

Bewertung von Methoden zur Lastabschätzung an städtischen Ortsnetztransformatoren – Grundlage für eine effiziente Integration zukünftiger Lasten

Simon Kreutmayr¹⁽¹⁾, Christoph J. Steinhart¹⁽¹⁾,

Michael Finkel⁽¹⁾, Christian Gutzmann⁽²⁾

⁽¹⁾ Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland
+49 821 4486-3634, simon.kreutmayr@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

⁽²⁾ SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2,
80992 München, Deutschland, +49 89 2361-3082,
gutzmann.christian@swm-infrastruktur.de, www.swm-infrastruktur.de

Kurzfassung:

Bei der Planung und dem Ausbau von Verteilnetzen ist die Entwicklung neuer Trends wie die Elektromobilität und Power-to-Heat Anwendungen zu berücksichtigen. Diese neuen Trends können mit steigender Durchdringung vor allem in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte einen großen Einfluss auf den Lastfluss haben. Um eine effiziente Netzintegration betreiben zu können ist deshalb eine gute Kenntnis der aktuellen Auslastung notwendig. Die Analyse von Messdaten städtischer Verteilnetze zeigen teilweise deutliche tägliche und saisonale Lastschwankungen. Damit die zeitliche Verschiebung der aktuellen und zukünftigen Spitzenlast nicht zu einer Überdimensionierung der Netze führt, ist eine Modellierung mit Jahreslastgängen sinnvoll. Da es typischerweise keine flächendeckende Aufzeichnung des aktuellen Lastflusses innerhalb von Mittel- und Niederspannungsnetzen gibt und eine Nachrüstung kompliziert ist, werden zwei Methoden zur Abschätzung von Jahreslastgängen an Ortsnetztransformatoren mit Hilfe von Mess- und Netzdaten bewertet.

Keywords: Städtischer Ortsnetztransformator, Abschätzung Jahreslastgang, Methoden, Messdaten, Netzdaten

1 Einführung

Die Energiewende und die damit verbundene Integration dezentraler Erzeugungseinheiten hat in der Vergangenheit vor allem in ländlichen Verteilnetzen zu Herausforderungen geführt. Durch die Sektorkopplung von Strom, Wärme und Mobilität soll zukünftig ein steigender Anteil erneuerbarer Energien und eine erhöhte Effizienz des Energieversorgungssystems erreicht werden. Die Sektoren können mit Technologien wie Elektromobilität und Power-to-Heat Systemen verknüpft werden [1]. Insbesondere in Städten werden große Ansammlungen und die Verdichtung der genannten Anwendungen erwartet. Die zunehmende Durchdringung dieser neuen Lasten muss in der Netzplanung berücksichtigt werden.

¹ Jungautor

Für die Entscheidung, ob die neuen Technologien in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden können und auch für einen effizienten Netzaus- und umbau ist die Kenntnis der aktuellen Auslastung eine relevante Eingangsgröße. Die Netzintegration neuer Verbraucher in bestehende Verteilnetze wird hauptsächlich in der Niederspannung erfolgen. Um das Integrationspotential bewerten zu können, müssen aber auch die Auswirkungen auf die überlagerten Netzebenen untersucht werden. Vor diesem Hintergrund werden Methoden zur Abschätzung der aktuellen Last an städtischen Ortsnetztransformatoren untersucht, die als Eingangsgrößen für die Netzberechnung in Mittelspannungsnetz dienen können.

2 Motivation und zentrale Fragestellung

Die flächendeckende und fernauslesbare Erfassung des täglichen Lastgangs erfolgt in Verteilnetzen derzeit üblicherweise durch fest installierte Messeinrichtungen in der Transformationsebene Hochspannung (HS) zu Mittelspannung (MS) und in den Netzebenen darüber. Der tatsächliche Lastfluss innerhalb eines MS- oder NS-Netzes (Niederspannungsnetz) ist daher typischerweise unbekannt. Ortsnetztransformatoren sind niederspannungsseitig meist nur mit Schleppzeigern zur Abschätzung der jährlichen Spitzenlast ausgestattet, welche bei Bedarf vor Ort ausgelesen werden. Diese Netzinformationen waren bisher für die HS- und MS-Netzplanung ausreichend.

Worst-Case-Abschätzungen, die zum Beispiel durch die Addition der aktuellen Spitzenlast und der zukünftig erwarteten maximalen Zusatzlast erfolgen, führen zu einem sehr konservativen Planungsansatz, da es bei einer zeitlichen Verschiebung der aktuellen Spitzenlast mit den zukünftigen Zusatzlasten zu einer Überdimensionierung der Netzkomponenten kommen kann. Die zeitliche Verschiebung der Teilspitzenlasten zur Gesamtsitzenlast wird üblicherweise mit Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, dessen Ermittlung je nach Anwendungsfall mit entsprechendem Aufwand und der Kenntnis über das Netz verbunden ist.

Genauere Untersuchungen bei der Planung von effizienten Netzen sind durch die Überlagerung von jährlichen Lastprofilen möglich, die die charakteristischen Tageslastgänge und saisonale Lastschwankungen wiedergeben. Aus der Summe dieser Profile kann anschließend die zukünftige, jährliche Spitzenlast bestimmt werden, die für die Dimensionierung der Netzkomponenten entscheidend ist. Da in einer Großstadt die Nachrüstung von mehreren tausend Ortsnetzstationen (ONS) mit fest installierten Messeinrichtungen sehr aufwändig ist, wird untersucht mit welcher Genauigkeit eine Abschätzung der Stationslast auf Basis bereits vorliegenden Mess- und Netzdaten möglich ist.

