

Was bringt ein selektiver Rollout? – Potenzial von Smart-Meter-Daten für Verteilnetzbetreiber

Kirstin Ganz, Michael Hinterstocker, Timo Kern und Serafin von Roon

Die Digitalisierung erhält Einzug in die Energiewirtschaft. Intelligente Messsysteme (iMSys) bieten die Möglichkeit, die Genauigkeit von Lastberechnungen an den Trafostationen zu verbessern. In diesem Artikel wird untersucht, ob innovative iMSys-basierte Lastberechnungen eine höhere Genauigkeit aufweisen als herkömmliche Standardlastprofil-Verfahren (SLP-Verfahren).

Im Rahmen der Energiewende mit einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien ist Engpassmanagement ein viel diskutiertes Thema. Engpassmanagement bezeichnet Maßnahmen zur Behebung und Vermeidung von Netzengpässen, durchgeführt von Netzbetreibern [1]. In C/sells – eines der SINTEG-Projekte des BMWi – wird nach Möglichkeiten eines marktbasiereten Engpassmanagements für die Nieder- und Mittelspannungsebene gesucht. Hierfür sind vor allem kleinteilige, verbraucherseitige Flexibilitäten im Sektor Private Haushalte, wie Wärmepumpen und Elektrogeräte, im Fokus.

Voraussetzung zur Flexibilitäterschließung sind genaue Kenntnisse über den Strombezug. Dies wird mit dem Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) möglich. Allerdings vollzieht sich der Rollout in Deutschland sehr langsam, sodass es lange Zeit in einem Netzgebiet nur einige wenige Haushalte mit einem iMSys geben wird. Die Pläne sehen vor, dass erst 2032 95 % aller Pflicht-Messstellen (Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh bzw. mit Nutzung von § 14a EnWG und Erzeugungs-Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien oder KWK mit einer installierten Leistung über 7 kW) mit iMSys ausgestattet werden [2, 3].

Aus diesem Grund werden in diesem Artikel Möglichkeiten untersucht, Stromverbräuche der Niederspannungsebene auf die Trafostationen zu aggregieren, um für Berechnungen auf der Mittelspannungsebene die Lastsituation abbilden zu können. Hierbei wird analysiert, inwieweit durch Lasthochrechnungen (LHR) von einer bestimmten Anzahl von Einzellastgängen in einem Strang der Summenlastgang des Strangs abgeleitet werden kann und inwieweit die Ergebnisse die Genauigkeit des herkömmlichen Standardlastprofil-Verfahrens (SLP-Verfahren) übertreffen.

Methodik

Die grundlegende Methodik von LHR ist in Abb. 1 dargestellt. In einem Strang mit mehreren Haushalten ist eine gewisse Anzahl an Haushalten mit iMSys ausgestattet (Anfangsphase des Smart-Meter-Rollouts). Die Lastverläufe dieser Haushalte werden mit einem Algorithmus zu einem Gesamtlastgang kombiniert. Im vorliegenden Fall wird eine Linearkombination der einzelnen Lastgänge verwendet. Dies ist ein Ansatz, der auch schon an anderer Stelle verfolgt wurde [5, 6]. Dabei werden die Skalierungsparameter in einer Optimierung so bestimmt, dass die Differenz zwischen realem Summenlastgang und dem erstellten synthetischen Summenlastgang minimal ist.

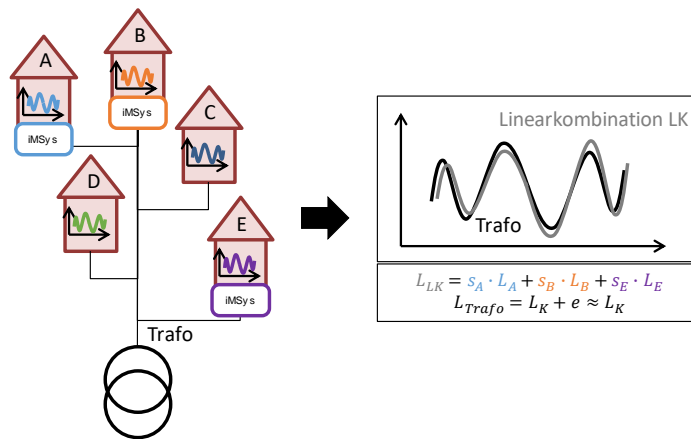


Abb. 1: Symbolische Darstellung von Lasthochrechnungen (angelehnt an [6])

