

# Innovatives Energiemanagement bei Haushaltskunden – ein Beitrag zur Netzstabilität?

Michael Wiest\*<sup>1</sup>, Michael Finkel<sup>1</sup>, Bernd Engel<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821 5586 3575,  
michael.wiest@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

<sup>2</sup> Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische  
Energieanlagen, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, +49 531 391 7740,  
bernd.engel@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de/elenia

**Kurzfassung:** Im Zuge der Energiewende macht sich ein Wandel im Energieverbrauchsverhalten vieler Haushaltskunden bemerkbar. Immer mehr Verbraucher tendieren dazu, einen möglichst hohen Anteil ihres Energieverbrauches durch innovative Technologien selbst zu decken. Das führt zwangsläufig zu veränderten Leistungsflüssen am Hausanschlusspunkt. Die geringe Kenntnis über die aktuelle Belastungssituation erschwert dann netzplanerische Vorhaben. Für die Bestimmung der aktuellen Netzleistungsfähigkeit und für geplante Netzausbaumaßnahmen sind verwertbare Leistungsprofile von großer Bedeutung. In dieser Arbeit wird ein Verfahren vorgestellt, das Lastflüsse unter Berücksichtigung neuer Technologien modelliert und die Vor- oder Nachteile der Entwicklungen aus Netzbetreibersicht darstellt.

**Keywords:** Lastprofil, Eigenverbrauch, Lastmodell, Verteilnetz

## 1 Einführung

Aufgrund steigender Strompreise für Endkunden bei gleichzeitig sinkenden Einspeisevergütungen und sinkenden Preisen für z. B. Photovoltaikanlagen oder Batteriespeichersysteme tendieren immer mehr Verbraucher dazu, einen möglichst hohen Teil ihres elektrischen Energieverbrauches selbst zu decken. In erster Linie erfolgt dies durch die Nutzung der Photovoltaikenergie der eigenen Anlage. Batteriespeichersysteme schaffen zudem eine gewisse Unabhängigkeit vom solaren Strahlungsangebot. Intelligent gesteuerte Heizsysteme führen zu einer weiteren Steigerung des Eigenverbrauchsanteils. Welche der Komponenten jeweils zum Einsatz kommen, ist zunächst stark von den Systempreisen und den resultierenden finanziellen Vorteilen für die Verbraucher abhängig [1].

Der Einsatz innovativer Technologien zur Eigenverbrauchssteigerung in Privathaushalten führt zwangsläufig zu veränderten Leistungsflüssen<sup>1</sup> am Hausanschlusspunkt und bringt somit neue Anforderungen und Chancen für die Netzplanung mit sich. Dies betrifft im speziellen die Niederspannungsverteilstetze, bei denen die geringe Kenntnis über die aktuelle Belastungssituation ohnehin schon planerische Vorhaben erschwert. Bei der

---

<sup>1</sup> Von Lastflüssen soll an dieser Stelle nicht weiter gesprochen werden, da neben dem Leistungsbezug verstärkt auch ins Netz eingespeist wird.

ursprünglichen Netzplanung waren elektrische Kennwerte an einigen wenigen Punkten im Netz zu überprüfen. Auf Mess- und Sekundärtechnik wurde in den unteren Spannungsebenen verzichtet [2]. Veränderte Netzanforderungen und steigender Kostendruck bei der Netzplanung durch die Anreizregulierung bringen heute große Herausforderungen mit sich. Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Frage, wie ein verändertes Verbrauchsverhalten durch den zunehmenden Einsatz innovativer Energiemanagementsysteme in der Netzplanung berücksichtigt werden kann.

## 2 Motivation für Leistungsprofile

Derzeit ist bekannt, dass durch Erzeugungsanlagen im Verteilnetz die maximale Belastung der Netze meist nicht mehr durch den Verbrauch der Endkunden, sondern durch die ins Netz eingespeiste Leistung von z. B. Photovoltaikanlagen gegeben ist. Rein über die erzeugte Energiemenge refinanzierte Anlagen haben hier den größten Beitrag, da der Profit solcher Anlagen meist mit der installierten Leistung steigt. Ist die Motivation für die Errichtung einer Erzeugungsanlage jedoch die eigene Nutzung der erzeugten Energie, ergeben sich unterschiedliche Modelle für die Anlagendimensionierung. Dabei spielen in erster Linie das jeweilige Verbrauchsverhalten und die Kosten für die benötigten Komponenten eine Rolle. Wesentlich für die Netzplanung sind nun die Veränderungen bezüglich der am Hausanschlusspunkt auftretenden Leistungsflüsse. Im Zusammenhang mit Eigenverbrauch in Privathaushalten wird oft von einer Entlastung der Netze gesprochen, da die erzeugte Photovoltaik-Energie direkt vom Anlagenbetreiber verbraucht oder zwischengespeichert wird. In diesem Zusammenhang werden Leistungsprofile unabdingbar, die neben dem reinen Haushaltsverbrauch auch die Erzeugung und gegebenenfalls zusätzliche Komponenten zum Energiemanagement berücksichtigen. Dazu wird in diesem Beitrag ein Verfahren vorgestellt, bei dem die Verbrauchslast von Haushalten, entweder als gemessenes Profil oder synthetisch modelliert, um verschiedene Komponenten zum Energiemanagement erweitert wird (Abbildung 1).