2.1 Standardlastprofile

Das Verhalten einer Vielzahl von Verbrauchern kann mit Hilfe von Standardlastprofilen abgeschätzt werden. Hierfür stehen in Deutschland die VDEW-Standardlastprofile zur Verfügung, die mehrere Verbrauchertypen für die Gruppierungen Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe vorsehen. Der Jahreslastgang eines Verbrauchertyps kann mit jeweils neun Tageslastgängen, die aus Viertelstunden-Leistungswerten bestehen nachgebildet werden. Die Tageslastprofile repräsentieren die Typtage Werktag, Samstag sowie Sonn- und Feiertag für die Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergangszeit. [2]

Zusätzlich ist eine Dynamisierung beim Verbrauchertyp Haushalt anzuwenden, um saisonale Lastschwankungen besser abbilden zu können. [2] Die Abschätzung der Last mit Hilfe der Standardlastprofile ist ab einer Anzahl von 150 Haushalten geeignet [3].

In den betrachteten städtischen Wohngebieten befinden sich drei bis zwölf Ortsnetzstationen auf einem Mittelspannungsabgang, wovon eine Station 200 bis 500 Haushalte versorgt. Eine Abschätzung der Transformatorlast mit Standardlastprofilen ist somit grundsätzlich auch schon für eine Ortsnetzstation möglich. Zu berücksichtigen ist aber, dass abhängig vom Stadtgebiet eine unterschiedlich starke Vermischung von Haushalten und Gewerbe vorzufinden ist. Vor allem elektrisch betriebene Heizsysteme in Kombination mit der Qualität der Wärmedämmung der Gebäude haben einen zusätzlichen Einfluss auf die Last. Die Abschätzung ist somit nur mit guter Kenntnis der Verbraucherstruktur möglich.

2.2 Lastcharakteristiken städtischer MS-Verteilnetze

Die Lastcharakteristik in städtischen Verteilnetzen kann sich je nach Verbraucher- und Bebauungsstruktur sowohl im Tageslastgang als auch durch saisonalen Lastschwankungen stark voneinander unterscheiden. Aus diesem Grund wurde der Jahreslastgang charakteristischer Mittelspannungsnetze genauer untersucht. Hierfür wurden Messdaten der dauerhaften Aufzeichnung (15 min Strommittelwerte) an den MS-Abgangsfeldern in der Umspannebene HS/MS verwendet. Die Aufgliederung der untersuchten Netzgebiete in Tabelle 1 erfolgte in Anlehnung an [4] und [5]. Die Benennung und die dazugehörige Abkürzung erfolgt jeweils in Bezug auf die dominierende Verbraucher- und Nutzungsstruktur.

Tabelle 1: Zuordnung charakteristischer Mittelspannungsnetze zu Bebauungs- und Verbraucherstruktur

Zuordnung	Abk.	Bebauungsstruktur	Verbraucher / Nutzung	↑ steigende Bebauungsdichte
Gewerbe im Stadtkern	GSK	Stadtkern mit Blockbebauung	Kaufhäuser, Banken, Praxen, Restaurants, Haushalte	
Haushalte städtisch Altbau	HSA	Block- und Zeilenbebauung hoher dichte	Haushalte, Restaurants, Ladengeschäfte, Büro	
Bürogewerbe	GBÜ	Hochhäuser und Zeilenbebauung	Bürogebäude, Hotels, Restaurants	
Haushalte städtisch Neubau	HSN	Zeilenbebauung hoher Dichte	Haushalte, Restaurants, Ladengeschäfte	
Gewerbe Einzelhandel	GEH	Verkaufshallen mit großen Parkflächen	Supermärkte, Fachmärkte, Büro, Restaurants	
Haushalte vorstädtisch	HVS	Ein- und Mehrfamilienhäuser, Reihenhäuser	Haushalte, kleinere Gewerbe, Restaurants	

Großgewerbe und Industrieanlagen verfügen typischerweise über eine direkte Anbindung an die Netzebene 3 oder 4 (Verteilnetz Hochspannung, Umspannung HS/MS) und werden deshalb hier nicht weiter betrachtet. Dort sind auch vereinzelt Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke im Megawattbereich vorzufinden, die wärme- oder stromgeführt an Produktionsprozesse gekoppelt sind. Stark volatile Einflüsse wie sie beispielsweise auch durch PV-Anlagen hervorgerufen werden, haben aufgrund der schwachen Durchdringung und der hohen Lastdichte in städtischen Mittelspannungsnetzen bisher keinen großen Einfluss.

