

# Von Smart-Meter-Daten zum Netzlastgang

Benedikt Eberl<sup>1</sup>, Michael Hinterstocker, Serafin von Roon

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München

## **Abstract:**

In Deutschland startet im Jahr 2017 der verpflichtende Roll-out von Smart-Metern, welche den aktuellen Verbrauch einzelner Verbraucher detailliert abbilden können. Diese Datenbasis kann verwendet werden, um den Lastzustand in verschiedenen Ebenen des Stromnetzes darzustellen, wenn entweder die Menge gemessener Lastgänge die Gesamtlast genau abbildet oder aber eine Methodik entwickelt werden kann, wie aus einer geringeren Anzahl an gemessenen Einzelkunden ein Gesamtlastgang erstellt werden kann. Dies würde einerseits erlauben, die zur Berechnung notwendige Datenmenge zu verringern und andererseits fehlende Datensätze auszugleichen.

In dieser Untersuchung liegen die stundenaufgelöste Verbrauchsdaten verschiedener gemessener Haushalte und Messungen an verschiedenen Netzsträngen mit ausschließlich Haushaltskunden vor. Die Daten entstammen dem BMWi geförderten Projekt „MONA-2030“<sup>2</sup>[1] (*Merit Order Netz-Ausbau – FKZ.: 03ET4015*). Es wird einerseits die Genauigkeit der Nachbildung eines fiktiven Summenlastgangs aus den gemessenen Einzellastgängen durch eine Linearkombination einer Teilmenge dieser analysiert, wobei die Höhe des Gesamtfehlers und die Güte des Korrelationskoeffizienten als Bewertungskriterien verglichen werden. Zudem wird untersucht ob typische Lastgänge identifiziert werden können, die ab einem bestimmten Fehler besonders häufig Verwendung finden, indem eine Untersuchung auf Monatsbasis durchgeführt wird. Anschließend wird das Vorgehen auf ein anderes Netzgebiet übertragen und analysiert, ob diese Netzlastgänge durch die hier verwendeten Einzellastgänge synthetisch angenähert werden können.

Während sich bei der Nachbildung des Summenlastgangs durch die verschiedenen Kombinationen der einzelnen Haushaltsprofile ergibt, dass die Auswahl gegenüber dem aufsummierten Wert geringe Abweichungen aufweist, ergeben sich bei einem zeitlichen und regionalen Übertrag deutliche Unterschiede. Es können zudem keine typischen Verbrauchertypen identifiziert werden, die für eine Nachbildung besonders relevant sind.

**Keywords:** Intelligentes Messsystem, Lastdaten Haushalt, Summenlastgang,

---

<sup>1</sup> Jungautor

<sup>2</sup> Im Projekt „Merit Order Netz-Ausbau 2030“ (MONA 2030) erfolgt ein Vergleich der Maßnahmen und Technologien zur Netzoptimierung, speziell im Hinblick auf die Einspeisung hoher Anteile erneuerbarer Energien in die Übertragungs- und Verteilnetze. Insbesondere sollen dabei kostenoptimale Ausbau-/Einsatzreihenfolgen für die untersuchten Maßnahmen und Technologien erstellt werden. Unter dem Begriff "Netzoptimierende Maßnahmen" werden alle Maßnahmen betrieblicher, technischer und regulatorischer Natur zusammengefasst, die zur Optimierung des Netzausbaus herangezogen werden können.

## 1 Einleitung

Die Umgestaltung des Stromsektors fordert zunehmende Flexibilität sowohl von Verbrauchern als auch von Erzeugern. Damit diese Flexibilität sowohl verbraucherseitig als auch erzeugerseitig bereitgestellt und genutzt werden kann, ist eine möglichst detaillierte Kenntnis und Prognose der Einspeise- und Verbrauchscharakteristika notwendig. Erzeugerseitig verbessern sich die Prognosen der volatilen Einspeiser stetig. Verbraucherseitig besteht die Aussicht, über einen breiten Roll-out von intelligenten Messsystemen (iMSys) die aktuelle, kurzfristige, aber auch langfristige Entwicklung des Verbrauchs detaillierter abbilden zu können [2]. Beginnend mit dem Jahr 2017 sollen gemäß § 29 und 31 des MsbG sukzessive bei Verbrauchern in Deutschland iMSys installiert werden, die verschiedene Daten erfassen und an den Messstellenbetreiber weitergeben können. In Österreich sollen nach §1 IME-VO 2011 Ende 2017 bereits 70 % und im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 95 % der ans Netz angeschlossenen Zählpunkte mit iMSys ausgestattet werden. Während die Messsysteme Lastgänge einzelner Kunden messen und weitergeben, werden auf Verteilnetzebene und auch auf Übertragungsnetzebene Summenlastgänge ganzer Netzstränge bzw. Verteilnetze benötigt um die Lastsituation darzustellen. Eine möglichst genaue Darstellung ist beispielsweise für die Bestimmung des Regelleistungsbedarfs, aber auch für kurzfristige Lastprognosen, die beispielsweise für den Intraday-Handel relevant sind, von Bedeutung. Der Verbrauch der Haushalte wird derzeit auf Basis von Standardlastprofilen bilanziert, die jedoch aktuelle Witterungseinflüsse nicht berücksichtigen. Wenn es möglich ist, eine Methodik zu entwickeln, die es erlaubt, synthetisch erstellte Lastgänge durch Echtzeitmessungen zu verbessern, entstünde hierdurch ein essenzieller Mehrwert für das Energiesystem.