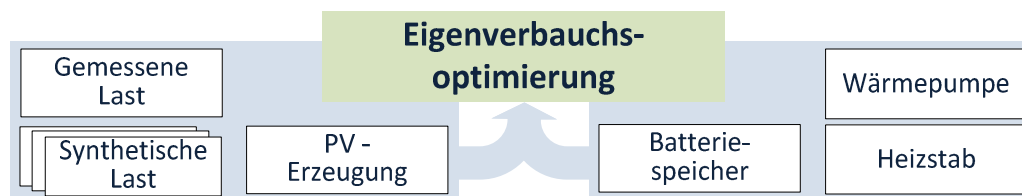


Abbildung 1: Möglichkeiten zur Eigenverbrauchsoptimierung.

Die aus den generierten Leistungsprofilen resultierende Netzbelastung wird als Ergebnis mit der bisherigen Belastung, die nur durch die Last verursacht wird, verglichen. Somit können zukünftige Mehr- oder Minderbelastungen schnell identifiziert werden. Zudem können die erzeugten Leistungsprofile zur Lastflussberechnung in Netzberechnungsprogrammen herangezogen werden und stellen somit einen wesentlichen Vorteil im Hinblick auf die Planungssicherheit dar. Liegt der Betrachtungszeitraum für diese Profile zudem bei einem Kalenderjahr, so wird eine ganzjährige Betrachtung der Auswirkungen möglich, da saisonale Effekte mit einbezogen werden. Dies ist im speziellen für die Netzplanung von Bedeutung, da eine Betriebsmittelauslegung stets nach der maximalen Beanspruchung erfolgen muss. Eine kurzweilige Überschreitung von zulässigen Grenzwerten kann nur in wenigen Fällen toleriert werden.

### 3 Modellierung von Lastprofilen

Lastprofile sind in der heutigen Netzplanung unabdingbar und stellen hier die Grundlage für die Erweiterung zu Leistungsprofilen dar. Dabei können Lastprofile aus unterschiedlichen Quellen zur Berechnung herangezogen werden. Messreihen stehen bisher für einzelne Haushalte nur selten zur Verfügung, was sich mit der geplanten Einführung von Smart-Metern in Zukunft ändern könnte. Standardlastprofile werden an Knotenpunkten im Netz, wie Ortsnetzstationen verwendet, geben das Lastverhalten einzelner Haushalte jedoch nicht wieder. Folglich werden bei der Betrachtung von kleinen Netzabschnitten modellhafte Lastprofile für einzelne Haushalte generiert, wenn gemessene Profile nicht verfügbar sind. Diese können anhand entsprechender Algorithmen auf probabilistischer Basis erzeugt werden. Das individuelle Bezugsrauschen wird dabei abhängig von der verbraucher-spezifischen Maximallast und der Jahreszeit in Zeitscheiben abgebildet [2]. In anderen Modellen wird die Haushaltslast durch die Nutzungsprofile einzelner Geräte oder Geräteklassen modelliert. Die in einem durchschnittlichen Haushalt vorhandenen Geräte werden hier in Klassen eingeteilt und die durchschnittliche Nutzung in Form von Lastprofilen nachgebildet [3], [4]. Dieser Ansatz wird auch in dieser Arbeit weiter verfolgt, da er Vorteile in Bezug auf die Nachbildung von Verhaltensänderungen im Verbrauch durch z. B. Demand Side Management mit sich bringt [5]. Für statische Untersuchungen, z. B. Netzplanung, mit einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr sind in der Regel Lastprofile mit einer Zeitauflösung von 15 Minuten ausreichend. Für dynamische Berechnungen werden höhere Zeitauflösungen kleiner gleich einer Sekunde gewählt [6].