2.2.1 Tageslastgang an charakteristischen MS-Abgängen

Um typische Tageslastgänge der charakteristischen MS-Netzgebiete aus Tabelle 1 genauer analysieren zu können, wird der Jahreslastgang am MS-Abgang aus dem Jahr 2017 in die Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergangszeit unterteilt. Zusätzlich gibt es eine Unterscheidung zwischen den Typtagen Werktag, Samstag und Sonntag / Feiertag. Die Gruppierung des Jahreslastgangs in neun Typtage erfolgt somit analog zu den in den Standardlastprofilen definierten Zeitabschnitten und Typtagen [2]. Anschließend werden die Tageslastgänge eines Typtags überlagert und auf ihren Maximalwert normiert. Das Ergebnis sind neun typische Tageslastgänge wovon in Abbildung 1 auf Grund der Übersichtlichkeit nur der Typtag Werktag für die Jahreszeit Winter (durchgezogene Linie) und Sommer (gepunktete Linie) dargestellt ist. Während die obere Zeile die von Haushalten dominierten Gebiete zeigt, sind in der unteren Zeile die Lasten, die von Gewerbe dominiert sind zu sehen. Zusätzlich sind die Standardlastprofile H0 für einen typischen Haushalt und G0 für ein Gewerbe allgemein zu sehen [2].

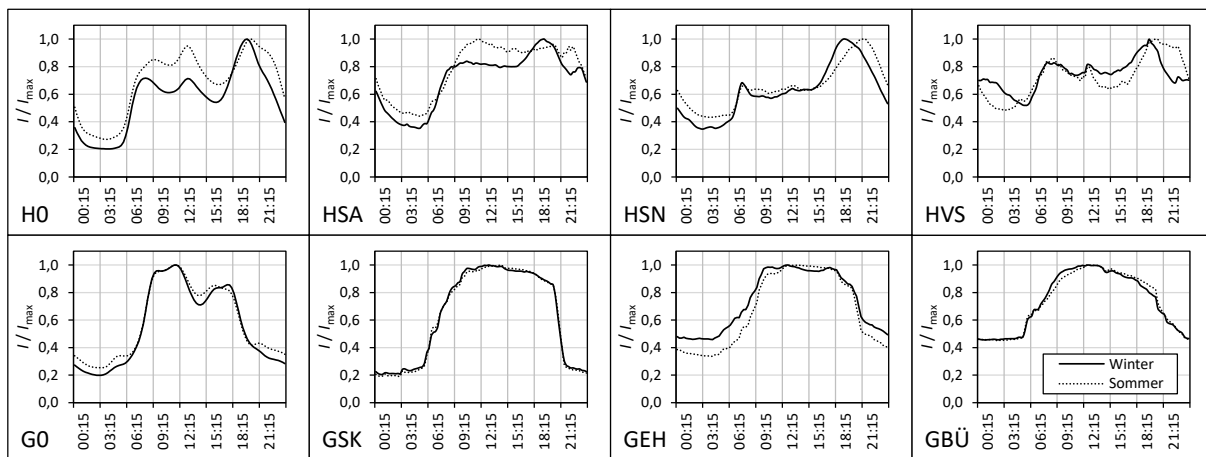


Abbildung 1: Tageslastgänge charakteristischer Netzgebiete

In Gebieten die von Haushalten dominiert sind, ist im Winter die Tageslastspitze in den Abendstunden um ca. 19 Uhr vorzufinden. Im Sommer hingegen kommt es zu einer zeitlichen Verschiebung nach ca. 21 Uhr (HSN) oder zu einer stärkeren Ausprägung der Mittagsspitze (HSA). Die größte Übereinstimmung zu H0 ergibt sich bei HSN. Eine saisonale Veränderung der Profilform in Gebieten, die von Gewerbe dominiert sind, ist kaum zu erkennen. Anders als beim Profil G0 und GBÜ weisen die Netzgebiete GSK und GEH eine relativ konstante Last zwischen 9 Uhr und 20 Uhr auf.

Es ist somit festzustellen, dass je nach Gebäude- und Verbraucherstruktur unterschiedliche Tageslastgänge vorzufinden sind, dessen Spitzenlast zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftritt und sich saisonal verschieben kann.

2.2.2 Saisonale Lastschwankung an charakteristischen MS-Abgängen

Neben der Form des Tageslastgangs liefert die saisonale Veränderung der Tagesmaximallasten eine entscheidende Information zur Auslastung der Betriebsmittel. Für die in Tabelle 1 aufgeführten charakteristischen Mittelspannungsabgänge wurde über das Jahr 2017 die tägliche Spitzenlast ermittelt.

Da sich das Lastniveau zwischen typischen Wochentagen stark unterscheiden kann und eine direkte Analyse der saisonalen Lastschwankung deshalb nicht möglich ist, werden die 365 Tagesmaxima den Typtagen Werktag (WT), Samstag (SA) und Sonntag / Feiertag (SO) zugeordnet und normiert. Die drei Normierungsströme I_{norm} für die drei Typtage sind jeweils die Mittelwert der dazugehörigen Tagesmaxima des Jahreslastgangs und werden in den Legenden von Abbildung 2 mit aufgeführt. Es resultiert eine Punktwolke, mit den normierten Tagesmaxima, die entsprechend des zugehörigen Typtags eingefärbt sind. Aus der Punktwolke wird aus optischen Gründen in Anlehnung an [6] eine Trendlinie gebildet um den Trend besser zu erkennen. Die Punktwolken und die dazugehörigen Trendlinien für die in Tabelle 1 gelisteten charakterisierten Netzgebiete sind in Abbildung 2 zu sehen. Um wieder einen Vergleich zu den Standardlastprofilen herstellen zu können, wurde das gleiche Verfahren für die normierten Jahreslastgänge (Wirkleistung P) der Standardlastprofile H0 und G0 angewandt.

