

ENTWICKLUNG EINES PROBABILISTISCHEN NETZNUTZUNGSMODELLS FÜR DIE BEWERTUNG VON NETZAUSBAU- UND VERSTÄRKUNGSVORHABEN

Niklas ERLE(*)¹, Frey FLOREZ², Simon KRAHL³, Ulrich JANISCHKA⁴, Albert
MOSER⁵

Motivation

Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Europäischen Union ist ein Strukturwandel des Elektrizitätsversorgungssystem notwendig. Infolgedessen werden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor große Herausforderungen gestellt. Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien und die stärkere Kopplung der europäischen Marktgebiete führen einer höheren Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Schon heute sind im Netzbetrieb fast täglich Eingriffe der ÜNB notwendig, um die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten [1].

Langfristig können diese mitunter teuren Eingriffe, wie beispielsweise Redispatch, durch eine Erweiterung der vorhandenen Netzinfrastruktur vermieden werden. Zu diesem Zweck werden in der Netzplanung der ÜNB geeignete Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen (NAVM) identifiziert. Die Umbauplanung konkretisiert die Pfade zur Erreichung der genehmigten Zieltopologien. Hier ist zu beachten, dass ein Teil der vorhandenen Netzinfrastruktur zeitweise freigeschaltet werden muss, um ein sicheres Arbeiten an den Netzbetriebsmitteln zu ermöglichen. Heutzutage wird in regionalen Betrachtungen geprüft, ob die ermittelten Umbaupfade umgesetzt werden können. Vielzahl und Umfang der genehmigten NAVM indizieren jedoch, dass zukünftig eine frühzeitige Planung der Umbaupfade unter Berücksichtigung der Interdependenzen zwischen verschiedenen NAVM erfolgen muss. Bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW wird daher der Prozess der Mehrjahresschaltplanung (MJSP) implementiert. Im Prozess sollen die relevanten NAVM und erwartete Instandhaltungsmaßnahmen für den Planungshorizont von 1-5 Jahren bewertet werden [2].

Analyse

Quantitative Netzanalysen im Rahmen der MJSP sind mit einer hohen Unsicherheit bezüglich der zu erwartenden Netznutzung verbunden. Diese Unsicherheit wird nach aktuellem Stand der Technik durch die Berücksichtigung verschiedener simulierter Marktszenarien adressiert. Die einzelnen Szenarien umfassen dabei in der Regel Marktsimulationen für ein Jahr im Stundenraster.

In der MJSP sollen kritische Kombinationen von verschiedenen NAVM und Instandhaltungsmaßnahmen frühzeitig identifiziert werden. Umfangreiche NAVM können dabei verteilt über mehrere Jahre einige hundert temporär notwendige Topologien umfassen. A priori können die kritischsten Situationen für die Netzsicherheit allenfalls durch planerisches Erfahrungswissen heuristisch ermittelt werden. Quantitative Netzanalysen sind daher für die MJSP aufgrund der hohen Anzahl an zu bewertenden Topologien auf Basis vollständiger Jahreslaufsimulationen wegen des zu hohen Rechenzeit- und Analyseaufwands nicht zielführend [2]. Daher ist ein Modell für die Netznutzung erforderlich, welches auf der einen Seite Aussagen über die Durchführbarkeit und verursachte Kosten durch betriebliche Eingriffe erlaubt, gleichzeitig aber von umfangreichen Simulationen abstrahiert. Ein geeignetes Modell soll im Folgenden vorgestellt werden.

¹ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Besselstraße 20-22, 68219 Mannheim, +49 241 997857-199, niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

² Transnet BW GmbH

³ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

⁴ Transnet BW GmbH

⁵ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

Modell

Die Reduktion der synthetischen Netznutzungsfälle (NNF) aus den Marktszenarien erfolgt durch ein Clusterverfahren. Da in der MJSP verschiedene Topologien miteinander verglichen werden, sind die ursprünglichen Zeitreihen als Distanzmaß für das Clusterverfahren ungeeignet. Eine Änderung des Schaltzustandes kann einen höheren Einfluss auf die Netzsicherheit haben, als eine Leistungserhöhung eines Kraftwerks an einem elektrisch gut angebunden Übertragungsknoten. Daher werden auf Basis von [3] im Distanzmaß die dualen Werte von kritischen Netzzeigen aus einer vereinfachten DC-Leistungsflussoptimierung verwendet. Für jeden Cluster werden dabei zwei Netznutzungsfälle ermittelt:

