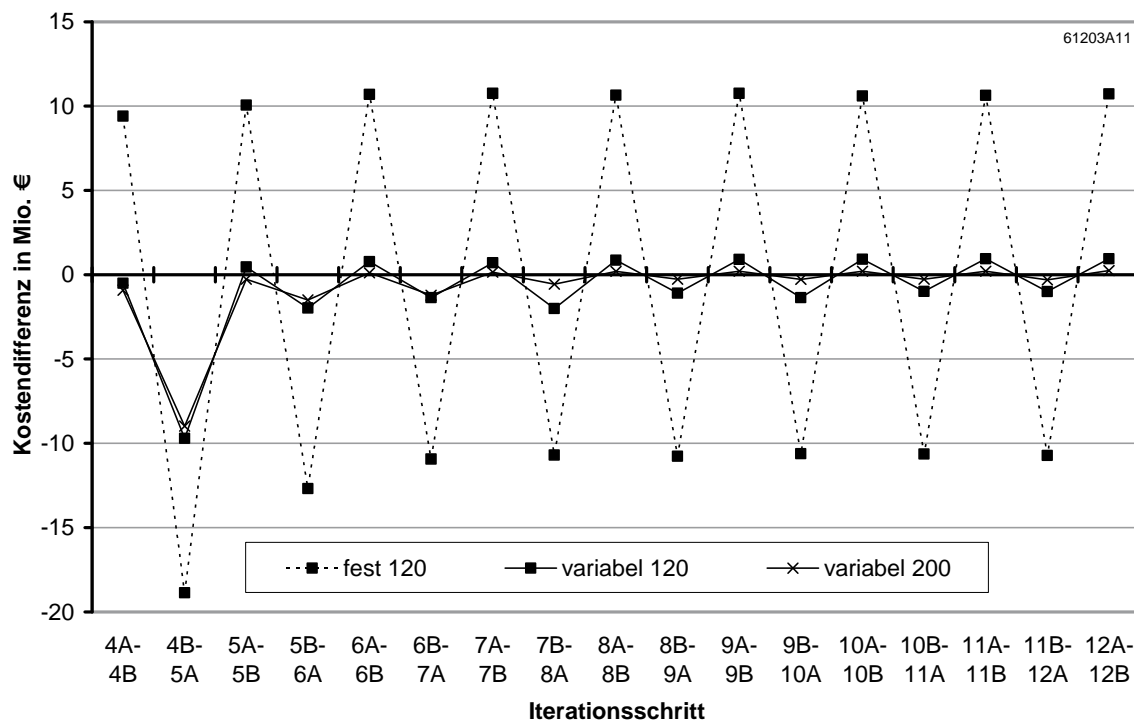


Bild 4: Kostendifferenz der Teilschritte für unterschiedliche Diskretisierungen

Im Beispielszenario wurden die Jahresdauerlinien zunächst mit 120 Stufen variabler Breite diskretisiert. Bei der erwarteten stetigen Kostenreduktion müssten alle Werte negativ sein.

Tatsächlich kommt es nach einigen Iterationsschritten zu einer Schwingung zwischen negativen und positiven Kostendifferenzen, wobei eine Kostenerhöhung immer von Teilschritt A nach B auftritt. Dies ist jedoch nicht auf eine schlechtere Speicheranpassung zurückzuführen, sondern auf die systematische Unterschätzung der Betriebskosten der Kraftwerke durch die Diskretisierung im Teilmodell MOWIKA. So bleibt bei der abschnittswisen Mittelung der Jahresdauerlinie die Energiemenge zwar erhalten, es findet aber eine Verschiebung der Stromerzeugung hin zu günstigeren Kraftwerken statt. Damit ergeben sich bei gleichen Rahmenbedingungen im Teilmodell MOWIKA niedrigere Betriebskosten der Kraftwerke als bei der stündlichen Betrachtung in MESTAS. Die durch diesen Diskretisierungsfehler verursachte Kostenschwankung wird erst dann erkennbar, wenn die überlagerte Speicher- und Kraftwerksanpassung zu keinen relevanten Einsparungen mehr führt, und ist mit ca. 1 Mio. € gegenüber den Gesamtkosten vernachlässigbar. Wie in Bild 4 ebenfalls zu sehen tritt bei einer feineren Auflösung mit 200 Stufen die Kostenerhöhung erst in einem späteren Iterationsschritt auf und die Amplitude der Kostenschwankungen ist aufgrund des kleineren Diskretisierungsfehlers deutlich geringer. Des Weiteren wurde eine Diskretisierung mit 120 Stufen fester Breite durchgeführt. Die dabei auftretenden Kostenschwankungen sind aufgrund des größeren Fehlers deutlich höher als bei der Diskretisierung mit 120 Stufen variabler Breite. Anhand der Ergebnisse werden sowohl die Vorteile einer Diskretisierung mit variabler Stufenbreite als auch die bereits hohe Genauigkeit bei der Verwendung von 200 Stufen deutlich.

