

BEITRAG DEZENTRALER FLEXIBILITÄTSOPTIONEN FÜR DAS ENGPASSMANAGEMENT IM ZUKÜNFTIGEN ÜBERTRAGUNGSNETZ

Hao CHANG¹, Albert MOSER

Hintergrund und Motivation

Die ambitionierten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen wie das „65% Ziel der deutschen Bundesregierung bis 2030“ [1] sowie die neue EU-Strombinnenmarkt-Verordnung [2] zur Stärkung des grenzüberschreitenden Handels werden zu einem deutlichen Anstieg der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz führen. Infolge dessen werden zunehmende Netzengpasssituationen erwartet. Auf der anderen Seite, durch die steigende Sektorenkopplung sowie Digitalisierung im Energiesystem ist mittelfristig davon auszugehen, dass eine hohe Anzahl dezentraler und miteinander vernetzter flexibler Anlagen in den Verteilnetzen als neue Quellen der Flexibilität dienen werden, die aggregiert System- und Netzdienstleistungen anbieten. Dadurch stellt sich die Frage, welchen Beitrag diese dezentralen Flexibilitätsoptionen für das Engpassmanagement im zukünftigen Übertragungsnetzbetrieb leisten können.

Methodik

Regionalisierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen

Im Rahmen der Untersuchung werden vier neuartigen dezentralen Anlagentypen

- Elektrofahrzeugen (E-KFZ)
- Batteriespeicher
- Wärmepumpen und
- Zentrale Power-to-Heat Anlagen

explizit betrachtet. Für jeden Anlagentyp werden zunächst relevante Einflussfaktoren identifiziert, auf dessen Basis eine Regionalisierung des Anlagenbestandes je Landkreisebene durchgeführt werden unter Berücksichtigung der (prognostizierten) lokalen Ausprägung der Einflussfaktoren. Über eine anschließende Voronoi-Zerlegung wird der regionalisierten Anlagenbestand von den einzelnen Landkreisen den Hochspannungsnetzknotten zugeordnet (siehe Abbildung 1).

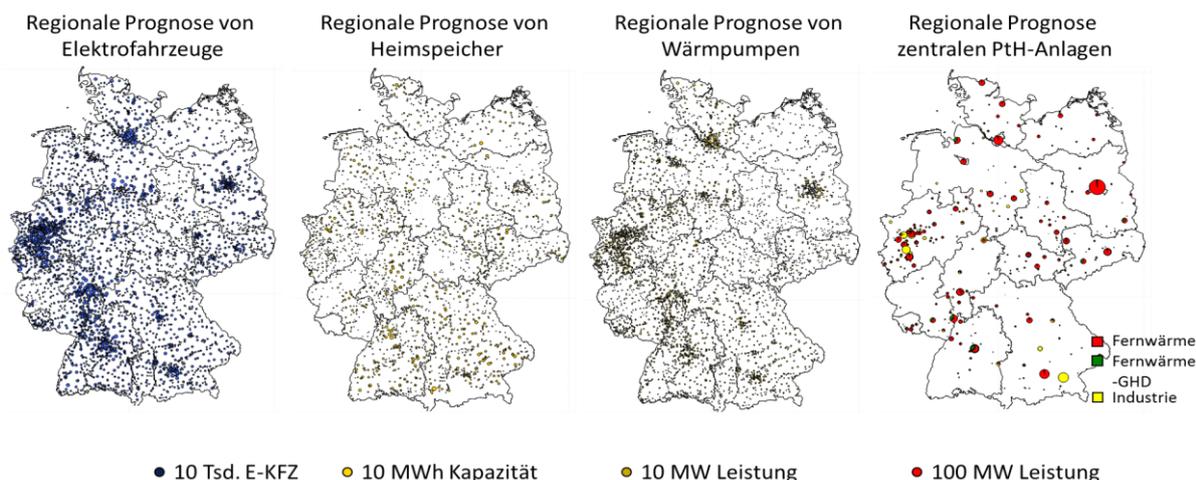


Abbildung 1 Regionale Verteilung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen auf Hochspannungsnetzknotten

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, RWTH Aachen University, h.chang@iaew.rwth-aachen.de

Für jeden Anlagentyp je Hochspannungsknoten wird anschließend der aggregierte Anlageneinsatz unter Berücksichtigung von technischen Anlagenrestriktionen und spezifischen Einsatzverhalten ermittelt.