#### 3.1 Synthetische Lastprofile anhand Geräteklassen

Im Rahmen dieser Arbeit werden synthetische Lastprofile anhand der Überlagerung einzelner Lastgänge bestimmter Geräteklassen generiert. In diesem „Bottom-Up“-Ansatz wird zunächst festgelegt, welcher Haushaltstyp vorliegt. Die Verteilung der Haushaltstypen innerhalb eines Verteilnetzes ist stark gebietsabhängig. Insgesamt bietet eine Drittel-Aufteilung von Single-Haushalten, Zwei-Personen Haushalten und 3 - 4 Personen Haushalten (Familien) einen guten Richtwert [3]. Auf Basis des gewählten Haushaltstyps wird nun eine durchschnittliche Geräteausstattung festgelegt (Abbildung 2). Die Geräte sind hierbei in acht, von der Energieverbrauchscharakteristik ähnliche, Klassen aufgeteilt. Die Stand-By Geräte stellen die Minimallast dar, welche etwa bei 11 % der verbrauchten Jahresenergie liegt [7]. Dauerhaft am Netz angeschlossene, taktende Geräte wie Kühlschränke und Gefriergeräte fallen in die Gerätekategorie der Dauerlast. Der Anteil dieser Gerätekategorie am Gesamtverbrauch von etwa 31 % kann ab zehn Haushalten als kontinuierliche Last angesehen werden [7]. Für einzelne Haushalte muss die Taktung allerdings mit berücksichtigt werden. Jahres- und Tageszeitabhängige Einflüsse sind bei diesen beiden Geräteklassen nur in sehr geringem Maße gegeben und können an dieser Stelle vernachlässigt werden. Unter die Klasse sonstiger Geräte fallen Energieverbraucher, die keine eindeutige Zuordnung zu den anderen Klassen erlauben, dem Gesamtprofil jedoch eine zusätzliche Unregelmäßigkeit verleihen, die in der Regel auch bei gemessenen Profilen zu erkennen ist. Zugehörige Verbraucher können z. B. Staubsauger, Werkzeuge eines Heimwerkers oder für Hobbys benötigte Geräte sein, deren Nutzung keiner Regelmäßigkeit unterliegt. Die verbleibenden sechs Geräteklassen zeichnen sich durch regelmäßige

Nutzungsprofile aus. Diese Nutzungsprofile können für die jeweilige Geräteklasse anhand der jahres- und tageszeitlichen Abhängigkeit modelliert werden. Zu berücksichtigen sind neben der Nutzungszeit auch die Nutzungshäufigkeit und die Dauer der Nutzung. Diese Parameter und die resultierende Leistungsaufnahme werden für jede Geräteklasse mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit bestimmt.

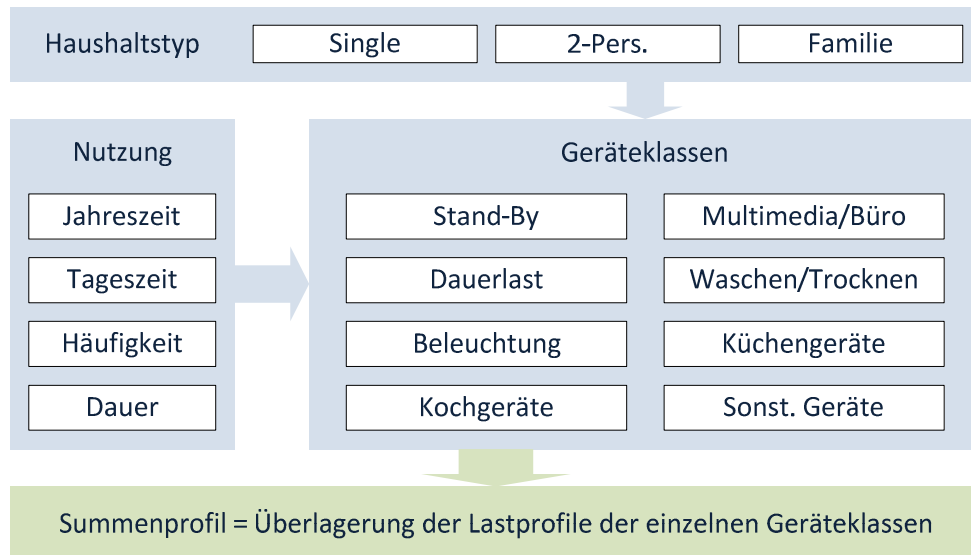


Abbildung 2: Schema der Modellierung und Generierung von Lastprofilen für Einzelhaushalte.

Die nach diesem Konzept für alle Geräteklassen modellierten Lastprofile ergeben additiv ein Summenprofil, das den Verbrauch eines Haushaltes über einem Jahr darstellt. Die zeitliche Auflösung beträgt dabei 15 Minuten.

### 3.2 Bewertung synthetischer Lastprofile

Der Vergleich einzelner synthetischer Lastprofile mit etwa einem gemessenen Lastprofil (Abbildung 3) kann qualitativ erfolgen, da sich durch die Stochastik der Profile stets ein individueller Verlauf ergibt.