Bei einer Abdeckung von 100 % der Netzanschlusspunkte mit iMSys sollten die Summen der Einzellastgänge auch die Lastsituation in höheren Aggregationsebenen wie Netzsträngen bzw. Verteilnetzen ergeben. Während in Österreich eine derart hohe Abdeckung bereits in naher Zukunft gewünscht ist, soll der Roll-out in Deutschland erst 2032 abgeschlossen sein. Vor diesem Hintergrund und der Überlegung, ob eine zeitgleiche Erfassung und eine zeitnahe Weitergabe der aggregierten Lastdaten technisch und regulatorisch umsetzbar und auch gewünscht ist, stellt sich die Frage, ob mit einem verringerten Mess- und Auswertungsaufwand ebenfalls verlässliche Ergebnisse generiert werden können. Da bereits in [3] gezeigt wurde, dass die Auswahl der Messstellen essenziell für repräsentative Ergebnisse ist, soll hier untersucht werden, wie valide beispielsweise die Aggregation einzelner Lastgänge zu einem Summenlastgang ist, wie viele Messpunkte notwendig sind um den Gesamtlastgang im Netzgebiet hinreichend genau abzubilden und welche Probleme sich ergeben, wenn die Ergebnisse auf andere Netzgebiete und Regionen übertragen werden. Dieser Aspekt ist vor allem vor dem Hintergrund einer alternativen Möglichkeit der synthetischen Erstellung von Lastprofilen für Haushalte gegenüber den Standardlastprofilen interessant. Zeigt sich, dass es möglich ist, Einzelmessungen netzstrangübergreifend zu verwenden, kann dies die notwendige Anzahl von Auswertungen bedeutend reduzieren. Anhand eines beispielhaften Datensatzes wird die Methodik vorgestellt und erste Ergebnisse

diskutiert. Diese Veröffentlichung ist im Rahmen des BMWi-geförderten Projekts „MONA 2030“ (*Merit Order Netz-Ausbau* – FKZ.: 03ET4015) entstanden<sup>3</sup>.

## 2 Methodische Vorgehensweise

Durch eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung soll die Kombination verschiedener Einzellastgänge zu einem Gesamtlastgang ermittelt werden, die den geringsten mittleren Fehler zum tatsächlichen Summenlastgang aufweist. Es wird jeweils untersucht, welche Abweichung für eine verschiedene Anzahl unterschiedlicher Einzellastgänge entsteht, wobei die Auswahl der geeigneten Lastgänge ebenfalls in der Optimierung getroffen wird und welcher Korrelationskoeffizient sich für diese Kombination ergibt. Es liegen 17 Haushaltslastgänge über einen Zeitraum von einem Jahr in stündlicher Auflösung vor.

In einem ersten Schritt werden die Entwicklung des jährlichen Fehlers in Abhängigkeit von der Anzahl der verwendeten Lastgänge und der resultierende Korrelationskoeffizient untersucht. Das Ergebnis der Minimierung des Gesamtfehlers wird mit einer manuellen Sortierung der Lastgänge nach der Qualität der Korrelationskoeffizienten hinsichtlich dieser und hinsichtlich des minimalen Fehlers verglichen. Anschließend wird herausgestellt, ob sich durch Auswahl und Optimierung in Monatszeitscheiben die verwendeten Einzellastgänge unterscheiden. In einem letzten Schritt wird untersucht, welcher Fehler sich einstellt, wenn eine fehlerminimierende Linearkombination der hier verwendeten Einzellastgänge zur Nachbildung gemessener Lastgänge von Netzsträngen verwendet wird, die sich sowohl zeitlich, als auch räumlich von den verwendeten Einzellastgängen unterscheiden.

### 2.1 Datengrundlage

Die gemessenen Smart-Meter Daten entstammen dem Projekt MONA 2030. Sie wurden geschlossen für das Jahr 2013 in stündlicher Auflösung erfasst und stellen die Lasten in verschiedenen Haushalten dar. Bei der Datenerfassung fand ebenfalls eine Segmentierung der Kunden statt, die in sechs verschiedene Kundengruppen hinsichtlich der erfassten Metadaten unterteilt wurden. Diese verschiedenen Kriterien können helfen, Kundentypen vorab zu identifizieren, deren gemessene Lastgänge für eine repräsentative Darstellung eines Gesamtlastgangs besonders relevant sind.