Modellierung dezentraler Flexibilitätsoptionen in Netzbetriebssimulation

Die Netzbetriebssimulation für das Engpassmanagement stellt eine Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) dar. Die Modellierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen mit ihren technischen Restriktionen erfolgt hochspannungsnetzknottenscharf. Vorhandene zentrale Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise konventionelle Erzeugungsanlagen werden blockscharf an den Anschlussübertragungsnetzknotten abgebildet. Weiter werden leistungsflusssteuernden Netzbetriebsmitteln (bspw. HGÜ, PST) ebenfalls berücksichtigt.

Aufgrund der Größe des zeitlichen und räumlichen Betrachtungsbereichs und der Komplexität, insbesondere die nichtlinearen Randbedingungen des Netzes sowie die nichtlinearen Wirkungsgrade und die ganzzahligen Optimierungsvariablen des Einsatzes thermischer Kraftwerke und die intertemporalen Abhängigkeiten von Speicheranlagen ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems in angemessener Rechenzeit nicht möglich. Aus diesem Grund wird eine Linearisierung und Zerlegung des Problems durchgeführt. Aufgrund der hohen Modellkomplexität, welche aus der integrierten Optimierung der zentralen und dezentralen Flexibilitätsoptionen unter Einhaltung aller technischen Randbedingungen des Übertragungssystems resultiert, erfolgt daher im Rahmen der Optimierung insbesondere eine Linearisierung der Wirkungsgrade, eine Approximation der komplexen Lastflussgleichungen durch einen Wirklastfluss und eine Zerlegung des Optimierungsproblems im Zeitbereich auf Tagesbasis.

Exemplarische Ergebnisse

Das entwickelte Verfahren wird für ein Szenario gem. dem deutschen Netzentwicklungsplan 2019 für das Jahr 2035 (NEP 2035B) [3] angewendet. Exemplarische Ergebnisse werden in Abbildung 2 zusammengefasst. In *Redispatch (A)* wird nur Einspeisemanagement-Maßnahmen (EisMan) aus dem Verteilnetz berücksichtigt während *Redispatch (B)* den Einfluss weiterer dezentraler Flexibilitätsoptionen darstellt.

Es ist zu erkennen, dass durch die Berücksichtigung von dezentralen Flexibilitätsoptionen die Menge an EisMan um ca. 34.2 % signifikant reduziert werden können. Weiterhin wird die Leistungsanpassung durch konventionelle Erzeugungsanlagen ebenfalls um 7 % reduziert, welche durch die Lastverschiebung von E-KFZ sowie Batteriespeicheranlagen ersetzt werden.

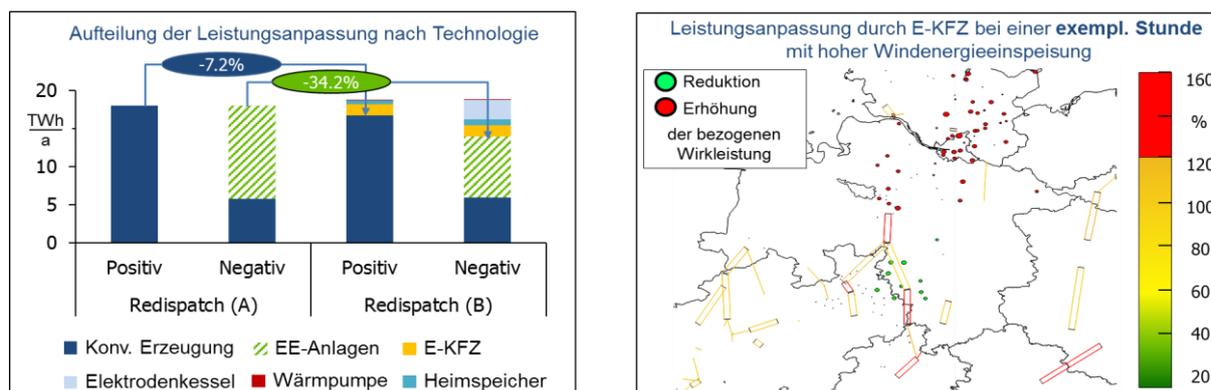


Abbildung 2 Leistungsanpassung je Flexibilitätsoption (links) und regionale Aktivierung von Flexibilität durch E-KFZ bei einer exemplarischen Stunde mit hoher Windenergieeinspeisung (rechts)

Referenzen

- [1] D. Bundesregierung, „Klimaschutzprogramm 2030,“ Berlin, 2018.
- [2] EU-Comission, „Clean Energy Package - Beschluss zur Verordnung 2016/0379,“ Brussels, 2017.
- [3] D. Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan 2019,“ Berlin, 2019.