Wie in Abb. 1 dargestellt, werden einige Haushalte mit iMSys ausgestattet. Je nach Auswahl der Haushalte können sehr unterschiedliche aggregierte Lastgänge resultieren, sodass die Auswahl der Haushalte, welche mit iMSys ausgestattet werden, für die Hochrechnung essentiell ist. Daher müssen – vor der Optimierung für die Bestimmung der Faktoren der Linearkombination – die Haushalte für eine Ausstattung mit iMSys ausgewählt werden, die eine möglichst gute Aggregation des Gesamtlastgangs liefern. Um die optimale Kombination zu erhalten, müsste ein MILP (Mixed Integer Linear Problem) gelöst werden, welches hohe Rechenzeiten mit sich bringt. Daher wird an dieser Stelle darauf verzichtet. Stattdessen findet die Auswahl über Heuristiken statt. Eine Möglichkeit besteht darin, die Haushalte mit dem größtem Jahresstromverbrauch auszuwählen. Für diese Auswahl spricht die leichte Umsetzung und die Vereinbarkeit mit den Zielen der Bundesregierung, zuerst die größten Verbraucher mit iMSys auszustatten [2, 3]. Alternative Methoden sind möglich, eine Diskussion hierzu befindet sich am Ende des Artikels.

Als Benchmark für die LHR wird das einfache Standardlastprofil (SLP) H0 (ohne Dynamisierung) für Haushalte verwendet [4]. Skaliert mit dem Jahresstromverbrauch des vergangenen Jahres ergibt sich eine Lastabschätzung im Viertelstundentakt (SLP-Verfahren). Dies ist die momentan gängige Praxis bei den Verteilnetzbetreibern für Prognose und Abrechnung des Strombezugs bei Haushaltskunden [7], [8]. Allerdings ist H0 im Jahr 1999 veröffentlicht worden, sodass es aufgrund mangelnder Anpassung veraltet ist und nicht mehr geeignet scheint [7]. Einige Stadtwerke verwenden daher ein aktualisiertes Standardlastprofil, welches auf Basis der Vorjahre regelmäßig neu berechnet wird [9]. Zudem gibt es Forschungsvorhaben, welche dynamische Korrekturen von Standardlastprofilen mittels Smart-Meter-Daten analysieren [8].

Fehlerbewertung

Zur Fehlerbewertung und zum Vergleich der LHR mit dem SLP-Verfahren wird der relative absolute Fehler (im Folgendem RAE abgekürzt) über den untersuchten Zeitraum eines Jahres verwendet. Hierfür wird zu jedem Zeitschritt die absolute Abweichung aus dem realem Summenlastgang und dem erstellten, synthetischen Summenlastgang berechnet, die einzelnen Zeitschritte summiert und letztendlich durch die Jahresenergie geteilt:

$$RAE = \frac{\sum_t |L_{synthetisch}(t) - L_{Summe}(t)|}{\sum_t L_{Summe}(t)}$$

Hierbei ist $L_{synthetisch}(t)$ der erstellte synthetische Summenlastgang und $L_{Summe}(t)$ der reale Summenlastgang zum Zeitpunkt t . Im Fall des SLP-Verfahrens ist $L_{synthetisch}(t)$ das SLP H0 skaliert mit der Jahresenergie. Im Fall der LHR berechnet sich $L_{synthetisch}(t)$ aus der Linearkombination der bekannten Lastgänge. Die skalaren Faktoren der Linearkombination werden zuvor mittels einer linearen Optimierung bestimmt.

Datengrundlage

Als Datengrundlage werden für diese Untersuchung von der HTW Berlin veröffentlichte Verbrauchsdaten von 74 Haushalten verwendet [10]. Hierbei handelt es sich um vielfach genutzte Daten in vergleichbaren Auswertungen [11, 12, 13, 14]. Für die LHR werden die sekundlichen Daten auf 15 Minuten aggregiert, da davon

ausgegangen wird, dass die Haushalts-Verbrauchsdaten der iMSys in Zukunft mit einer Auflösung von 15 Minuten zur Verfügung stehen werden (§ 35 MsbG) [3].