### 2.2 Mathematische Formulierungen

Das Problem kann in allgemeiner Form als quadratisches Optimierungsproblem dargestellt werden, das im Folgenden zu einem linearen vereinfacht wird. Da sowohl der Faktor, mit dem ein Einzellastgang eingeht, als auch die Entscheidung, ob ein Einzellastgang für die

---

<sup>3</sup> Im Projekt „*Merit Order Netz-Ausbau 2030*“ (MONA 2030) erfolgt ein Vergleich der Maßnahmen und Technologien zur Netzoptimierung, speziell im Hinblick auf die Einspeisung hoher Anteile erneuerbarer Energien in die Übertragungs- und Verteilnetze. Insbesondere sollen dabei kostenoptimale Ausbau-/Einsatzreihenfolgen für die untersuchten Maßnahmen und Technologien erstellt werden. Unter dem Begriff "Netzoptimierende Maßnahmen" werden alle Maßnahmen betrieblicher, technischer und regulatorischer Natur zusammengefasst, die zur Optimierung des Netz-Ausbaus herangezogen werden können.

Kombination ausgewählt wird, Ergebnis des Problems sind, kann dieses wie in den Gleichungen (1)-(3) beschrieben werden.

$$\min_e \{f(e)\} \quad (1)$$

$$f(e) = \sum_n e_n \quad (2)$$

$$e_n = \text{abs}(L_n - \sum_i x_i * b_i * l_{i,n}) \quad (3)$$

$L_n$ : Summenlastgang zum Zeitpunkt  $n$

$x_i$ : Gewichtungsfaktor des Einzellastgangs  $i$

$b_i$ : Entscheidungsvariable des Einzellastgangs  $i$

$l_{i,n}$ : Einzellastgang  $i$  zum Zeitpunkt  $n$

$e_n$ : absoluter Fehler zwischen Summenlastgang und Linearkombination

Der Betrag in der Kostenfunktion wird durch Einführung einer Hilfsvariablen  $r$  und durch Umformulierung der Kostenfunktion (2) nach (4) erreicht.

$$f(r) = \sum_n r_n \quad (4)$$

$$\text{mit } -r_n \leq -L_n + \sum_i x_i * b_i * l_{i,n} \leq r_n \quad (5)$$

$$\text{und } r_n \geq 0 \quad (6)$$

Damit der quadratische Term aus der Zielfunktion gestrichen werden kann, wird eine weitere Hilfsvariable  $z$  eingeführt, die durch Hinzufügen eines Zusammenhangs zwischen  $x$  und  $b$  sicherstellt, dass  $x$  nur einen Wert annehmen kann, wenn  $b=1$  gilt.

$$z_i \leq x_{i,max} * b_i \quad (7)$$

$$z_i \geq x_{i,min} * b_i \quad (8)$$

$$z_i \leq x_i - x_{i,min} * (1 - b_i) \quad (9)$$

$$z_i \geq x_i - x_{i,max} * (1 - b_i) \quad (10)$$

Wobei der Term  $x*b$  in (5) durch  $z$  ersetzt wird zu:

$$-r_n \leq -L_n + \sum_i z_i * l_{i,n} \leq r_n \quad (11)$$

Die Umformung des gemischt-ganzzahligen quadratischen Problems in ein gemischt ganzzahliges lineares Problem verringert die Rechenzeit und erlaubt somit längere Zeitreihen in der Analyse zu betrachten.

Die Berechnung des Korrelationskoeffizienten ergibt sich aus

$$\rho(A, B) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N \left( \frac{\overline{A_i} - \mu_A}{\sigma_A} \right) \left( \frac{\overline{B_i} - \mu_B}{\sigma_B} \right) \quad (12)$$

wobei  $\mu$  der Mittelwert und  $\sigma$  die Standardabweichung von  $A$  und  $B$  sind.

### 3 Auswertungen

Grundsätzlich wird die Ähnlichkeit zweier Signale über deren Korrelationskoeffizienten bestimmt [4]. Er ist ein Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs zwischen zwei Signalen. In Abbildung 1 sind die Korrelationskoeffizienten der Einzellastgänge dargestellt (links). Diese Sortierung wird im weiteren Verbrauch beibehalten, wenn es sich um Lastgang-IDs handelt. Daneben sind hier ebenfalls die worst-case (rechts, blau) und die best-case (rechts, braun) Betrachtungen der Sortierungen der untersuchten Lastgänge dargestellt. Auf der Abszisse ist in diesem Fall die Anzahl der aufsummierten Lastgänge dargestellt. Die worst-case genannte Betrachtung ergibt sich aus den kumulierten Lastgängen, die zuvor aufsteigend nach ihren Korrelationskoeffizienten dargestellt wurden, die best-case Betrachtung stellt den umgekehrten Fall dar, für welchen die Reihenfolge der aufsummierten Lastgänge absteigend nach der Höhe des Korrelationskoeffizienten des Einzellastgangs vorgenommen wird.