- ein repräsentativer Netznutzungsfall (r-NNF): mittlere Situation zur Bewertung von Kosten
- ein kritischer Netznutzungsfall (k-NNF): extreme Situation zur Beurteilung der Umsetzbarkeit

Da die zeitliche Abfolge der NNF in den Marktszenarien bekannt ist, kann die Netznutzung als stochastischer Prozess modelliert werden [4]. Für die MSJP ist insbesondere relevant, wie wahrscheinlich die einzelnen Cluster für ein gegebenes Planungsdatum der zu bewertenden Kombinationen ist. Insbesondere kann für die gegebenen Planungsdaten der Kombinationen ein Startvektor bestimmt werden, der die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Anfangszustände repräsentiert. Der Startvektor berücksichtigt die Netznutzungsfälle um eine Umgebung von vier Wochen um die Planungsdaten. Als Bewertungskriterium für die Kombinationen kann anschließend die mittlere Zustandswahrscheinlichkeit der einzelnen Cluster über den relevanten Zeitraum bestimmt werden. Für den Fall, dass eine Kombination für insgesamt N Stunden notwendig ist, wird durch die N -malige Multiplikation des aktuellen Zustandsvektors v_t mit der Übergangsmatrix der Markoff-Kette $M_{Markoff}$ der Zustandsvektor der nächsten Stunde v_{t+1} ermittelt werden.

$$v_{t+1} = M_{Markoff} * v_t$$

Der Mittelwert über die Zustandswahrscheinlichkeiten der jeweiligen Stunden wird für die Ermittlung der durch die Topologien verursachten Kosten im Netzengpassmanagement herangezogen.

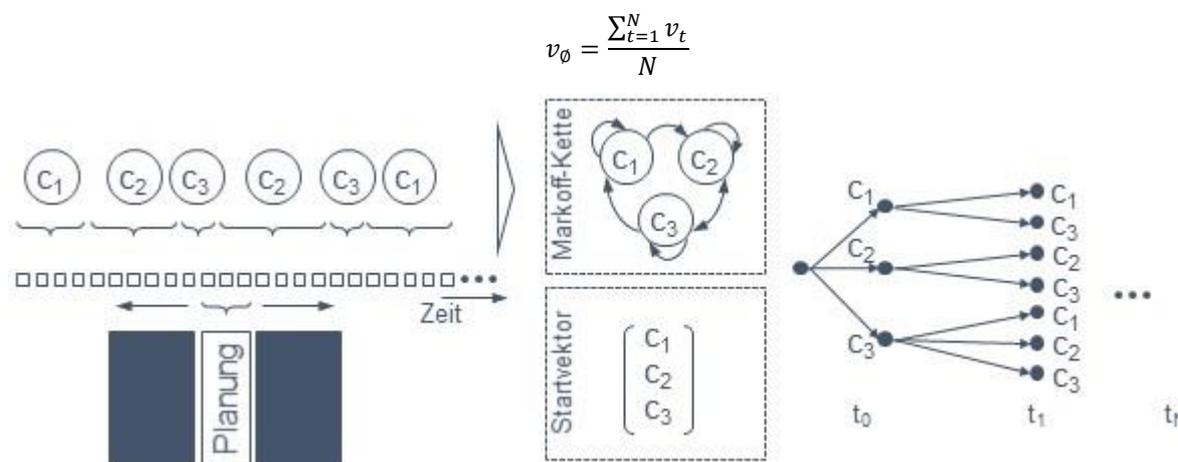


Abbildung 1: exemplarische Darstellung des probabilistischen Netznutzungsmodells

Referenzen

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Redispatch in Deutschland“, 2018, Berlin
- [2] N. Erle, "Bewertung der Durchführbarkeit geplanter Freischaltungen im Zeithorizont mehrerer Jahre", ETG-Kongress, 2019, Esslingen
- [3] Moormann, „Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze“, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2019, Aachen
- [4] Moormann, „Modellierung der zukünftigen Netznutzung elektrischer Übertragungssysteme als stochastischer Prozess“, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016