Da die Verfahren möglichst unabhängig von der Datengrundlage bewertet werden sollen, wird außerdem die Methodik auf die Daten der Dissertation von Martin Uhrig [15] angewendet. Hierbei handelt es sich um 291 Haushaltslastgänge, welche bereits in 15-Minuten-Auflösung vorliegen. Zur Vergleichbarkeit der Daten werden nicht nur die 291 Lastprofile zusammen betrachtet, sondern außerdem Monte-Carlo-Simulationen der Daten mit je 74 Lastprofilen durchgeführt. Eine Monte-Carlo-Simulation ist ein stochastisches Verfahren, bei dem eine große Anzahl von Zufallsexperimenten bzw. Simulationen durchgeführt werden um numerisch mathematische Größen zu bestimmen. Das Verfahren beruht auf dem Gesetz der großen Zahlen [16]. Im Folgendem wird der erste Datensatz mit I und der zweite Datensatz mit II abgekürzt.

Bestimmung des Benchmarks SLP H0

Als Benchmark für die Hochrechnungsverfahren wird auf das SLP-Verfahren mit H0 zurückgegriffen [4], das einen normierten Tagesverlauf für insgesamt neun Typtage darstellt (siehe Abb. 2, oben). Die Typtage sind definiert über die drei Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergang und über die Wochentage Samstag und Sonntag und Werktag. Wie oben bereits dargestellt, bildet das bestehende H0 ein veraltetes Nutzerverhalten ab [7].