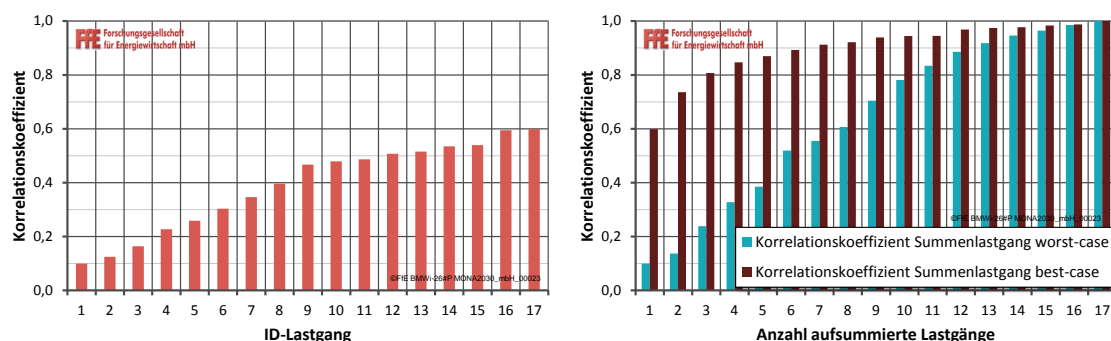


Abbildung 1: Korrelationskoeffizienten der Einzellastgänge (links) und zweier Linearkombinationen der Lastgänge (rechts)

Es wird deutlich, dass die Auswahl der Einzellastgänge einen starken Einfluss auf die Höhe der Korrelationskoeffizienten der Summenlastgänge hat. Im best-case Szenario ergibt sich bereits nach der Linearkombination der zwei Lastgänge mit den größten Korrelationskoeffizienten ein Koeffizient der höher als die Einzelkoeffizienten ist, während dies im worst-case erst bei der Kombination von acht Lastgängen der Fall ist.

Die Betrachtung des Korrelationskoeffizienten erlaubt zwar die Ähnlichkeit zweier Zeitreihen miteinander zu vergleichen, ist jedoch kein Maß für die minimale absolute Abweichung zwischen diesen Zeitreihen über einen bestimmten Zeitraum. Die Betrachtung dieser ist allerdings für verschiedene Anwendungen von vorrangiger Bedeutung. Bei der Bestimmung der Höhe vorgehaltener Leistungen für Systemdienstleistungen ist der absolute Fehler zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Wert beispielsweise relevanter, da dieser bestimmt, welche Mengen vorgehalten werden müssen. Aus diesem Grund wird im Folgenden sowohl der absolute Fehler als auch der Korrelationskoeffizient der Linearkombinationen einer nach Korrelationskoeffizienten sortierten Auswahl mit einer nach minimalem Fehler der linearen Optimierung gewählten Auswahl verglichen. Dies soll zeigen, ob die Optimierung durch das vereinfachte Verfahren der Sortierung nach Korrelationsfaktoren ersetzt werden kann. Die Minimierung des absoluten Fehlers sorgt dafür, dass diese Abweichung im Mittel über den berücksichtigten Zeitraum am geringsten ausfällt, während der Korrelationsfaktor die Ähnlichkeit der Signale darstellt.

### 3.1 Jährliche Optimierung

In der jährlichen Optimierung wird die den Gesamtfehler minimierende Linearkombination von  $n$  Einzellastgängen gesucht. Der Gesamtfehler ergibt sich aus der Summe der absoluten Fehler zu jedem Zeitschritt zwischen der Linearkombination und dem Summenlastgang der Gesamtheit der Lastgänge und ist relativ zum Jahresverbrauch des Summenlastgangs dargestellt. Da neben der Kombination der Einzellastgänge der Skalierungsfaktor gesucht wird, werden die Lastgänge in einem ersten Schritt auf die Jahressumme normiert. Dies sorgt dafür, dass nicht die Höhe des Jahresverbrauchs ausschlaggebend für das Auswahlkriterium ist. In Abbildung 2 sind der Verlauf des Fehlers und der Verlauf der Korrelationskoeffizienten dargestellt, die sich für die optimierte Linearkombination und für die Sortierung nach Korrelationskoeffizient ergeben.

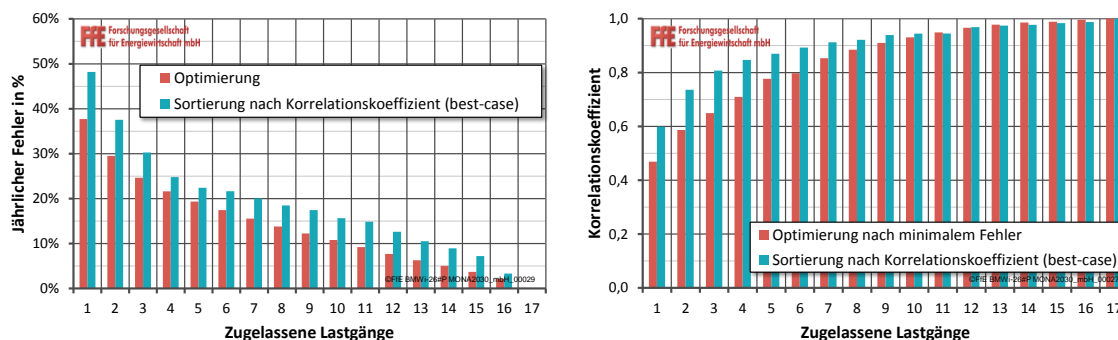


Abbildung 2: Fehlerverlauf (links) und Korrelationsfaktoren (rechts) bei Optimierung und Sortierung nach Korrelationskoeffizienten

Es wird deutlich, dass in diesem Fall aus der Minimierung ein teilweise deutlich geringerer Fehler resultiert, als es durch eine bloße Auswahl der aus dem Vergleich der Korrelationskoeffizienten am geeignetsten erscheinenden Einzellastgänge der Fall ist. Die Abweichung des Korrelationskoeffizienten ist im Vergleich der Fehlerminimierung und der Sortierung jedoch nicht besonders ausgeprägt. Ab 11 zugelassenen Einzellastgängen ist die Abweichung nur noch sehr gering. Die Abweichung des Fehlers beträgt hingegen zwischen 13 % und 49 % zu Gunsten der Fehlerminimierung. Dadurch ergibt sich, dass die Optimierungsrechnung nicht durch eine Auswahl der Lastgänge nach der Güte ihrer Korrelationsfaktoren ersetzt werden kann.

