

VERWENDUNG ADAPTIVER ZEITRASTER IN VERFAHREN ZUR BEWERTUNG VON VERSORGUNGSSICHERHEIT

Philipp BAUMANN¹, Denis VOM STEIN¹, Albert MOSER¹

Einleitung, Hintergrund und Motivation

Aufgrund ambitionierter Klimaziele unterliegt das Elektrizitätsversorgungssystem im Zuge der Energiewende fundamentalen strukturellen Veränderungen. Der anhaltende Transformationsprozess lässt auch zukünftig einen Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien erwarten, was zu neuen Herausforderungen bei der Bewertung der Versorgungssicherheit führt. Da vor allem die Primärenergieträger Wind- und Solarenergie nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stehen, müssen andere, dispoible Anlagen zur Versorgungssicherheit beitragen. Neben thermischen Kraftwerken können hier voraussichtlich Speicher, eine stärkere internationale Verflechtung und eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrageseite einen Beitrag hierzu liefern.

In den kommenden Jahren ist jedoch die Stilllegung von thermischen Kraftwerken, aufgrund der schwierigen Situation am Markt und teilweise auch bedingt durch das Anlagenalter, zu erwarten. Durch politische Entscheidungen – in Deutschland zum Beispiel durch den beschlossenen Kernenergieausstieg bis zum Ende des Jahres 2022 – werden ebenfalls signifikante Mengen an Erzeugungskapazität stillgelegt. Nennenswerte Investitionen in den Neubau großer thermischer Kraftwerksblöcke sind hingegen, zumindest zurzeit, kurz- und mittelfristig nicht abzusehen. Im Zuge dieser Entwicklungen stellt sich die Frage, ob auch unter diesen Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Deren Sicherstellung ist – neben der ökonomischen und sicherheitspolitischen Bedeutung – auch im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende. Entsprechend wichtig ist eine zuverlässige und nachvollziehbare Bewertung.

Das Winterpaket der europäischen Kommission stellt dabei Leitfaden und Anforderung für künftige Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit zugleich dar. So wird eine probabilistische Bewertung unter Verwendung entsprechender Kennzahlen, insbesondere der Indizes „Loss of load expectation“ (LOLE) und „Expected energy not-served“ (EENS) gefordert. [1]

Zur Bestimmung der Kennzahlen wird üblicherweise auf Modelle zurückgegriffen, die eine große Anzahl an Untersuchungsläufen im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation erfordern [2]. Es stellt sich die Frage, ob Möglichkeiten zur Beschleunigung bestehen, ohne signifikante Einbußen in der Ergebnisgenauigkeit in Kauf nehmen zu müssen. Grundsätzlich können Ansätze zur Problemkomplexität in energiewirtschaftlichen Modellen die Dimensionen des geographischen Betrachtungsraums, der Zeit oder der Technologie betreffen. Dabei erscheint für Fragestellungen der Versorgungssicherheit insbesondere interessant, welchen Einfluss eine Reduktion des Zeitrasters hat: Schließlich sind für die Bewertung der Versorgungssicherheit vor allem Stunden mit hoher Residuallast und gleichzeitig hoher Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung von Bedeutung. Unkritische Stunden können gegebenenfalls vereinfacht und zusammengefasst betrachtet werden. Zur Frage hinsichtlich des Einflusses der zeitlichen Auflösung in probabilistischen Verfahren zur Bestimmung der Versorgungssicherheit soll hiermit ein Beitrag geleistet werden.

Methodik und verwendetes Softwareframework

Zurzeit befindet sich am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen ein Softwareframework zur probabilistischen Bewertung von Versorgungssicherheit im Rahmen eines Dissertationsvorhabens in der Entwicklung. Das Tool ist in der Lage, für eine große Anzahl an Ausfall- und Wetterjahren, Simulationen der Nachfrage- und Reservedeckung geschlossen für ein Jahr durchzuführen. Durch den für ein Jahr geschlossenen Lösungsansatz kann dabei auf heuristische Wassermanagementstrategien, die insbesondere bei hydraulischen Langzeitspeicherkraftwerken eingesetzt werden müssten, weitestgehend verzichtet werden. Der Verfahrensablauf ist in Abbildung 1 skizziert.