5 Speicherausbau für eine Stromversorgung mit 80 % erneuerbaren Energien

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Modells IMAKUS für ein Szenario der deutschen Stromversorgung mit einem erneuerbaren Anteil von 80 % im Jahr 2050 vorgestellt. Den Ausgangspunkt bildet der heutige Bestand an konventionellen Kraftwerken sowie an Pumpspeicherwerken (PSW) in Deutschland. Die Laufzeiten der Kernkraftwerke entsprechen den Beschlüssen vom Juli 2011 [4]. Es wird angenommen, dass der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland von 621 TWh im Jahr 2010 auf 533 TWh im Jahr 2050 sinkt, wobei EE dann mit 427 TWh zur Stromerzeugung beitragen. Für den CO₂-Zertifikatspreis wird ein Anstieg von 13 €/t CO₂ auf 138 €/t CO₂ angenommen.

Bild 5 zeigt die im Betrachtungszeitraum bis 2050 insgesamt installierte Kraftwerksleistung im Verlauf der Iteration. Für den Neubau stehen Gasturbinen, Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD), konventionelle Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie ab dem Jahr 2020 Stein- und Braunkohlekraftwerke mit 700 °C-Technologie zur Verfügung. Aufgrund der Anpassung an die notwendige gesicherte Leistung nimmt die installierte Leistung – insbesondere im Bereich der Gasturbinen – im Iterationsverlauf ab. Nach geringfügigen Veränderungen der Port-

foliostruktur ist bereits im fünften Iterationsschritt kein Unterschied mehr erkennbar. Des Weiteren zeigt Bild 5 die iterative Entwicklung des Speicherausbaus anhand der über den Betrachtungszeitraum gemittelten jährlich installierten Entladeleistung. Einhergehend mit den Veränderungen im Kraftwerkspark nimmt der Ausbau der Speicher zu und stabilisiert sich ebenfalls ab dem fünften Iterationsschritt. Die Steigerungen treten dabei im Bereich der PSW (80 % Wirkungsgrad) und der adiabaten Druckluftspeicher (AA-CAES, 70 % Wirkungsgrad) auf. Der Anteil der Wasserstoffspeicher mit GuD-Kraftwerken zur Rückverstromung (40 % Wirkungsgrad) bleibt hingegen gleich, da deren Rentabilität vor allem durch die Höhe der regenerativen Überschüsse und weniger durch die Kraftwerksparkstruktur beeinflusst wird.

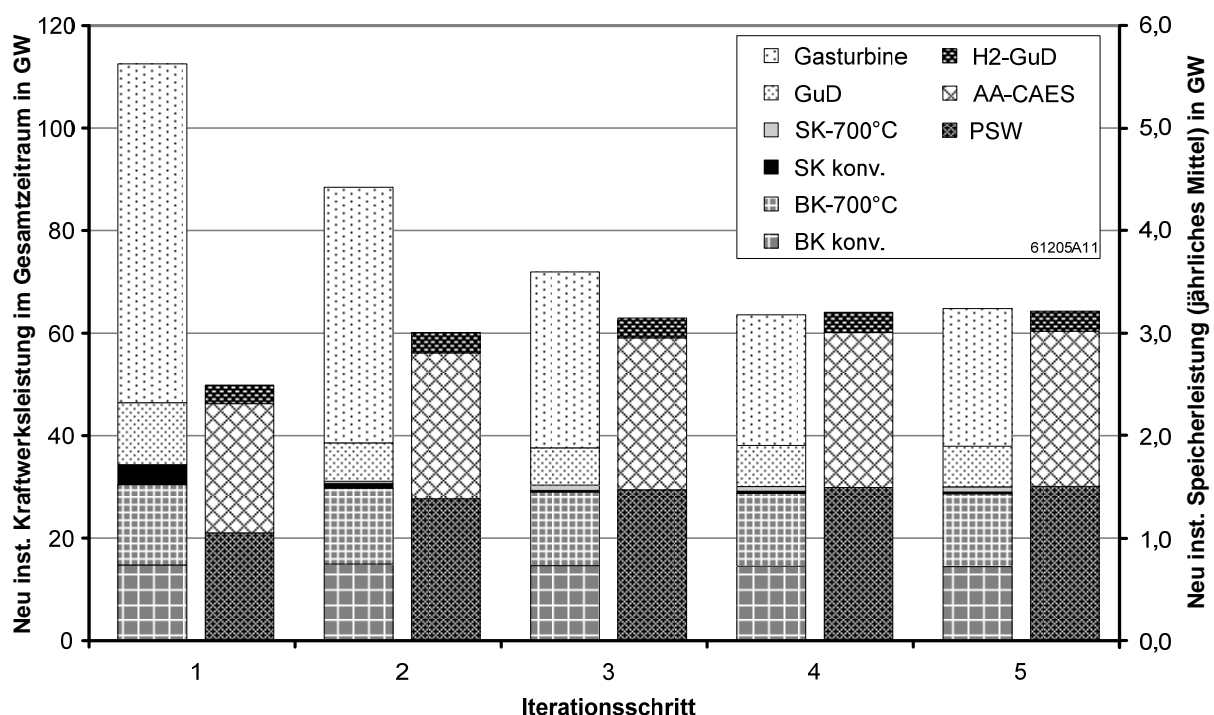


Bild 5: Iterative Entwicklung der neu installierten Kraftwerks- und Speicherleistung