Ein Grund hierfür könnte durch die Tatsache begründet werden, dass bei der Kombination der nach Korrelationskoeffizienten sortierten Lastgänge keine Gewichtung der jeweiligen Lastgänge stattgefunden hat. Abbildung 3 stellt aus diesem Grund die Kombination der verschiedenen Lastgänge dar, die im Minimierungsproblem ausgewählt werden.

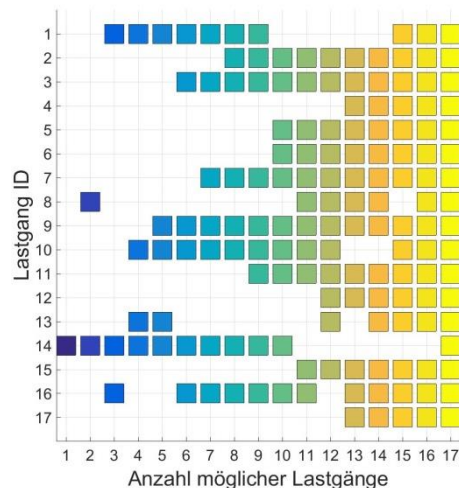


Abbildung 3: Kombinierte Lastgänge in Abhängigkeit der zugelassenen Auswahlmöglichkeiten

Da die Vergabe der IDs der Lastgänge, wie in Abbildung 1 aufgezeigt aufsteigend nach der Höhe des Korrelationskoeffizienten erfolgt ist, wird deutlich, dass im Fall der Minimierungsrechnung der Korrelationskoeffizient keinen direkten Einfluss auf die Qualität des Fehlers hat. Vielmehr fällt auf, dass je nach Anzahl zugelassener Einzellastgänge unterschiedlichste Lastgänge ausgewählt werden und somit aus dieser Betrachtung auch keine Einzellastgänge identifiziert werden können, die unabhängig von der Anzahl der kombinierten Lastgänge zu einem minimalen Fehler beitragen.

Die Bandbreite des Fehlers bei zufälliger Auswahl der Lastgänge ist in Abbildung 4 dargestellt für den Fall, dass für die Linearkombination 15 Lastgänge ausgewählt werden. Hier ist die Auswahl der Lastgänge nicht mehr Teil der Optimierung. Es werden lediglich die Skalierungsfaktoren der Einzellastgänge optimiert und die Untersuchung für alle 136 Kombinationen untersucht.

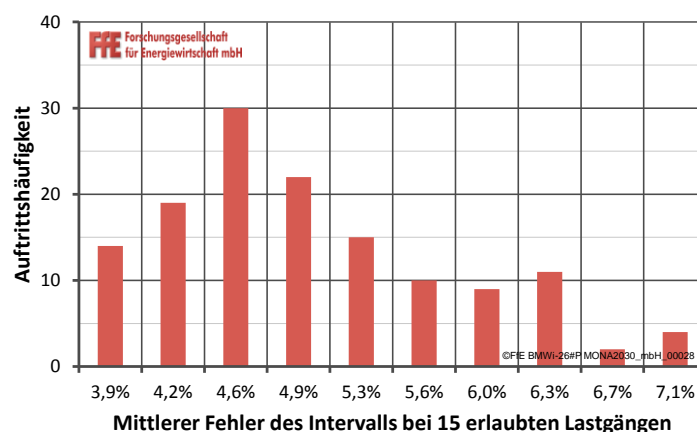


Abbildung 4: Histogramm des minimalen Fehlers bei allen Kombinationen mit 15 erlaubten Lastgängen

Diese Auswertung zeigt, dass für diesen Fall der Fehler im besten Fall, 3,7 %, gegenüber dem schlechtesten Fall, 7,2 %, nahezu verdoppelt wird, wenn die Kombination der Lastgänge nicht Teil der Optimierung ist, sondern eine zufällige Auswahl der Lastgänge stattfindet. Dadurch, dass die Verteilung hierbei linkslastig vom Mittelwert ist, wäre für diese

Anordnung eine zufällige Ziehung von möglichen Linearkombinationen und eine anschließende Optimierung der einzelnen Skalierungsfaktoren denkbar. In diesem Fall kann die Optimierung linear erfolgen, da die Kombination der Einzellastgänge zufällig erfolgt. Dies reduziert die Laufzeit der Optimierung und es kann ab einer bestimmten Anzahl von Ziehungen davon ausgegangen werden, dass der kleinste resultierende Fehler kleiner als der Mittelwert der dargestellten Verteilung ist.