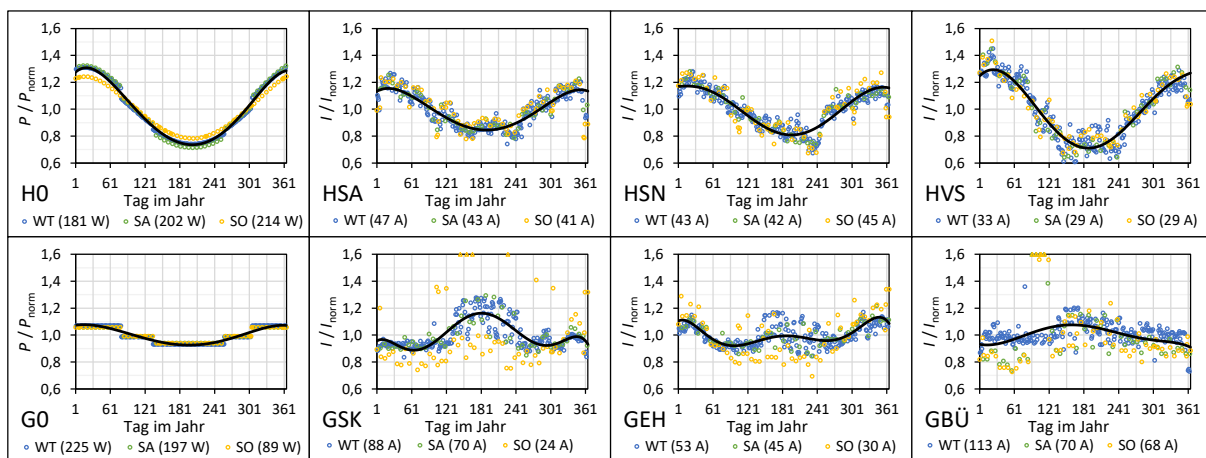


Abbildung 2: Saisonale Lastschwankungen in Mittelspannungsnetzen als Trendlinie der Tagesmaxima

In Gebieten mit dominierender Wohnbebauung (Abbildung 2, obere Zeile) ist in allen drei Fällen die gleiche Tendenz mit stärker Auslastung im Winter und schwächer Auslastung im Sommer festzustellen. Die Trendlinie von H0 und HVS ist fast deckungsgleich. Die Gebiete GSK und GBÜ haben im Sommer ihre Jahreshöchstlast, während in GEH und G0 im Winter die höchste Belastung zu erkennen ist.

Einzelne größere Ausreiser in den Punktwolken wie sie bei GSK und GBÜ zu sehen sind, werden meist bei Gewerbegebieten an Niedriglasttagen (Sonn- und Feiertage bzw. Samstage) hervorgerufen, wo sich die Abweichungen bei geringerem Lastniveau durch die Normierung stärker auswirken. Für eine Prognose der Jahresmaximallast sind diese Ausreiser aber unkritisch, da sie an Niedriglasttagen auftreten.

Bezogen auf den Mittelwert der Jahresspitzenlast kommt es somit zu Schwankungen von bis zu $\pm 60\%$ der Spitzenlast über ein Jahr hinweg, dessen Maximum abhängig vom Netzgebiet im Winter oder Sommer auftreten kann.

Sowohl die in Abschnitt 2.2.1 dargestellten Tageslastgänge, als auch die in diesem Abschnitt präsentierten Trendlinien zu saisonalen Lastschwankungen sind Teil der Hinführung zum Thema und haben keinen Einfluss auf die Anwendung der Methodik in Kapitel 3.

2.3 Zusammenfassung

Die Untersuchung der Messaufzeichnung an ausgewählten Mittelspannungsnetzen zeigen, dass je nach Versorgungsgebiet unterschiedliche Lastcharakteristiken mit verschiedenen Tageslastgängen und saisonalen Schwankungen vorzufinden sind. Für eine effiziente Integration neuer Verbraucher, die ebenfalls tägliche und saisonale Lastschwankungen aufweisen, sind Untersuchung mit Jahreslastgängen sinnvoll. Nachdem für Ortsnetzstationen typischerweise keine Aufzeichnung des Jahreslastgangs erfolgt und eine Nachrüstung mit Messequipment teuer ist, werden nachfolgend zwei Methoden zur Abschätzung von Jahreslastgängen an Ortsnetztransformatoren untersucht.

3 Methoden zur Abschätzung von Jahreslastgängen an ONS

Die Vorgehensweise der beiden Methoden zur Abschätzung von Jahreslastgängen basiert auf den aktuell verfügbaren Mess- und Netzdaten. Die in Abbildung 3 beschriebene Anwendung und Bewertung erfolgt an vier charakteristischen MS-Netzen (Tabelle 1: HSA, HSN, GSK, GEH) mit Ringtopologie, welche durch eine Trennstelle als Halbring betrieben werden.

