

AUSWIRKUNGEN UNTERSCHIEDLICHER INTERVALLLÄNGEN BEI DER ZEITLICHEN ZERLEGUNG VON STROMMARKTSIMULATIONEN

Jana EINSIEDLER^{*1}, Claire LAMBRIEX¹, Albert Moser¹

Zielsetzung und Motivation

Die fortschreitende Energiewende führt zu einer tiefgreifenden strukturellen Veränderung des europäischen Stromsystems. Der steigende Anteil volatiler erneuerbarer Energien erhöht die Anforderungen an Flexibilitätsoptionen wie Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher [1]. Speichertechnologien erzeugen eine zeitliche Kopplung des Energiesystems, der Ladezustand eines Speichers in einer Stunde beeinflusst die ökonomisch-technischen Optionen in allen folgenden Stunden und ist damit eine zentrale Einschränkung für die Flexibilitätsbereitstellung dieser Technologien [2].

Strommarktsimulationen werden typischerweise als Jahresoptimierung durchgeführt, um zukünftige Marktdynamiken abzuschätzen und zukünftige Systemeffekte zu analysieren [3]. Die zunehmende zeitliche Kopplung des Stromsystems führt jedoch dazu, dass diese Modelle stetig komplexer werden und nur noch mit hohem Rechenaufwand gelöst werden können. Insbesondere bei detaillierten Betrachtungen des gesamt-europäischen Strommarktes steigen die Rechenzeiten über praktikable Grenzen hinaus.

Eine Möglichkeit zur Komplexitätsreduktion ist die zeitliche Zerlegung der Jahresoptimierung in kleinere Intervalle, z. B. in Monate oder Wochen [4,5]. Die resultierenden Teilprobleme sind aufgrund der geringeren Modellgröße und reduzierter zeitlicher Kopplung weniger komplex und können unabhängig voneinander gelöst werden. Gleichzeitig entstehen jedoch Genauigkeitsverluste, da Variablen, die zeitliche Zusammenhänge abbilden, insbesondere Speicherfüllstände, an den Intervallgrenzen fixiert werden müssen.

Ziel dieses Beitrags ist es daher, die Auswirkungen unterschiedlicher Intervalllängen auf die Komplexitätsreduktion sowie die Lösungsgüte zeitlich zerlegter Strommarktsimulationen systematisch zu untersuchen. Hierfür werden die Ergebnisse zerlegter Optimierungen mit unterschiedlichen Intervalllängen mit einer ganzjährigen Referenzoptimierung verglichen.

Methodisches Vorgehen

Grundlage der Untersuchungen bildet eine stündliche europäische Strommarktsimulation. Diese ist als lineares Optimierungsproblem formuliert, welches sowohl den Fahrplanenergie- als auch den Regelleistungsmarkt abbildet. Ziel der Optimierung ist eine Minimierung der Stromerzeugungskosten zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung technischer Restriktionen sowie des gebotszonenübergreifenden Handels. Abgebildet werden thermische und hydraulische Kraftwerke, Erneuerbare Energieanlagen, Batteriespeicher, Elektrolyseure und flexible Verbraucher.

Zunächst wird eine vollständig gekoppelte ganzjährige Optimierung durchgeführt, die als Referenz für die zerlegten Optimierungen dient. Anschließend wird die Jahresoptimierung in Intervalle zerlegt, wobei jedes Intervall als eigenes Optimierungsproblem gelöst wird. Dadurch reduziert sich die Modellkomplexität, da nur die stundenweise Kopplung innerhalb des Intervalls, nicht jedoch über Intervallgrenzen hinweg, abgebildet wird.