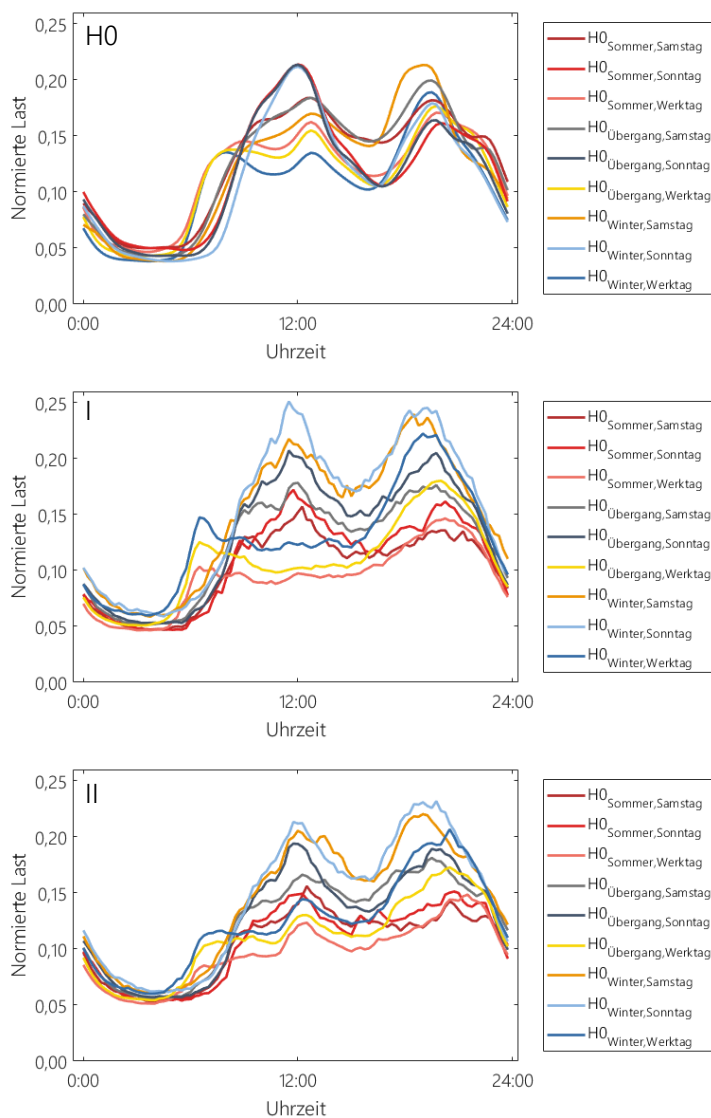


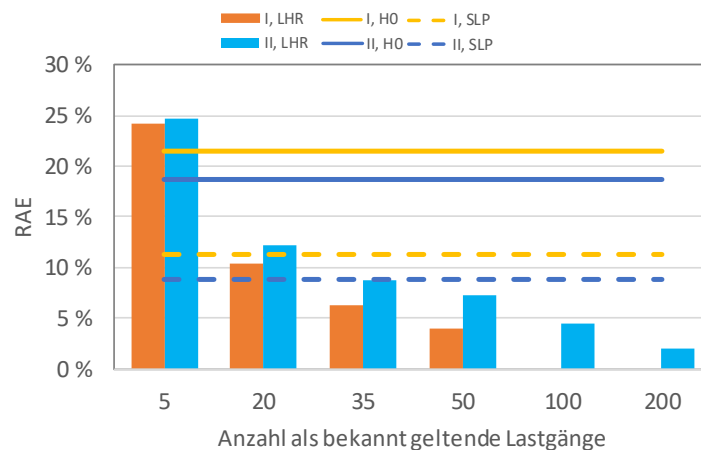
Abb. 2: Standardlastprofile: H0 (oben), SLP_I und SLP_{II} (unten)

Werden aus aktuellen Daten synthetische Standardlastprofile entwickelt (im Folgendem SLP_I und SLP_{II}), ergeben sich große Unterschiede in den Verläufen (siehe Abb. 2, unten). Die Abweichungen gemäß RAE zwischen H0

und diesen neueren Standardlastprofilen SLP_I und SLP_{II} betragen je nach Datensatz 17,3% bzw. 18,6 %. Interessanterweise sind die Abweichungen zwischen SLP_I und SLP_{II} mit 9,0 % sehr viel geringer. Dies legt nahe, dass unabhängig vom Datensatz sich das Nutzerverhalten in den letzten 20 Jahren verändert hat. Ähnliche Erkenntnisse sind in vergleichbaren Forschungsarbeiten erarbeitet worden [6]. Für den Vergleich zu den LHR wird sowohl H_0 als auch jeweils SLP_I und SLP_{II} verwendet. Wird das mit dem Jahresstromverbrauch skalierte H_0 mit den realen Summenlastgängen von **I** und **II** verglichen, ergibt sich ein RAE von 21,5 % für **I** bzw. 18,7 % für **II** (11,0 % bzw. 9,9 % für SLP_I und SLP_{II}).

Lasthochrechnungen (LHR)

Für die Bestimmung der LHR werden zunächst diejenigen Haushalte mit dem größten Jahresstromverbrauch bestimmt. Danach werden in der Optimierung die Skalierungsfaktoren für die Linearkombination bestimmt,



sodass der RAE minimal ist.

Abb. 3 vergleicht den RAE der LHR mit dem SLP-Verfahren für **I** und **II**. Für die Analyse wird zuerst **I** betrachtet: Bei 5 von 74 bekannten Lastgängen liegt der RAE weit über dem SLP-Verfahren mit 24,1 % gegenüber 21,5 %. Bei größer werdender Anzahl von bekannten Lastgängen sinkt der RAE für die LHR jedoch enorm ab, bei 20 von 74 bekannten Lastgängen ist der RAE gegenüber dem SLP-Verfahren halbiert. Der Kipppunkt liegt für **I** bei 6 von 74 Lastgängen. Somit eignen sich die LHR schon ab ca. 8 % aller Verbraucher am Trafo, solange es die 8 % größten Verbraucher sind. Wird statt H_0 SLP_I herangezogen, ist der Kipppunkt bei 18 von 74 Lastgängen (24 % der Verbraucher).

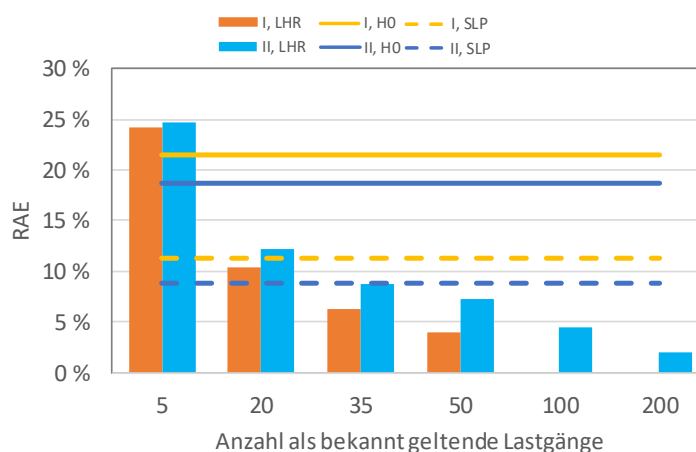


Abb. 3: Lasthochrechnung für **I** und **II**

Zur Validierung der Ergebnisse wurden dieselben Berechnungen auch mit II ausgeführt (siehe