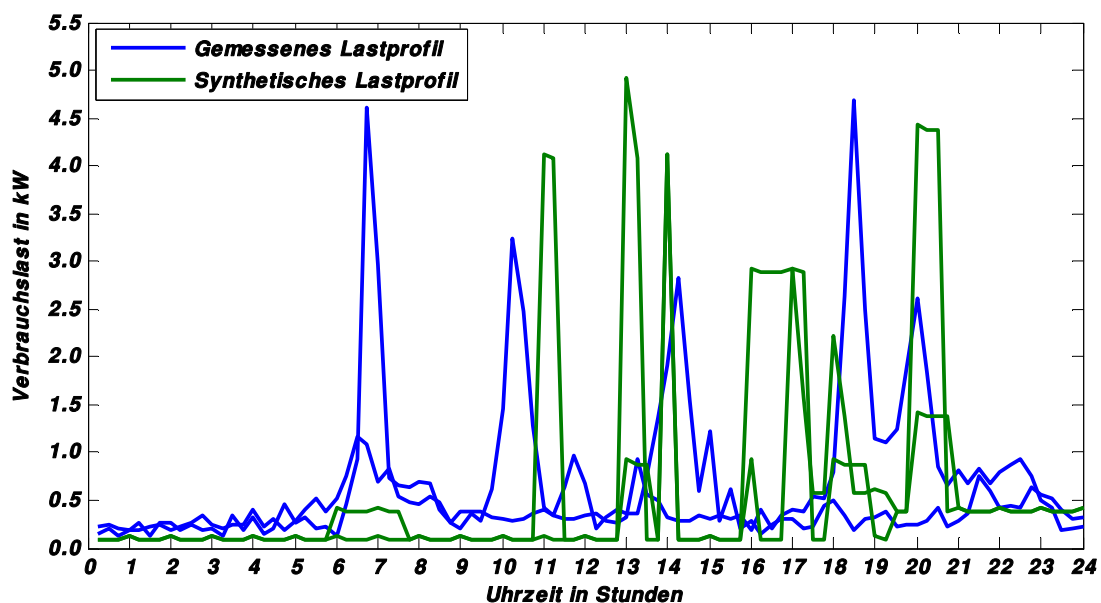


Abbildung 3: Synthetische und gemessene Lastprofile im Vergleich.

Bei der Gegenüberstellung von synthetischen mit gemessenen Lastprofilen lässt sich eine qualitative Übereinstimmung gut erkennen. Dargestellt sind beispielhaft zwei zufällig aus einem Jahresprofil ausgewählte Tage.

Als quantitativer Anhaltspunkt bei der Bewertung kann der Jahresenergieverbrauch herangezogen werden. Tabelle 1 gibt einen Überblick über den durchschnittlichen jährlichen Energieverbrauch in Abhängigkeit der Haushaltsgröße.

**Tabelle 1: Jahresenergieverbrauch nach Haushaltsgröße [8].**

Haushaltsgröße	Durchschnittlicher Jahresenergieverbrauch mit und ohne elektrischer Warmwasserbereitung (WWB) in kWh		
	Ø	mit WWB	ohne WWB
<b>1 Person</b>	2256	2818	1798
<b>2 Personen</b>	3248	3843	2850
<b>3 Personen</b>	4246	5151	3733
<b>4 Personen</b>	5009	6189	4480
<b>5 Personen</b>	5969	7494	5311

Der Jahresenergieverbrauch der in Abbildung 3 dargestellten gemessenen Lastprofile beträgt etwa 4200 kWh. Dies entspricht nach Tabelle 1 einem Drei-Personen Haushalt, wonach der Haushaltstyp für die Generierung der synthetischen Profile für diesen Vergleich gewählt wurde.

Wird die an einem Tag verbrauchte Energie eines Haushaltes als Vergleichskriterium zur Bewertung synthetischer Lastprofile herangezogen, so kann eine Aussage über die Güte der synthetischen Profile über dem Jahresverlauf getroffen werden. Abbildung 4 zeigt die absoluten Häufigkeitsverteilungen von jeweils einem zufällig ausgewählten gemessenen Jahreslastprofil und einem synthetischen Lastprofil. Der dem synthetischen Lastprofil zugrunde gelegte Haushaltstyp entspricht auch hier in etwa dem des gemessenen Profils. Auch bei dieser Bewertung kann eine gute Übereinstimmung der synthetischen Daten mit gemessenen bestätigt werden. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die synthetischen Lastprofile den realen Gegebenheiten entsprechen. Insgesamt stehen gemessene Profile von 100 Haushalten unterschiedlicher Größe zur Bewertung zur Verfügung.

