

# DAY-AHEAD-ENGPASSPROGNOSE FÜR ELEKTRISCHE VERTEILNETZE MITTELS PROBABILISTISCHER LASTFLUSSRECHNUNG

Finn NUßBAUM (\*)<sup>1</sup>, Jonas KOCK AM BRINK<sup>1</sup>, Anna-Lena STEEN<sup>1</sup>, Christian BECKER<sup>1</sup>

## Motivation und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaabkommens und der CO<sub>2</sub>-Einsparungsziele vollzieht sich eine grundlegende Transformation des Energiesystems. Energie wird zunehmend dezentral aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt und gleichzeitig steigen die Lasten durch Sektorenkopplung. Diese Entwicklungen sind vor allem im Verteilnetz spürbar, wo vermehrt Netzengpässe auftreten werden und daher entsprechende Methoden zur Engpassvorhersage und -behandlung nötig werden [1]. Die Vorhersage von Engpässen ist aufgrund der stochastischen Natur des Wetters und des Nutzerverhaltens mit Unsicherheiten verbunden. Es ist daher sinnvoll, neben der Vorhersage auch die Zuverlässigkeit dieser zu quantifizieren [2]. Diese Unsicherheiten können probabilistisch, also in Form von Wahrscheinlichkeitsverteilungen, modelliert werden. Auch der Zeithorizont der Vorhersage ist hierbei von Bedeutung. Direkte Eingriffe in Erzeugung oder Verbrauch verursachen Kosten, die vermieden werden können, wenn bereits bei der Beschaffung am Day-Ahead-Markt mögliche Engpässe berücksichtigt werden [3].

In Bezug auf probabilistische Engpassvorhersagen für das Verteilnetz existieren bisher nur einige Ansätze, die oft nur ausgewählte im Verteilnetz zentrale Bestandteile wie Photovoltaik oder E-Autos einbeziehen, zur Modellierung der Unsicherheiten vor allem historische Daten verwenden oder nur kurze Zeithorizonte berücksichtigen. In diesem Paper werden im Gegensatz dazu die Unsicherheiten des Wetters anhand der Ensemble-Prognosen modelliert und somit explizit die Unsicherheiten der aktuellen Vorhersage berücksichtigt. Zusätzlich werden sowohl die Last als auch die Erzeugung am Vortag prognostiziert, was eine Berücksichtigung bei der Energiebeschaffung ermöglicht.

## Methodik

Zur Erstellung der Prognosen wird ein Framework entwickelt, das mittels probabilistischer Lastflussrechnungen auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen die Auslastungen der Betriebsmittel im Verteilnetz am nächsten Tag vorhersagt. Im ersten Schritt werden dazu für die Lasten und für die mit der Erzeugung verbundene Windgeschwindigkeit bzw. solare Strahlung Normalverteilungen angenommen, für die jeweils Standardabweichungen und Mittelwerte berechnet werden. Für die Erzeugung werden dazu die Ensemble-Prognosen des Deutschen Wetterdienstes [4] verwendet und für die Erstellung der Lastmodelle wird auf historische Daten zurückgegriffen. Wie bei den VDEW-Standardlastprofilen wird dabei nach Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeiträume) und nach Wochentagen (Mo-Fr, Sa, So) unterschieden. Mit diesen Wahrscheinlichkeitsverteilungen als Eingangsgrößen werden probabilistische Lastflussrechnungen mittels Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Dabei werden aus den Verteilungen der Lasten und Wetterparameter wiederholt Stichproben gezogen und jeweils eine deterministische Lastflussrechnung durchgeführt. Anhand der Ergebnisse aus den Lastflussrechnungen werden Verteilungen der Betriebsmittelauslastungen abgebildet und Wahrscheinlichkeiten für Engpässe abgeschätzt. Dieser Ablauf ist in Abbildung 1 dargestellt.

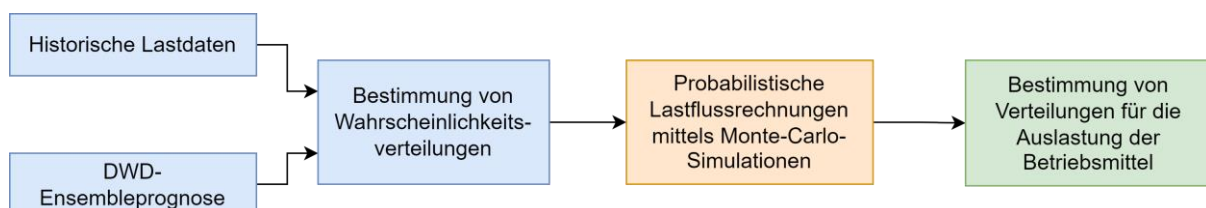


Abbildung 1: Ablauf der Engpassprognose

<sup>1</sup> Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstraße 36, D-21079 Hamburg, Tel: 0049 40 42878-4092, finn.nussbaum@tuhh.de, <https://www.tuhh.de/ieet>

## Vorläufige Ergebnisse

Zum Test des Frameworks wird ein städtisches Mittelspannungsnetz im Ausbauszenario 2034 aus dem Simbench-Datensatz [5] mit dazugehörigen nominellen Last- und Erzeugungsleistungen untersucht. Als Simulationszeiträume werden Wochen im Mai, Juli und September betrachtet. Zum Vergleich werden dabei aus den Lastdatensätzen die realen Verläufe der simulierten Tage verwendet und aus den Wetterdaten Erzeugungsleistungen berechnet.