¹ RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80-97881, philipp.baumanns@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

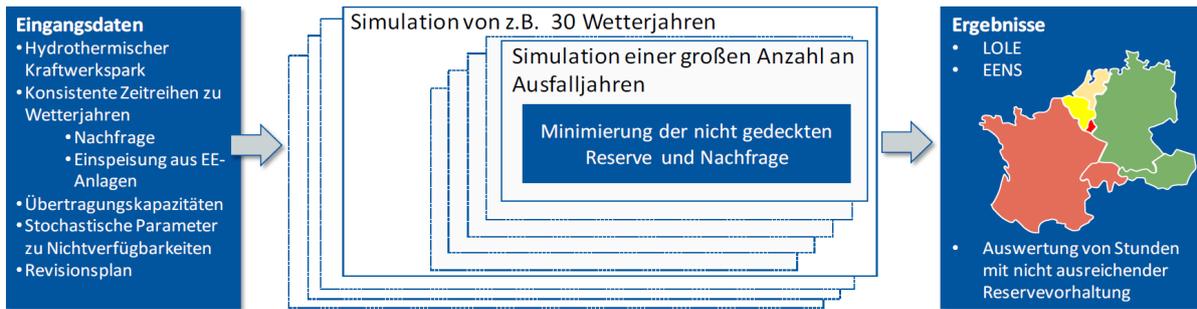


Abbildung 1: Verfahrensablauf innerhalb des Softwareframeworks zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Das Softwaretool ist um ein Modul zur Reduktion der zeitlichen Auflösung in Form eines adaptiven Zeitrasters erweitert worden. Abweichend von [3], welches in Marktsimulationsverfahren bereits erfolgreich angewandt wurde, wird der Ansatz mit Blick auf die Anforderungen der Bewertung von Versorgungssicherheit modifiziert, wobei neben der Analyse der Residuallast die Berücksichtigung der Kraftwerksnichtverfügbarkeit bei der Ermittlung des adaptiven Zeitrasters eine entscheidende Bedeutung zukommt. Eine vorzugebende Anzahl an Situationen, beispielsweise 50 % aller Stunden, wird garantiert untersucht. Umliegende Stunden werden – unter der Einhaltung einer Nebenbedingung maximal gemeinsam zu betrachtender Stunden – zusammengefasst. Diese aggregierten Stunden dienen vornehmlich der Aufrechterhaltung von zeitkoppelnden Nebenbedingungen. Der Zeitvorteil kann anschließend – neben einer schnelleren Ergebnisfindung – auch mit Ziel einer in besonders kritischen Situationen deutlich detaillierteren Simulation, zum Beispiel durch eine erhöhte Anzahl an Ausfall- oder Wetterjahren oder einer flussbasierten Kapazitätsbestimmung, genutzt werden.

Erste Untersuchungsergebnisse

Erste exemplarische Untersuchungen zeigen, dass durch die Verwendung des adaptiven Zeitrasters signifikante Rechenzeitvorteile erreicht werden können, wie in Abbildung 2 gezeigt ist. Für ein gegebenes Szenario des Mid-Term Adequacy Forecast [2] tritt, auch bei einer Reduktion um 3000 (8000) unkritische auf 5760 (760) mindestens betrachtete Situationen, nur eine mittlere absolute Abweichung der Kennzahl LOLE unterhalb von 0,25 h/a, bezogen auf jene Anrainerstaaten Deutschlands und Österreichs mit mindestens einer Stunde Nachfrageunterdeckung, auf.

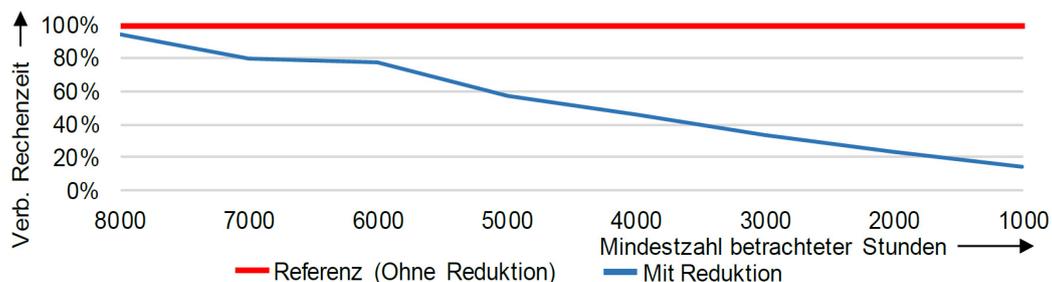


Abbildung 2: Verbleibende Rechenzeit bei Anwendung des adaptiven Zeitrasters (exemplarische Simulation)

Literatur

- [1] Europäische Kommission: Proposal for a Regulation of the European parliament and of the council on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC; Brüssel, 2017
- [2] ENTSO-E: Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition; Brüssel, 2017
- [3] D. vom Stein, N. v. Bracht, A. Maaz, A. Moser: Development of Adaptive Time Patterns for Multi-Dimensional Power System Simulations; 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden, 2017