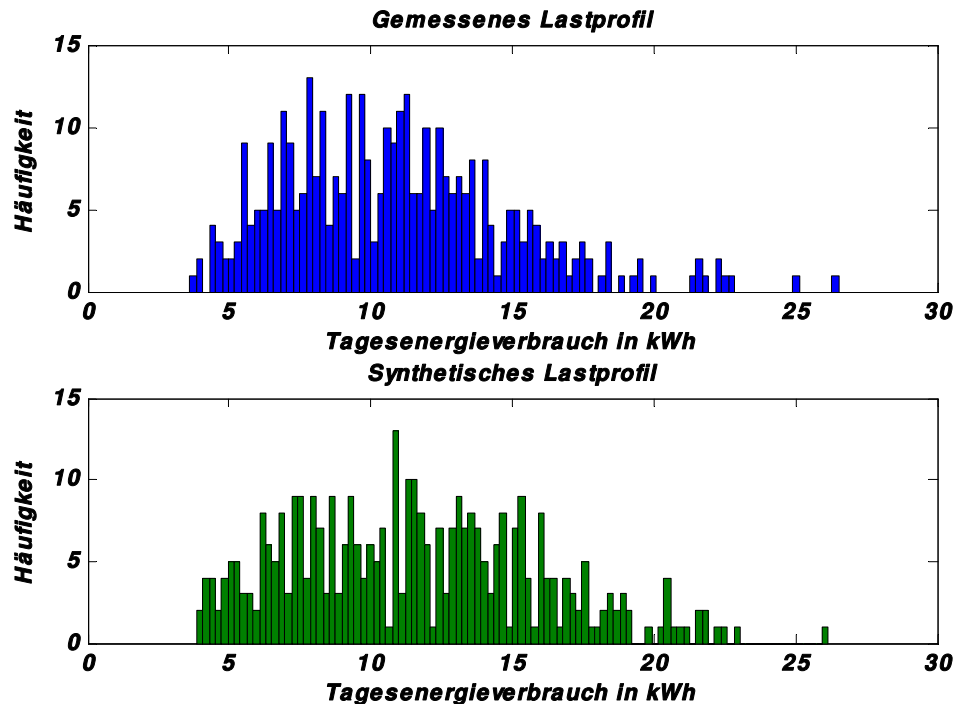


Abbildung 4: Häufigkeitsverteilung der Tagesenergieverbräuche von gemessenen und synthetischen Lastprofilen.

#### 4 Eigenverbrauch und Energiemanagement

Seit dem Erreichen der Netzparität für Haushaltskunden in Deutschland im Jahr 2012 ist die Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen geringer als der durchschnittliche Strombezugspreis für Haushaltskunden. Dementsprechend ist jede selbst erzeugte Kilowattstunde, die auch selbst verbraucht wird, wirtschaftlicher als eine Einspeisung ins öffentliche Netz [9]. Zudem wurde von der Bundesregierung ein Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen initiiert [10]. Diese Umstände stellen für Anlagenbetreiber im Haushaltsbereich die zentralen Treiber für eine wirtschaftliche Optimierung des Anlagenbetriebs, also der Maximierung des Anteils an Photovoltaikenergie am eigenen Haushaltsverbrauch, dar. Allerdings hat das jeweilige Verbrauchsverhalten eines Haushaltes einen wesentlichen Einfluss auf den maximal erreichbaren Eigenverbrauchsanteil, wenn angenommen wird, dass Verbraucher ihr bisheriges Verbrauchsverhalten nicht ändern. Eine Änderung würde zwangsläufig zu Komfortverlust und/oder zusätzlichen Kosten für eine Hausautomatisierung führen. Weitere Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauch sind die Investitionskosten für eine Photovoltaikanlage oder ein Batteriespeichersystem.

Anhand von zehn gemessenen Lastprofilen über jeweils ein Jahr wurden Eigenverbrauchsberechnungen in Abhängigkeit der installierten PV-Anlagenleistung mit und ohne Speichersystem durchgeführt. Die zugrunde gelegten Investitionskosten für PV-Anlagen betragen dabei rund 2000 €/kWp, für Batteriespeicher zwischen 1400 €/kWh und 2500 €/kWh, je nach Speichergröße wobei kleinere Speicher als teurer anzusehen sind. Die Vergütung der eingespeisten Energie wurde zu 15 ct/kWh und der Strombezugspreis zu 28 ct/kWh angesetzt. Treibender Faktor für die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen bleibt trotz

reduzierter Ausgaben für den eigenen Energieverbrauch die Einspeisevergütung. Somit kann davon ausgegangen werden, dass Haushaltskunden vermehrt in relativ große PV-Anlagen zum Eigenverbrauch investieren werden. Ein Leistungsbereich von 1 bis 7 kWp stellte sich aufgrund der begrenzten Dachfläche in Wohngebieten als realistisch heraus. Mit der installierten PV-Leistung sinkt jedoch der zu erreichende Eigenverbrauchsanteil, da die erzeugte Energie den Verbrauch zur Tageszeit deutlich übersteigt. Daher ist auch in Bezug auf den Eigenverbrauchsanteil mit einem Leistungsbereich von typischen PV-Anlagen größer 7 kWp nicht zu rechnen. Schon bei 7 kWp lassen sich Eigenverbrauchsanteile größer 25 % nur noch in Kombination mit Speichern erreichen [1], [11].

Elektrische Speicher können bei den angenommenen Preisen mit relativ geringer Speicherkapazität zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils wirtschaftlich betrieben werden. Diese Wirtschaftlichkeit wird mit der erwarteten Reduktion der Investitionskosten und dem Marktanzreizprogramm in Zukunft wohl noch deutlich gesteigert. Durch die Integration eines Batteriespeichers wird der Eigenverbrauchsanteil grundsätzlich gesteigert, je größer die Batterie jedoch ausgelegt wird, desto geringer wird sie im Jahresverlauf auch ausgenutzt [9]. Ein großer Speicher wird bei geringem Verbrauch und hoher PV-Erzeugung im Sommer nie vollständig entladen und im Winter bei hohem Verbrauch und geringerer Erzeugung unter Tags nicht vollständig aufgeladen, so dass der Verbrauch in den Abend- und Nachtstunden nicht gedeckt werden kann. Für einen möglichst optimalen Speicherbetrieb kommen Speichersysteme mit einer nutzbaren Kapazität von 1 bis 5 kWh in Frage [1], [11]. Bei der Begrenzung der PV-Anlagenleistung auf 70 % genügen bei typischen Hausdach-PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsoptimierung in der Regel bereits 2 kWh nutzbare Batteriekapazität zur verlustfreien Reduzierung der Leistung [9].