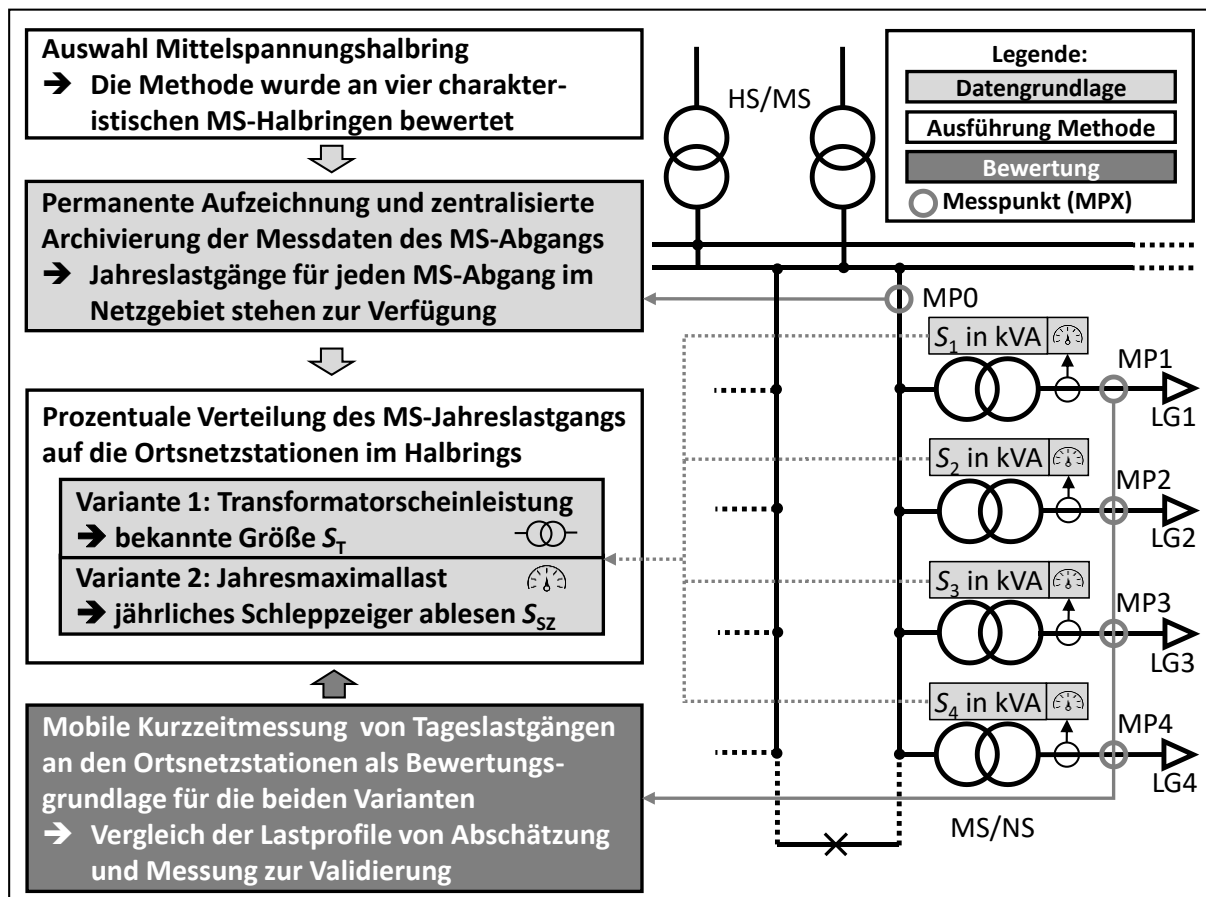


Abbildung 3: Vorgehensweise bei der Bewertung von Methoden zur Abschätzung von Jahreslastgängen an ONS

Als Datengrundlage für die Methoden dient die Aufzeichnung am MS-Abgang MP0, wovon der Jahreslastgang des Stroms zur Verfügung steht. Dieser beschreibt das Summenverhalten der im Halbring befindlichen ONS. Der Jahreslastgang an MP0 wird auf die Lasten LG1 bis LGX an den ONS aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt prozentual nach zwei Varianten:

- Variante 1 (V1): Installierte Transformatorscheinleistung → bekannte Größe S_T
- Variante 2 (V2): Jahreshöchstlast → jährliches Ablesen der Schleppzeiger S_{SZ}

Die nachfolgende Gleichung zeigt exemplarisch für Abbildung 3 die Ermittlung des Jahreslastgangs der Scheinleistung $S_{LG1}(t)$ an LG1, welcher aus der Skalierung des an MP0 aufgezeichneten Jahreslastgangs $S_{MP0}(t)$ resultiert. Die Scheinleistung S_1 bis S_4 bezieht sich je nach Variante auf die installierte Transformatorscheinleistung S_T oder auf die Jahreshöchstlast S_{SZ} der Ortsnetzstationen.

$$S_{LG1}(t) = S_{MP0}(t) \cdot \frac{S_1}{S_1 + S_2 + S_3 + S_4}$$

Um bewerten zu können, wie genau der abgeschätzte Lastgang dem tatsächlichen Lastgang entspricht, wurden Vergleichsmessungen an MP1 bis MPX durchgeführt. Hierfür wurden mobile Messgeräte über einen Zeitraum einiger Wochen an den im Halbring befindlichen Netzstationen auf der Niederspannungsseite des MS/NS Transformators installiert.