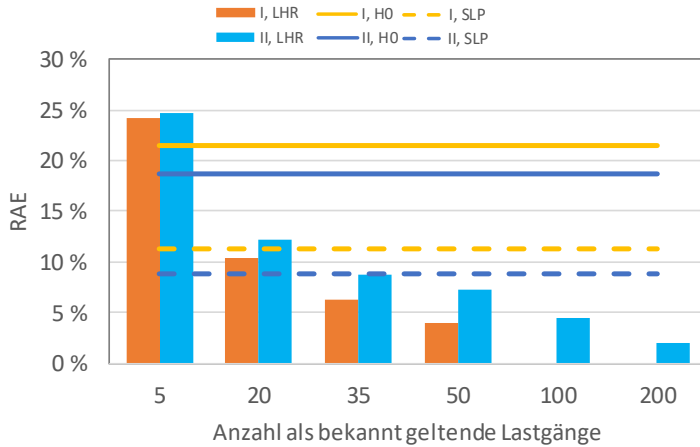


Abb. 3). Wie bei I, liegt der RAE der LHR mit 5 von 291 Lastgängen über dem SLP-Verfahren, bei 20 von 291 Lastgängen deutlich drunter. Die Fehlerreduktion mit steigender Auswahl verhält sich ebenfalls ähnlich. Da II aus 291 statt 74 Lastgängen besteht, ist die Reduktion jedoch weniger stark ausgeprägt. Der Kipppunkt für II mit H0 erfolgt bei 8 von 291 Lastgängen (3 % der Verbraucher), bei SLP_{II} erfolgt er bei 35 von 291 Lastgängen (12 % der Verbraucher).

Für eine bessere Vergleichbarkeit mit I wurden daher Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt, wobei wiederholt zufällig 74 aus den 291 Lastgängen ausgewählt wurden. Dies wurde 50-mal durchgeführt und statistische Größen aus den Durchläufen ermittelt, um so die Verteilungsfunktion des RAE herzuleiten. Die Anzahl der Wiederholungen wurde so gewählt, dass eine weitere Steigerung keine relevanten Veränderungen hervorruft. Diese Ergebnisse aus den Monte-Carlo-Simulationen lassen sich mit I vergleichen, da so die gleiche Anzahl an Haushalten vorliegt. In Abb. 4 sind die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation mit den Ergebnissen von I für eine Auswahl von 5, 20 und 35 Lastgängen dargestellt. Der RAE von I befindet sich immer zwischen den Extremen der Monte-Carlo-Simulation, je nach Anzahl der bekannten Lastgänge leicht über bzw. unter dem Mittelwert. Dies spricht dafür, dass die Methode sich also auch bei unterschiedlichen Datensätzen stabil verhält.

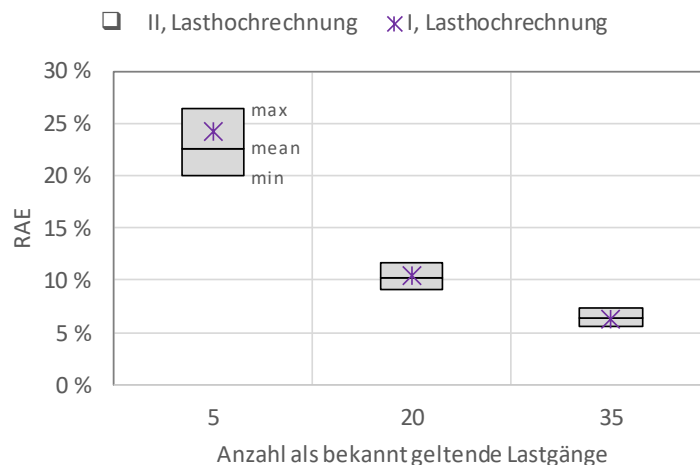


Abb. 4: Lasthochrechnung für I und II (mittels Monte-Carlo-Simulationen)