Ist ein PV-Speichersystem bereits auf maximalen Eigenverbrauch optimiert, so verbleibt in der Regel immer noch eine nennenswerte Energiemenge von der PV-Anlage, die ins Netz eingespeist wird. Trotz einer Vergütung für diese Energie kann es wirtschaftlicher sein, diese mit thermischen Anwendungen im Haushalt selbst zu verbrauchen und dadurch den Eigenverbrauchsanteil nochmals zu steigern. Heizsysteme in Kombination mit Warmwasserspeichern stellen eine zusätzliche Speichermöglichkeit für PV-Energie und somit eine sinnvolle Erweiterung der Eigenverbrauchsoptimierung auf den Gesamtenergiebedarf eines Haushaltes dar [11]. Der aktuelle Trend, neu gebaute und in der Sanierung befindliche Häuser mit Wärmepumpen auszustatten, bietet dafür ein hohes Potenzial, da Wärmepumpen elektrisch betrieben werden und, in der Regel mit einem Pufferspeicher ausgerüstet, nicht direkt bedarfsgeführt sein müssen. Somit ist eine Nutzung der PV-Energie zur Warmwasserbereitung und zur Raumheizung mit Pufferspeicher möglich. Der jahreszeitliche Gegenlauf von Energieangebot und Nachfrage wirkt sich hierbei jedoch nachteilig auf die maximale Ausnutzung der PV-Energie aus, was eine Herausforderung auf die Dimensionierung der Anlagenkomponenten darstellt [12]. Eine andere Möglichkeit zur Erweiterung des Eigenverbrauchsanteils stellen Heizstäbe zur Warmwasserbereitung dar. Bei der reinen Warmwasserbereitung kommen jahreszeitliche Unterschiede zwischen Bedarf und Erzeugung nicht so sehr zu tragen wie in Kombination mit einer Raumheizung. Ein weiterer Vorteil dieser Variante ist die einfache Nachrüstbarkeit solcher Heizstäbe, da ein Warmwasserspeicher in Haushalten meist vorhanden ist.

Zusammenfassend stehen also einige verschiedene Varianten zur Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung. Die einfachste Variante ist die direkte Nutzung der PV-Energie.

Durch elektrische Speicher kann der Eigenverbrauchsanteil gesteigert werden. Dies kann entweder mit einem erzeugungsgeführten Speichermanagement erfolgen oder bei Nutzung des Marktanreizprogrammes [10] mit einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60 % der installierten Leistung. Eine weitere Steigerungsmöglichkeit des Eigenverbrauchsanteils ergibt sich durch thermische Speicher in der Form elektrischer Heizsysteme.

Diese Möglichkeiten von innovativem Energiemanagement bei Haushaltskunden ergeben auch ohne Berücksichtigung der möglichen Einflüsse von Demand Side Management eine signifikante Änderung der Leistungsflüsse am Hausanschlusspunkt.

## 5 Auswirkungen des Energiemanagements auf die Netzbelastung

Um die zukünftig zu erwartenden Einflüsse auf die Belastung von Niederspannungsverteilsnetzen bewerten zu können, wurde der Lastprofilgenerator aus Abschnitt 3 um die in Abschnitt 4 beschriebenen technischen Komponenten erweitert. Abbildung 5 zeigt schematisch die einzelnen Komponenten, die in Haushalten mit Eigenverbrauchsoptimierung anzutreffen sind. Die Basis dabei bildet der eigentliche Lastfluss in Form gemessener Lastprofile. Durch synthetische Lastprofile kann diese Datenbasis zur Bewertung größerer Netzabschnitte grundsätzlich noch erweitert werden. Die Überlagerung der Lastprofile mit einem PV-Erzeugungsprofil liefert dann das jeweilige Leistungsprofil. Das resultierende Leistungsprofil kann weiter mit den Profilen für Batteriespeicher und Heizsysteme überlagert werden und ergibt in Summe das am Hausanschlusspunkt auftretende Leistungsprofil, das letztendlich für die Netzbelastung verantwortlich ist.



Abbildung 5: Funktionsübersicht des Leistungsflussgenerators.

Die resultierenden Lastprofile sollen nun bezüglich der Netzbelastung ausgewertet werden. Die Grundlage in diesem Beispiel besteht aus 20 Haushaltslastprofilen über ein Jahr. Dabei handelt es sich um zufällig ausgewählte Haushalte im Raum Süddeutschland mit einem



durchschnittlichen Jahresverbrauch von 4180 kWh (Standardabweichung  $\sigma = 1428$  kWh). Die gute Übereinstimmung mit Tabelle 1 bestätigt die Aussagekraft dieser Daten.

Auch für die PV-Erzeugung dienen gemessene Profile als Grundlage. Es werden die Einspeiseprofile von sechs verschiedenen PV-Anlagen mit einem durchschnittlichen Jahresertrag von 1055 kWh/kWp verwendet, was gut mit den bekannten Daten für den süddeutschen Raum übereinstimmt. In der Simulation werden diese Profile auf eine Leistung von 1 kWp normiert und können so auf die jeweilige Leistung skaliert werden.