3.1 Bewertung der Abschätzmethoden

Um eine vollständige Bewertung der Abschätzmethoden für Jahreslastprofile durchführen zu können, wäre für jede ONS im Halbring eine Vergleichsmessung über ein Jahr notwendig gewesen. Auf Grund des begrenzten Messequipments und der beschränkten Zeit wird ein repräsentativer Vergleich mit einem typischen Werktag zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr durchgeführt. Dieser Werktag ist der gemittelte Tageslastgang aus den Werktagen der mobilen Kurzzeitmessung (ca. 2 Wochen) an den Messpunkten auf der NS-Seite der Ortsnetztransformatoren. Zur Vereinfachung für den Vergleich wird außerdem angenommen, dass die Last MP0 am MS-Abgang der Summe der gemessenen NS-Lasten (LG1+LG2+LG3+LG4) entspricht. Weiterführende Untersuchungen der Messdaten im Netzgebiet GSK haben gezeigt, dass je nach Auslastung, die Summe der NS-Lasten 10 kVA bis 50 kVA (Grundsicherungsscheinleistung) von der MS-Last abweicht. Die Verluste und der Blindleistungsausgleich von Transformatoren MS/NS und MS-Kabel im MS-Halbring werden somit vernachlässigt, was sich mit einem Fehler von bis zu 1,5 % (bezogen auf die Trafonennleistung) an den ONS auswirken kann.

Abbildung 4 zeigt die Bewertung der beiden Methoden im Netzgebiet HSA mit den gemessenen Tageslastgängen im Kasten M links oben. V1S und V2S zeigen jeweils die abgeschätzten Lastgänge nach Variante 1 und 2. Bei V1S (oben Mitte) ergibt die Abschätzung für jede ONS das gleiche Profil, da die installierte Trafonennleistung S_T in jeder Station gleich groß ist. Bei V2S unterscheiden sich die skalierten Profile teilweise auf Grund der unterschiedlich großen Jahresspitzenlasten S_{SZ} . Die prozentuale Abweichung (V1%, V2%) des abgeschätzten Profilverlaufs (V1S, V2S) zum gemessenen Vergleichsprofil (M) wird in Abhängigkeit der Trafonennleistung S_T dargestellt.

Beide Varianten zeigen beim Netzgebiet HSA maximale Abweichung der Profile von ca. 10 % auf Grund der höheren Auslastung von Station 3 (grau). Bei Variante 2 liegen die Abweichungen jedoch bis in die Abendstunden unterhalb von 5 %.

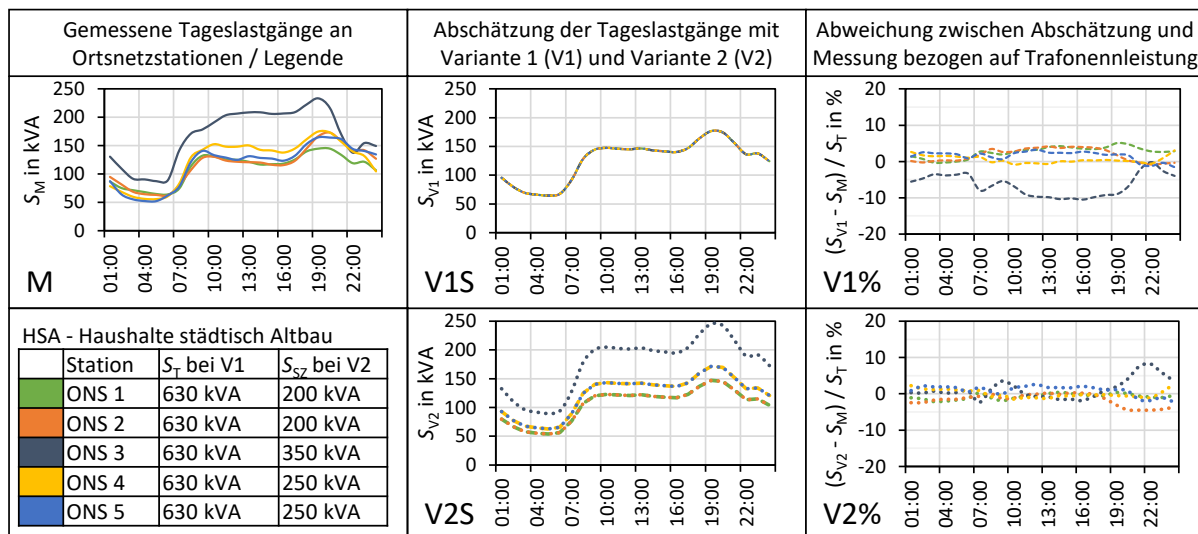


Abbildung 4: Bewertung der Abschätzmethoden im Netzgebiet HSA - Haushalte städtisch Altbau

Auch im Netzgebiet HSN sind jeweils gleich große Transformatoren verbaut, die unterschiedlich stark ausgelastet sind. In diesem Fall (Abbildung 5) liefert Variante 2 bessere Ergebnisse mit maximalen Abweichungen von ca. 7 %.