Die Analysen zeigen, dass im Falle weniger verfügbarer Lastgänge das SLP-Verfahren bessere Ergebnisse liefern kann als LHR. Eine modifizierte Methode für wenige Lastgänge ist es daher, H0 als ersten Lastgang auszuwählen und danach die Lastgänge nach der gewählten Auswahlmethode einzureihen. Es ergibt sich der in Abb. 5 dargestellte RAE in Abhängigkeit der bekannten Lastgänge für I. Durch die Berücksichtigung von H0 verbessert sich der RAE vor allem bei sehr wenigen Lastgängen. Bei der Auswahl von einem einzigen Lastgang wird allein H0 ausgewählt, sodass es dem RAE des SLP-Verfahrens entspricht. Bei Hinzunahme bekannter Lastgänge

verringert sich der RAE, bis er bei fünf Lastgängen deutlich unter dem RAE des SLP-Verfahrens liegt. Dies war bei der ursprünglichen Auswahl ohne H0 nicht der Fall.

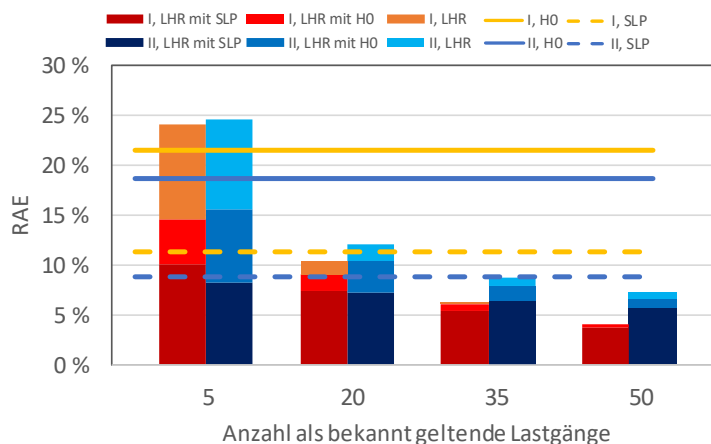


Abb. 5: Lasthochrechnung für I und II für die Basismethode und die modifizierte Methode

Der Vorteil der modifizierten Methode gegenüber der ursprünglichen Methode sinkt jedoch mit zunehmender Anzahl von Lastgängen. Bei 50 Lastgängen ergeben sich für beiden Methoden ungefähr derselbe Wert, sodass ab hier die modifizierte Methode keinen Vorteil mehr bietet. Wird bei der modifizierten Methode statt H0 SLP_i verwendet (ebenfalls in Abb. 5), so startet der RAE bei unter 12 %, sodass bei Hinzunahme weniger Lastgänge die Fehlerreduktion enorm ist. Allerdings sinkt auch bei dieser Methode mit steigender Anzahl von Lastgängen die Fehlerreduktion. Bei 50 Lastgängen liegt der RAE in einem ähnlichen Bereich wie bei der ursprünglichen Methode ohne H0. Bei Verwendung von II ergibt sich ein ähnliches Bild. Aufgrund der größeren Datenmenge findet der Kippunkt der Methoden später statt. Die Analyse der modifizierten Methode zeigt, dass der kombinierte Ansatz von SLP und LHR gerade für die Anfangsphase des Smart-Meter-Rollouts zu einer gesteigerten Genauigkeit für die Lastberechnungen am Trafo gegenüber einer reinen LHR-Berechnung führt.

Wie in der Einleitung erwähnt, sind auch alternative Auswahlmethoden neben der Auswahl über den Jahresstromverbrauch möglich. Eine alternative Methode ist die Auswahl der Lastgänge, die dem Summenlastgang am meisten ähneln, deren Verläufe also repräsentativ für den Summenlastgang sind. Dies ist jedoch nur möglich, wenn neben den Haushaltslastgängen auch der Summenlastgang bekannt ist. Für die Umsetzbarkeit ist dieser Ansatz daher in der Regel von geringer Bedeutung. Der RAE bewegt sich bei dieser Auswahlmethode auf ähnlichem Niveau, die Charakteristik ist jedoch etwas anders, da diese Methode vor allem für wenige Lastgänge gute Ergebnisse liefert. Dies ergibt sich allein aus der Auswahlmethode: Bei wenigen Lastgängen müssen die einzelnen Lastgänge den Verlauf des Summenlastgangs widerspiegeln, da noch wenige Optionen durch die Linearkombinationen gegeben sind. Dieser Vorteil verschwindet bei einer größeren Anzahl von Lastgängen. Eine weitere Auswahlmöglichkeit ist beispielsweise über das Peak-zu-Grundlast-Verhältnis gegeben. Auch hiermit werden ähnliche Ergebnisse erzielt.