### 3.2 Monatsweise Optimierung

Um die Stichprobe zu erhöhen und um saisonale Unterschiede zu identifizieren, werden die Optimierungsläufe in Monatsläufe aufgeteilt. In Abbildung 3 ist die Auftrittshäufigkeit in Monaten dargestellt, in welchen der jeweilige Lastgang ausgewählt wird.

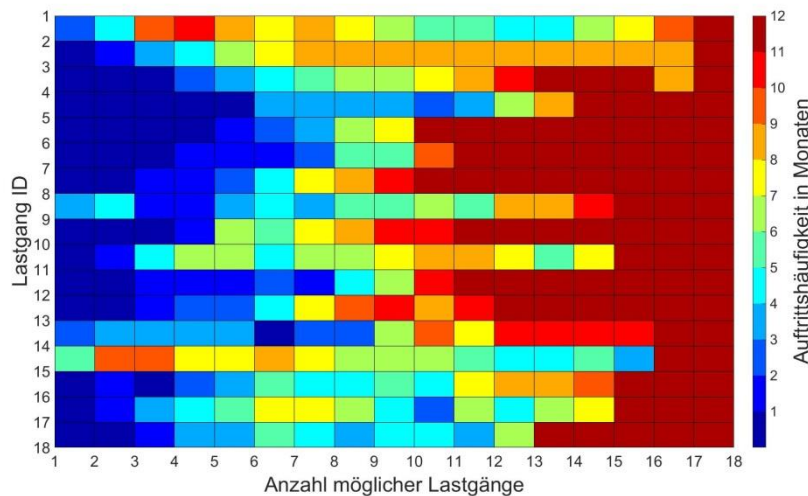


Abbildung 5: Auftrittshäufigkeit in Monaten der einzelnen Lastgänge bei monatlicher Optimierung

Während sich bei einer geringen Anzahl einzelner Monatslastgänge keine klaren Tendenzen von Einzellastgängen für mögliche Kombinationen ergeben, fällt auf, dass ab einer möglichen Auswahl von elf Lastgängen, der Fehler liegt hier unter 10 %, die Lastgänge mit den IDs 5,6,7,9,und 11 in jeder Kombination ausgewählt werden. Diese Lastgänge entstammen alle unterschiedlichen Kundengruppen, eine eindeutige Identifikation aufgrund des Kundentyps ist somit in diesem Fall nicht möglich.

Zur Veranschaulichung und zur qualitativen Überprüfung sind in *Abbildung 6* nochmals der tageszeitliche Verlauf der Lastgänge mit den IDs 5,6,7,9 und 11 sowie der mittlere tageszeitliche Verlauf des Summenlastgangs abgebildet. In der zweiten Grafik wird das jährliche Profil der beiden Summenlastgänge aufgezeigt. Die Einzellastgänge wurden in beiden Fällen jeweils mit den Faktoren skaliert, die sich aus der Optimierung für 11 mögliche Lastgänge ergeben haben. Die Darstellungen bestätigen, dass die Kombination der genannten Lastgänge den Gesamtlastgang relativ gut annähert.



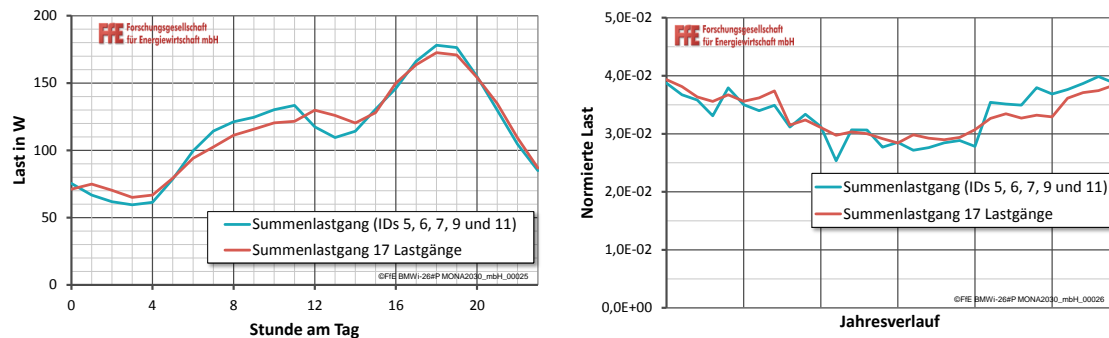


Abbildung 6: Tageszeitlicher Verlauf (links), Darstellung nach Standardlastprofilsyntax normiert auf 1000 kWh Jahresverbrauch und normierter Jahresverlauf (rechts) des Summenlastgangs ausgewählter Lastgänge und des Summenlastgangs über alle Lastgänge