Bild 6 zeigt den ermittelten Speicherausbau anhand der installierten Entladeleistungen für den gesamten Betrachtungszeitraum. Der Grüne-Wiese-Ansatz lässt erkennen, dass im Zeitraum von 2021 bis 2023 ein Ausbau von Speichern unrentabel ist, was auf die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in diesen Jahren zurückzuführen ist. Ähnliche Verhältnisse wie bei der Entladeleistung ergeben sich auch für die installierte Ladeleistung. Bei der installierten Speicherkapazität zeigen sich hingegen die spezifischen Kostenvorteile der Wasserstoffspeicherung: Von ca. 4,8 TWh installierter Speicherkapazität im Jahr 2050 entfallen mehr als 90 % auf Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung. Durch den Ausbau der Speicherung

kann die Summe der nicht integrierbaren erneuerbaren Erzeugung im gesamten Betrachtungszeitraum von ursprünglich 306 TWh auf 99 TWh reduziert werden.

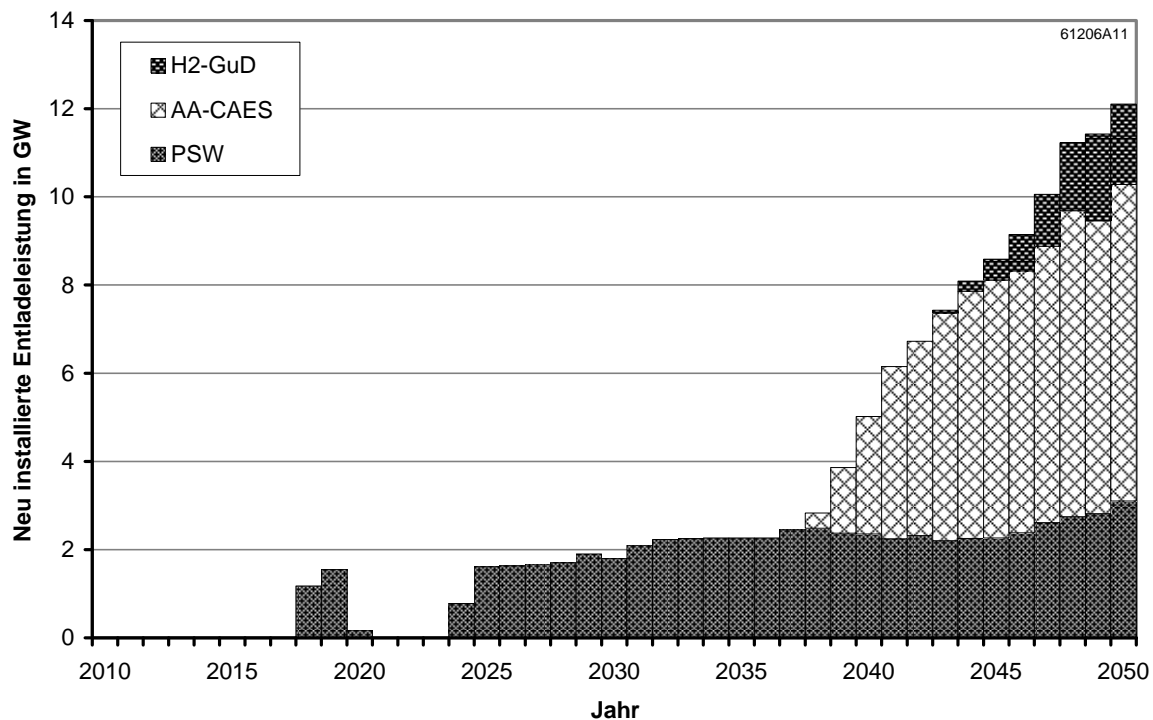


Bild 6: Jährlich optimaler Ausbau der Speicher-Entladeleistung

Danksagung

Das dem Beitrag zugrundeliegende Forschungsprojekt KW21 BY 1 E „Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher“ wird von den Bayerischen Staatsministerien StMWFK und StMWIVT aus Mitteln des Klimaprogramms Bayern 2020 sowie von der Firma E.ON Energie AG gefördert.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin 2010
- [2] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): System Adequacy Retrospect 2010. Brüssel 2011
- [3] Roth, H.: Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien. Dissertation, TU München. München 2008
- [4] Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31.07.2011 (13. AtGÄndG). Bundesgesetzblatt (2011) Teil I Nr. 43, S. 1704-1705