## 5.1 Eigenverbrauch mit PV-Anlage

Bei der Untersuchung der Netzbelastung wurde in der Simulation jeder der 20 vorliegenden Haushalte nacheinander mit den verschiedenen PV-Anlagen ausgestattet. Die Leistung jeder PV-Anlage wurde schrittweise von 1 bis 7 kWp gesteigert und für jeden Haushalt das resultierende Leistungsprofil generiert. Die jeweils resultierende Maximalbelastung des Netzes im Sinne von maximal am Hausanschlusspunkt übertragener Leistung wurde mit dem maximalen Leistungsbezug des Haushaltes ohne eine PV-Anlage verglichen. Der über die sechs verschiedenen PV-Referenzprofile gemittelte Faktor für die Mehrbelastung des Versorgungsnetzes ist in Abbildung 6 in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs der einzelnen Haushalte und der Anlagenleistung dargestellt.

Bei der Betrachtung der einzelnen Kurven für die PV-Leistungen ist gut zu erkennen, dass es bei geringen installierten PV-Leistungen von bis zu 5 kWp generell zu einer Reduzierung der Netzbelastung durch Eigenverbrauch kommt. Dies trifft bei Haushalten mit verhältnismäßig geringem Jahresverbrauch, in der Regel Ein-Personen-Haushalte, jedoch nicht mehr zu. Bei diesen Haushalten tritt schon bei einer installierten PV-Leistung von 3 kWp eine zusätzliche Netzbelastung auf. Zu begründen ist dies mit dem niedrigen Gesamtleistungsbedarf dieser Haushalte und der Tatsache, dass deren Verbrauchsspitzen meist in den Abendstunden liegen.

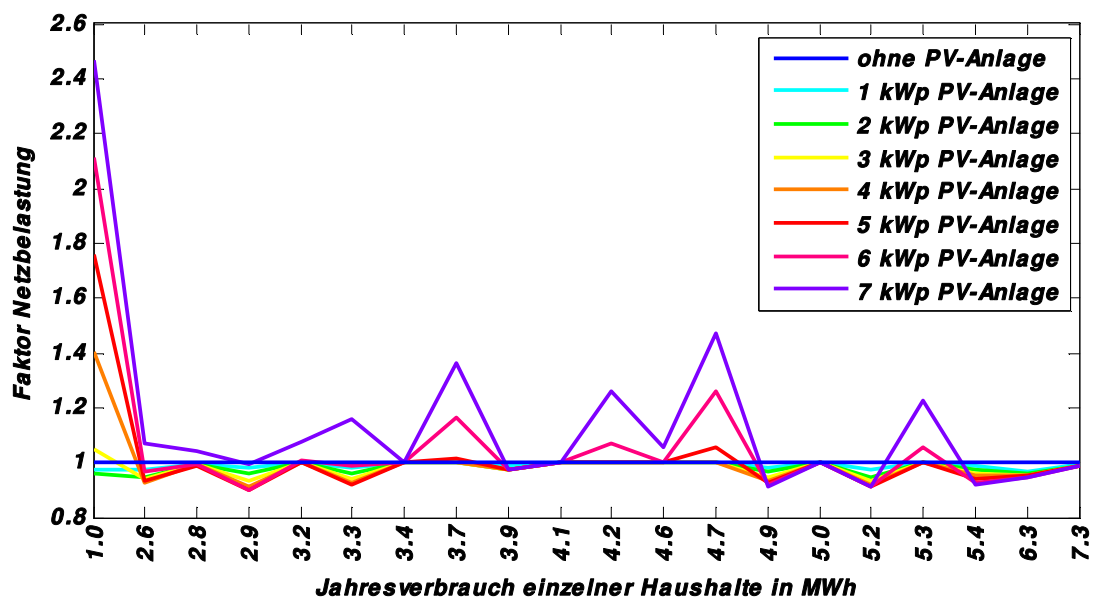


Abbildung 6: Mehr- oder Minderbelastung des Versorgungsnetzes durch Haushalte mit PV-Anlagen.

Somit übersteigt die Einspeiseleistung auch kleiner PV-Anlagen hier die maximale Verbraucherlast deutlich. Bei den Haushalten mit höherem Jahresverbrauch tritt dieser Effekt erst bei größeren Anlagenleistungen in Erscheinung. Ein direkter Zusammenhang zwischen Haushaltgröße und Netzbelastung kann hier allerdings nicht bestätigt werden. Die Eintrittszeit von Lastspitzen spielt eine entscheidende Rolle bei dieser Betrachtung, da Lastspitzen nur dann kompensiert werden, wenn sie zeitlich mit der Erzeugung zusammenfallen. Aufgrund dieser möglichen zeitlichen Diskrepanz unterliegen die Werte bei größeren PV-Leistungen einer immer größeren Streuung, wie Abbildung 7 verdeutlicht. Der gemittelte Faktor für die Netzbelastung (mittlere Netzbelastung) durch PV-Anlagen liegt bei PV-Leistungen kleiner 5 kWp knapp unter eins, was einer allgemeinen Netzentlastung entspricht.