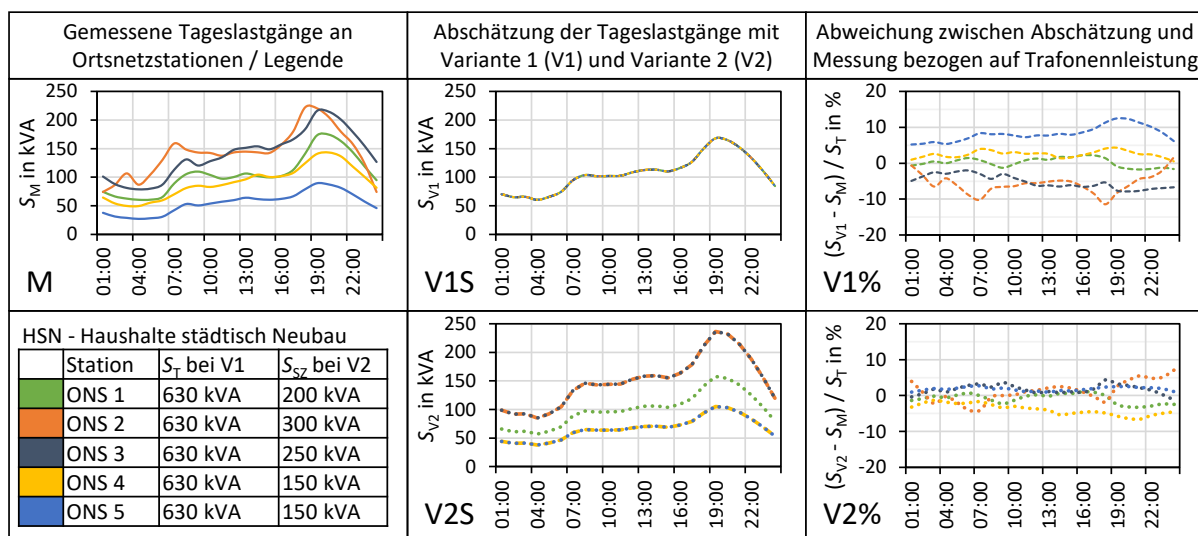


Abbildung 5: Bewertung der Abschätzmethoden im Netzgebiet HSN - Haushalte städtisch Neubau

Im Gewerbe dominierten Stadtkern sind Transformatoren mit 800 kVA und 630 kVA vorzufinden und eine Jahreshöchstlast von bis zu 700 kVA an Station 1. Die prozentualen maximalen Abweichungen in Abbildung 6 von Variante 1 und 2 sind mit etwa 11 % gleich groß.

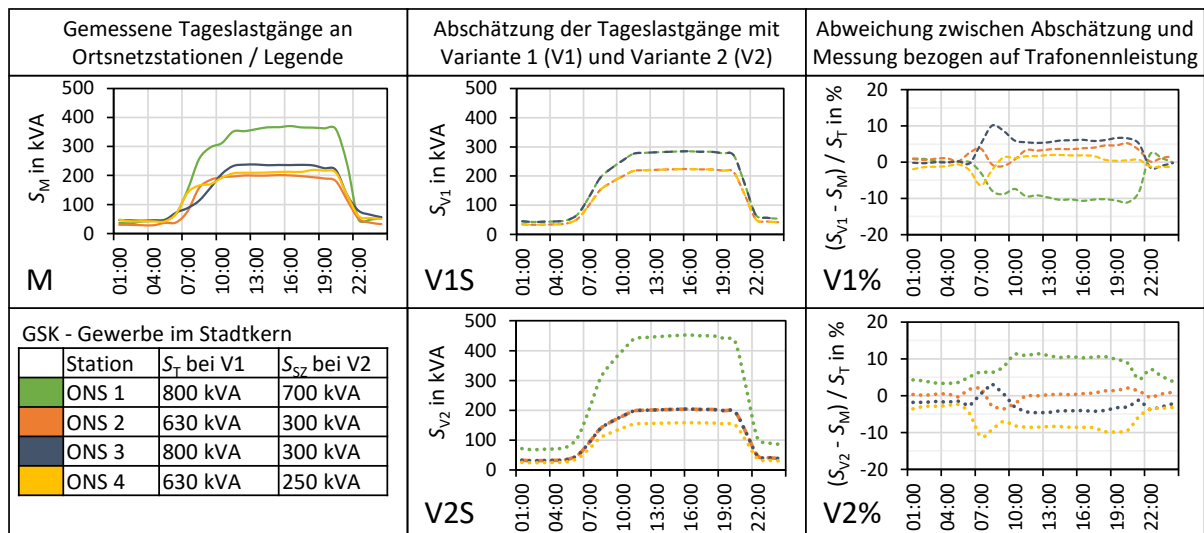


Abbildung 6: Bewertung der Abschätzmethoden im Netzgebiet GSK - Gewerbe im Stadtkern

Variante 2 liefert im Netzgebiet GEH (Abbildung 7) auf Grund unterschiedlich starker Auslastung der Transformatoren deutlich bessere Ergebnisse mit Abweichungen von etwa 8 % als Variante 1 mit bis zu 17 %.