Um die zeitliche Kontinuität über Intervallgrenzen hinweg sicherzustellen, müssen zeitlich gekoppelte Variablen, wie Speicherfüllstände, an den Intervallgrenzen fixiert werden. Dabei wird für Batterie- und Pumpspeicher unterschiedlich vorgegangen. Der Speicherfüllstand von Pumpspeichern weist einen saisonalen Verlauf auf, weshalb deren Grenzfüllstände durch eine Voroptimierung bestimmt werden. Die Voroptimierung ist eine stark vereinfachte Version des Optimierungsproblems, in der Kraftwerke aggregiert betrachtet und Nebenbedingungen vereinfacht werden [4].

¹ IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, +49 241 80-97892,
j.einsiedler@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

Batteriespeicher hingegen sind typischerweise Kurzzeitspeicher mit Zyklen im Tages- bis Wochenbereich. Daher ist eine Voroptimierung für saisonale Muster hier nicht sinnvoll, weshalb die Batteriespeicherfüllstände an den Intervallgrenzen auf einen fixen Wert, z. B. 50 %, fixiert werden.

Zur Bewertung der Zerlegungsmethode erfolgt anschließend ein systematischer Vergleich zwischen der ganzjährigen Referenzoptimierung und den Intervall-basierten Optimierungen mit unterschiedlichen Intervalllängen. Um die Lösungsgüte bewerten zu können werden die Abweichungen der Gesamtsystemkosten, des Erzeugungsmixes und der Einsatzmuster der einzelnen Anlagen verglichen. Außerdem werden die Rechenzeiten und Modellgröße als Auswertungsgrößen der Komplexität herangezogen. Ziel ist die Identifikation von Intervalllängen, die ein angemessenes Verhältnis zwischen modelltechnischer Lösungsgüte und Komplexitätsreduktion bieten.

Erste Ergebnisse

Für die Untersuchungen wird ein europäisches Szenario für das Jahr 2030, basierend auf dem ERAA23 [1], genutzt. Die ganzjährige Referenzrechnung wird Zerlegungen in Quartals-, Monats- und Wochenintervalle verglichen.

Die Flexibilitätseinschränkungen der Speicher durch die Fixierung der Speicherfüllstände an den Intervallgrenzen führt zu Abweichungen der Fahrpläne zwischen Referenz- und Intervallrechnungen. Dabei steigt die Abweichung bei kleinerer Intervalllänge an, da langfristige Optimierungsentscheidungen nicht vollständig abgebildet werden können. Um das geringere Flexibilitätspotential der Speicher auszugleichen, werden in den Intervalloptimierungen insbesondere Gaskraftwerke genutzt, um kurzfristige Flexibilität bereitzustellen, wodurch die Gesamtsystemkosten steigen. Bei sehr kurzen Intervallen kann die eingeschränkte Flexibilität der Speicher auch dazu führen, dass Teile der Last nicht gedeckt werden können. Insgesamt zeigen die Ergebnisse jedoch, dass die grundsätzlichen Erzeugungsmuster über alle Intervalllängen hinweg qualitativ vergleichbar bleiben.

Wie erwarten sinken Rechenzeit und Modellgröße mit kürzerer Intervalllänge erheblich. Dadurch lässt sich durch zeitliche Zerlegung eine deutliche Komplexitätsreduktion erreichen. In welchem Umfang eine damit verbundene Verringerung der Lösungsgüte akzeptiert werden kann, hängt vom jeweiligen Anwendungsfall ab und muss individuell bewertet werden.

Referenzen

- [1] ENTSO-E, "ERAA 2023 – European Resource Adequacy Assessment" (2023).
- [2] R. Sioshansi et al., "Energy-Storage Modeling: State-of-the-Art and Future Research Directions" (2010).
- [3] D. vom Stein, "Einfluss des modelldetailgrades in Strommarktsimulationen auf die Bewertung von Flexibilitätsoptionen", Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (2019).
- [4] H. Yilmaz et al., „A method for modelling of hydro storage power plants in power plant dispatch models with rolling horizon approach" (2021).
- [5] É. Cuisinier, "New rolling horizon optimization approaches to balance short-term and long-term decisions: An application to energy planning" (2021)