Fazit

In dem vorliegenden Artikel wurde untersucht, inwieweit die Genauigkeit von Lastberechnungen am Trafo durch den Einsatz von Lasthochrechnungen (LHR) gesteigert werden kann. Für die Auswahl der zu messenden Verbraucher wurde der Jahresstromverbrauch gewählt. Dies ist eine einfach durchzuführende Methode und entspricht außerdem den Plänen der Bundesregierung, wonach Großverbraucher als erstes mit iMSys ausgestattet werden sollen [2, 3]. Zur Validierung der LHR wurden zwei Datensätze verwendet. Es wurden ähnliche Ergebnisse erreicht, sodass die Methode hinreichend stabil scheint.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass bereits durch Auswahl der größten Verbraucher für die vorliegenden Datensätze sehr gute Ergebnisse erzielt werden können. Im Vergleich zum SLP-Verfahren ist eine Mindestanzahl von angeschlossenen Verbrauchern für die reine LHR nötig. Wird jedoch das SLP-Verfahren und die Methode der LHR kombiniert, so werden auch schon bei sehr wenigen bekannten Lastgängen bessere Ergebnisse als mit dem SLP-Verfahren erreicht.

Dies zeigt, dass für den Start des Smart Meter Rollouts die kombinierte Methode aus SLP und LHR verwendet werden sollte, die dann nach einer ausreichenden Durchdringung von iMSys durch eine reine LHR ersetzt werden kann.

Insgesamt zeigt der Artikel auf, dass LHR für die Berechnung von Trafolasten verwendet werden können. Ob die Genauigkeit dieser LHR für die Bestimmung eines notwendigen Engpassmanagements auf Mittelspannungsebene ausreichend sind, muss allerdings in weitergehenden Analysen noch untersucht werden

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03SIN120 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Literatur

- [1] Engpassmanagement. In: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html. (Abruf am 2019-08-22); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- [2] Intelligente Messsysteme – Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende in: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/digitalisierung-der-energiewende.html> (Aufgerufen am 10.07.2019). Berlin: BMWI, 2019.
- [3] Bogensperger, A. et al.: Smart Meter – Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [4] VDEW et al.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. Cottbus: VDEW, 1999.
- [5] Eberl, B. et al.: Von Smart-Meter-Daten zum Netzlastgang in: IEWT 2017 – 10. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.
- [6] Eberl, B. et al.: Extrapolating Household Load Data. In: 15th IAEE European Conference 2017; Wien: TU Wien, 2017.
- [7] Hinterstocker, M. et al.: Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt. In: 13. Symposium Energieinnovation; Graz: Technische Universität Graz, 2014.
- [8] Hinterstocker, M. et al.: Dynamische Korrektur der Lastprognose von Haushaltskunden mittels kurzzyklischer Smart-Meter-Daten in: IEWT 2015 - 9. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. Wien: TU Wien, 2015.
- [9] Lastprofile der ED Netze GmbH. In: <https://www.ednetze.de/kunde/lieferanten/lastprofile-temperaturtabellen/>. (Abruf am 2019-07-08); Südbaden: ED Netze, 2019.
- [10] Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW), 2015.
- [11] Klein, M. et al.: Aligning prosumers with the electricity wholesale market – The impact of time-varying price signals and fixed network charges on solar self-consumption. In: Energy Policy 134. Amsterdam: ScienceDirect, 2019.
- [12] Scheller, F. et al.: Provoking Residential Demand Response Through Variable Electricity Tariffs – A Model-Based Assessment for Municipal Energy Utilities. In: Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy; Berlin: Springer, 2018.
- [13] Schlößer, T. et al.: Grid Load Relief by Smart Charging of Electric Vehicles. In: 2nd E-Mobility Power System Integration Symposium; Stockholm: Energynautics GmbH, 2018.
- [14] Schlund, J. et al.: ETHome: Open-source blockchain based energy community controller. In: e-Energy '18 Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems; Karlsruhe: KIT, 2018.
- [15] Uhrig, M.: Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Dissertation. Herausgegeben durch KIT – Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, geprüft von Leibfried, Thomas und Rudion, Krzysztof; Karlsruhe, 2017.
- [16] Binder, Kurt et al.: Monte Carlo methods in statistical physics. Luxemburg: Springer Science & Business Media, 2012.