Generell zeigt sich, dass mittels der probabilistischen Auslastungsprognose die Verläufe des nächsten Tages gut abgebildet werden können. Der reale Verlauf befindet sich meistens innerhalb eines Bandes zwischen dem 10%- und dem 90%-Perzentil der Prognose, wie beispielhaft für den 11. Mai und einen Transformator in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich auch, dass die Unsicherheiten vor allem durch das Wetter beeinflusst sind. Dies wird an den breiteren Perzentilbändern im Tagesverlauf deutlich. Mittels Einbeziehung der Ensembleprognose können diese gut erfasst und somit berücksichtigt werden.

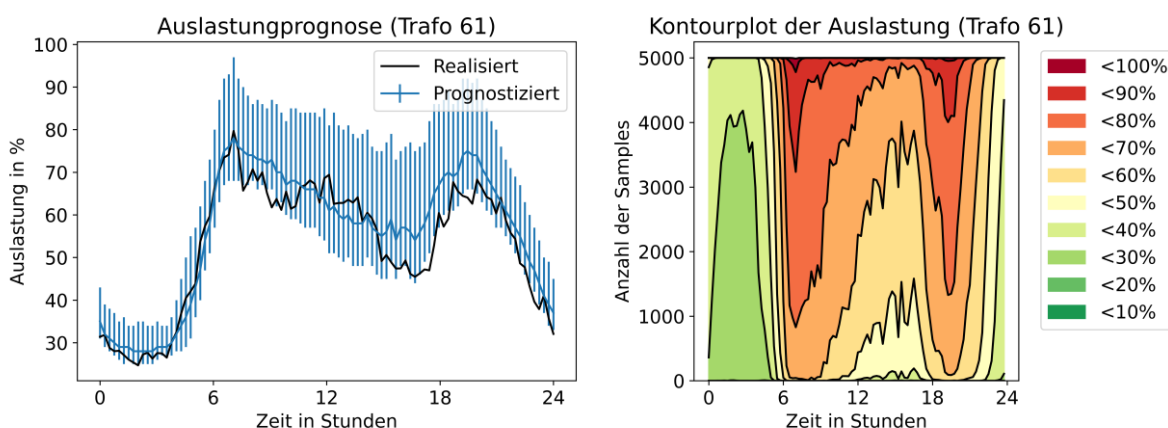


Abbildung 2: Vergleich der prognostizierten und tatsächlichen Auslastung für einen Transformator

Abbildung 3: Kontourplot der Auslastung im Tagesverlauf für einen Transformator

Zur Entwicklung von Handlungsempfehlungen auf Basis der Prognose wird ein Kontourplot der Auslastung (siehe Abbildung 3) gewählt. In diesem ist dargestellt, wie viele Samples für einen Transformator zum jeweiligen Zeitpunkt unterhalb einer gewählten Auslastung liegen. Hier ist beispielhaft zu erkennen, dass besonders in den Morgen- und Abendstunden eine Auslastung von 70 % oder höher sehr wahrscheinlich ist und daher adäquate Maßnahmen zur Reduzierung der Belastung ergriffen werden sollten. Hierauf aufbauend müssen zukünftig Eingriffsschwellen definiert werden. Im Anschluss kann das Framework zur erneuten Simulation und Bewertung der Maßnahmen verwendet werden.

## Referenzen

- [1] R. A. Verzijlbergh, L. J. De Vries und Z. Lukszo, „Renewable Energy Sources and Responsive Demand. Do We Need Congestion Management in the Distribution Grid?“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 29, Nr. 5, 2014.
- [2] S. E. Haupt, M. Garcia Casado, M. Davidson, J. Dobschinski, P. Du, M. Lange, T. Miller, C. Mohrlen, A. Motley, R. Pestana und J. Zack, „The Use of Probabilistic Forecasts: Applying Them in Theory and Practice“, *IEEE Power and Energy Magazine*, Bd. 17, Nr. 6, 2019.
- [3] N. Brinkel, L. Visser, T. AlSkaif und W. van Sark, „Avoiding Low-Voltage Grid Congestion using Smart Charging of Electric Vehicles based on Day-Ahead Probabilistic Photovoltaic Forecasts“, in *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Vaasa, 2021.
- [4] D. Reinert, H. Frank, F. Prill, M. Dehnhard, M. Baldauf, C. Schraff, C. Gebhardt, C. Marsigli und G. Zängl, „DWD Database Reference for the Global and Regional ICON and ICON-EPS Forecasting System“, Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main, 2023.
- [5] S. Meinecke, D. Sarajlic, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauen, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, „SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis“, *Energy*, Bd. 13, Nr. 12, Juni 2020.