### 3.3 Zeitliche und regionale Übertragbarkeit

Da es sich bei den 17 Einzellastgängen um Verbraucher handelt, die aus dem selben Stadtgebiet stammen, jedoch nicht um Verbraucher deren Netzanschlusspunkt im gleichen Netzstrang liegt, wird in diesem Schritt überprüft, welcher Fehler entsteht, wenn die Methodik auf einen gemessenen Lastgang aus einem Netzstrang übertragen wird. Hierbei wird einerseits ein Lastgang gewählt, der einen zeitlichen und regionalen Unterschied mit den Einzellastgängen aufweist, als auch ein Lastgang, der lediglich einen zeitlichen Unterschied mit den Einzellastgängen aufweist. Da die Tagesprofile i.d.R. eine starke Abhängigkeit von Werktagen, beziehungsweise Wochenendtagen aufweisen, wurden diese angepasst. Das bedeutet, dass die Zeitreihen, die verglichen werden, jeweils mit dem gleichen Wochentag beginnen. Weitere Anpassungen wurden nicht getroffen. In Abbildung 7 sind die Lastgänge aufgezeigt, die zur Nachbildung des fiktiven Summenlastgangs verwendet werden und die zur Nachbildung des Lastgangs eines Netzstrangs verwendet werden. Es fällt auf, dass einzelne Lastgänge je nach Anzahl zugelassener Lastgänge in beiden Fällen gleichzeitig Verwendung finden. Auffällig ist, dass der Einzellastgang mit dem höchsten Korrelationskoeffizienten in allen Fällen frühestens Verwendung findet, wenn die Möglichkeit besteht 13 oder mehr Einzellastgänge zu kombinieren.

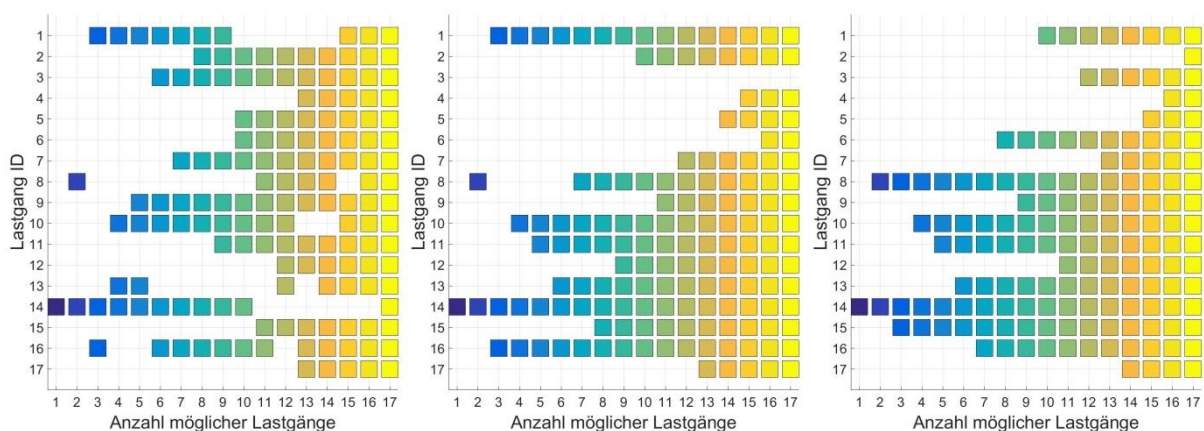


Abbildung 7: Ausgewählte Lastgänge zur Reproduktion des synthetischen Summenlastgangs (links) eines gemessenen Netzstrangs aus der gleichen Region (Mitte) und eines Netzstrangs ohne regionalen und zeitlichen Zusammenhang (rechts)

Werden nun die ausgewählten Einzellastgänge zur Nachbildung der beiden real gemessenen Netzlasten verglichen, fällt auf, dass die Lastgänge mit den IDs 10, 11, 13 und 14 in jeweils denselben Optimierungsläufen Teile der Linearkombinationen darstellen. Auch bei anderen Einzellastgängen erscheint die Ähnlichkeit höher, als mit dem synthetisch erstellten Summenlastgang. Diese Tatsache lässt die Vermutung zu, dass die Summe der 17 Einzellastgänge an sich keinen validen Summenlastgang darstellt und deshalb die Kombination der Einzellastgänge auch nicht zu einem validen Ergebnis führt. Dies wird durch Abbildung 8 verstärkt, die zeigt, dass sich durch die optimale Linearkombination der Einzellastgänge der betrachtete Fehler einem Wert von etwa 20 % annähert, der in keinerlei Anwendung als annehmbar erscheint.

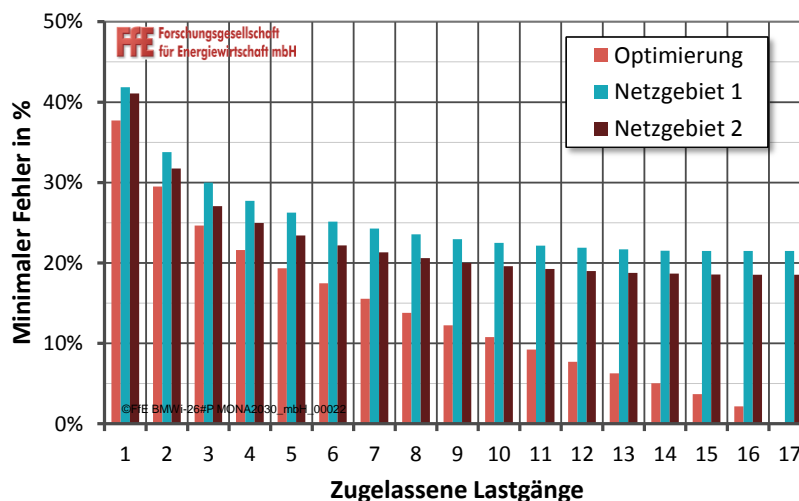


Abbildung 8: Fehler durch Übertrag der Methodik auf gemessene Netzdaten mit regionalen und zeitlichen Abweichungen