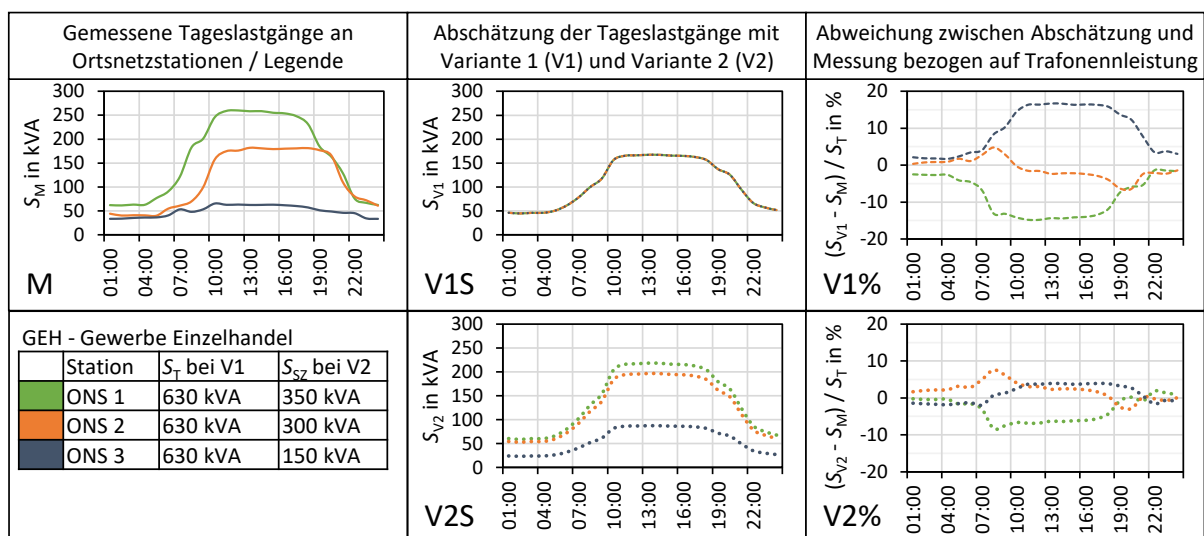


Abbildung 7: Bewertung der Abschätzmethoden im Netzgebiet GEH - Gewerbe Einzelhandel

3.2 Zusammenfassung und Vergleich der Methoden

Die Bewertung der Methoden mit Hilfe eines repräsentativen Werktags zeigt, dass die Abschätzung des Lastgangs an Ortsnetzstationen mit Hilfe von Messdaten des speisenden Mittelspannungsabgangs möglich ist. Es ist eine Abweichung von etwa 10 % zu erwarten, die sich auf die installierte Transformatorleistung bezieht. Bei einem Transformator mit 630 kVA sind das somit 63 kVA Abweichung vom tatsächlichen Lastgang. Während bei Variante 2 tendenziell bessere Ergebnisse erzielt werden, liegen die maximalen Abweichung von Variante 1 meist über 10 %. Die Ursache für größere Abweichungen sind meist nicht durch die unterschiedliche Profilformen sondern eher durch unterschiedliche Lastniveaus begründet. Die betrachteten Mittelspannungshalbbringe beinhalten jeweils drei bis fünf Ortsnetzstationen. Stichproben in Halbbringen mit mehr als fünf Ortsnetzstationen haben gezeigt, dass dort ein ähnliches Verhalten aufzufinden ist.

4 Fazit und Ausblick

Abhängig vom Stadtgebiet sowie der damit verbundenen Bebauungs- und Laststruktur zeigen die Messaufzeichnungen am MS-Abgang im Umspannwerk charakteristische Tageslastgänge und saisonale Lastschwankungen. Bei der Integration von neuen Lasten, die tägliche und saisonale Lastschwankungen aufweisen, macht es Sinn, Jahreslastgänge für eine effiziente Netzplanung zu verwenden. Auf Grund der hohen Lastdichte im städtischen Bereich, haben die einzelnen Mittelspannungshalbringe eine vergleichsweise geringe Ausdehnung, was ähnliche Bebauungs- und Laststruktur zur Folge hat. Die Profilform der Tageslastgänge an den Ortsnetzstationen innerhalb eines Halbrings ist deshalb meist sehr ähnlich. Die beiden Abschätzmethode basieren auf Messdaten am MS-Abgang sowie den installierten Trafoscheinleistungen (Variante 1) oder der Jahresspitzenlast an den Ortsnetzstationen (Variante 2) innerhalb eines MS-Halbrings. Während bei Variante 1 kein zusätzlicher Aufwand für die Datenbeschaffung notwendig ist, können bei Variante 2 durch das Ablesen der Schleppzeiger noch etwas bessere Ergebnisse erzielt werden. Um die Bewertung der Methoden für einen vollständigen Jahreslastgang durchführen zu können, werden aktuell Langzeitmessungen an den Ortsnetzstationen durchgeführt. Unter Berücksichtigung der Genauigkeit können mit den beiden Abschätzmethode Jahreslastgänge für die Netzplanung abgeleitet werden. Eine aufwendige Nachrüstung mit dauerhaft installiertem Messequipment ist somit nicht zwingend erforderlich, falls stark volatile Lasten auf Grund der schwachen Durchdringung auch zukünftig nur einen geringen Einfluss auf den Lastgang haben.

5 Literaturverzeichnis

- [1] F. T. Samweber, Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsentze. Dissertation, München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2017.
- [2] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, Repräsentative VDEW-Lastprofile, Frankfurt: Materialien M-32/99 VDEW Publikationen, 1999.
- [3] K. Engels, Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen. Dissertation., Aachen: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 2000.
- [4] J. Scheffler, Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Chemnitz: Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz, 2002.
- [5] M. Hüberr, Großflächige Einbindung dezentral verteilter Photovoltaikanlagen in regionale Energieversorgungssysteme - Einfluss und Auswirkungen auf den Netzbetrieb, Paderborn: Fachbereich Elektrotechnik der Universität Paderborn, 1995.
- [6] S. Kreutmayr, C. J. Steinhart, M. Finkel und C. Gutzmann, Methodology for Annual Load Profile Estimation at the Outgoing Feeder of Distribution Transformer in Urban Areas, Madrid: CIRED 25th International Conference on Electricity Distribution, 2019.