An dieser Stelle wird deutlich, dass ein zeitlicher und regionaler Übertrag mit den hier verwendeten Daten nicht möglich ist, wenn nicht ein Fehler von 20 % akzeptiert wird. Eine Untersuchung dieser Art erfordert somit eine fundierte Datenbasis, deren Messdaten keinen regionalen und keinen zeitlichen Unterschied aufweisen, damit sichergestellt werden kann, dass die Kombination der Einzellastgänge auch einen realen Netzlastgang darstellen.

#### 4 Fazit und Ausblick

Die Untersuchung zeigt, dass die Nachbildung eines Summenlastgangs erhebliche Schwierigkeiten mit sich bringt. Es wird dargestellt, dass eine Auswahl der zu kombinierenden Einzellastgänge durch Minimierung des jährlichen Fehlers gegenüber einer sortierten Auswahl nach der Güte der Korrelationskoeffizienten ab einer Kombination von 10 Lastgängen eine Abweichung von weniger als 1,5 % bezüglich des Korrelationskoeffizienten gegenüber dem Summenlastgang aufweist. Hingegen wird festgestellt, dass der jährliche Fehler bei Anwendung einer optimierten Auswahl einen 30 % geringeren Fehler gegenüber dem Fehler bei Sortierung aufweist. Für die hier verwendeten Messdaten kann durch eine Linearkombination von 10 aus 17 Lastgängen ein synthetischer Summenlastgang über alle 17 Lastgänge mit einem Gesamtfehler unter 10 % der Jahressumme dargestellt werden. Die Untersuchung der gemessenen Daten erlaubt nicht, eine Aussage darüber zu treffen, an welchen Standorten eine optimale Auswahl der Messstellen zu erfolgen hat, selbst wenn ein

Fehler von 10 % akzeptiert wird. Vielmehr kann aus dieser Untersuchung der Schluss gezogen werden, dass die Messstellen bei den unterschiedlichen Verbrauchergruppen möglichst heterogen verteilt werden sollen. Auch ein regionaler und zeitlicher Übertrag liefert kein zufriedenstellendes Ergebnis. Der jährliche Fehler beträgt hier für den Fall, dass alle 17 Lastgänge genutzt werden, etwa 20 %. Die Ursache kann einerseits in der zeitlichen Differenz der gemessenen Einzel- und Netzlastgänge liegen, andererseits kann sie ebenfalls dadurch bedingt sein, dass die verwendeten Einzellastgänge keine repräsentativen Lastgänge darstellen. Um einen möglichen Zusammenhang zu untersuchen ist es daher notwendig, einen Netzlastgang zu messen, bei dem die Einzellastgänge bekannt sind. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Einzellastgänge repräsentativ für diesen Netzlastgang sind. Anschließend ist es erst möglich, eine eventuelle Übertragbarkeit auf andere Netzlastgänge zu untersuchen. Liegen Messdaten aus mehr als einem Netzstrang vor, die aufgrund ihres Verlaufs in ihrer Kombination einen hohen Einfluss auf den Verlauf der Netzlastgänge haben, ist für diesen Fall ebenfalls eine strangübergreifende Kombination denkbar um auch höher liegende Netzebenen korrekt abbilden zu können. Neben der tiefgehenden Untersuchung möglicher Zusammenhänge durch eine größere Datenbasis ist es für die Anwendung der Methodik auf eine größere Datenbasis notwendig, dass diese vereinfacht wird, um den Rechenaufwand in einem annehmbaren Rahmen zu halten.

## Literatur:

- [1] Samweber, Florian; Köppl, Simon: Laufendes Projekt: Merit Order des Netzausbaus im Jahr 2030 (MONA 2030) - Systemübergreifender Vergleich von netzoptimierenden Maßnahmen in: <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/521>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2017
- [2] Hinterstocker, Michael; Salvamoser, Simon; von Roon, Serafin; Berner, David; Staats, Joachim; Bruce-Boye, Cecil: Dynamische Korrektur der Lastprognose von Haushaltskunden mittels kurzzyklischer Smart-Meter-Daten. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2015
- [3] Hinterstocker, Michael; von Roon, Serafin: „Bewertung des langfristigen Einsparpotenzials durch Smart Meter und begleitende Energieberatung in Haushalten“ - Paper für das 14. Symposium Energieinnovation 2016 der TU Graz vom 10. – 12. Februar 2016
- [4] JensOhm, Hans Dieter Lücke: „Signalübertragung - Korrelationsfunktionen determinierter Signale“, ISBN 978-3-642-53901-5, 12.Auflage