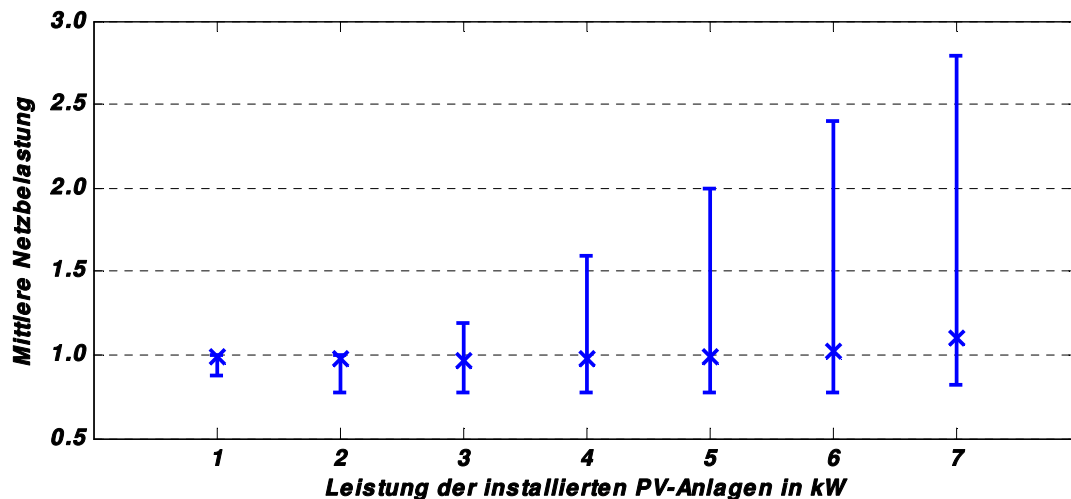


Abbildung 7: Mittlere Netzbelastung durch PV-Anlagen mit Minimal- und Maximalwerten.

Bei den größeren Anlagen können die Netze aufgrund der Einspeisespitzen auch mit bis zur dreifachen Leistung im Gegensatz zur maximalen Haushaltslast belastet werden. Eine sichere Entlastung konnte nur bei sehr kleinen PV-Anlagen bis 2 kWp ermittelt werden.

## 5.2 Eigenverbrauch mit PV-Anlage und Batteriespeicher

Zur Eigenverbrauchsoptimierung mit Batteriespeichern stehen prinzipiell zwei Möglichkeiten des Speichermanagements zur Verfügung. Die erste Möglichkeit bezieht sich rein auf die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils. So wird der teilweise oder vollständig entladene Speicher sofort geladen, wenn überschüssige PV-Energie vorhanden ist, d. h., wenn die PV-Erzeugung den Haushaltverbrauch übersteigt. Ist der Batteriespeicher voll geladen, kann die restliche, überschüssige PV-Energie ins öffentliche Netz eingespeist werden. So wird eine maximale Speicherausnutzung bei gleichzeitig geringem steuerungsstechnischen Aufwand erreicht. Die zweite Möglichkeit des Speichermanagements resultiert aus den Auflagen aus dem Marktanzreizprogramm. Dabei muss die maximale Einspeiseleistung der PV-Anlage auf 60 % der installierten Leistung abgeregelt werden. Um in diesem Zusammenhang eine möglichst wirtschaftliche Eigenverbrauchsoptimierung zu betreiben, bietet sich an, die abgeregelt Energie einzuspeichern und zu gegebener Zeit zu nutzen. Diese Variante birgt jedoch stets das Risiko, dass die Speicherkapazität aufgrund nicht vorhersehbarer Wetterverhältnisse nicht voll ausgenutzt wird. Zur Einschränkung dieses Risikos können Wetterprognosen in das Speichermanagement einbezogen werden. Besteht diese Möglichkeit nicht, kann ab einer bestimmten Zeit am Tag eine Ladung des Speichers unabhängig von der PV-

Leistung bzw. der Wetterentwicklung erfolgen. Diese beiden Möglichkeiten des Speicher-  
managements wurden im Profilgenerator nachgebildet. Bei der Möglichkeit mit 60 % Ein-  
speiseleistungsbegrenzung wurde die Variante ohne Wetterprognose verwendet. Wird dabei  
im Tagesverlauf der Batteriespeicher bis 14:00 Uhr nicht geladen, erfolgt die Ladung  
unabhängig von der Erzeugungsleistung. Diese Variante wird im Folgenden mit ‚60 % Limit‘  
bezeichnet.

Bei den folgenden Untersuchungen wurden die Haushalte mit einer PV-Anlage und einem  
Batteriespeichersystem mit jeweils beiden Managementstrategien über ein Jahr simuliert.  
Bezüglich der Anlagenkonfiguration besteht eine Vielzahl an Möglichkeiten. Zur übersicht-  
lichen Veranschaulichung wurden hier zwei Varianten ausgewählt:

- Haushalt mit einer PV-Anlage mit 3 kWp Leistung und einem Batteriespeicher mit einer Kapazität von 2 kWh.
- Haushalt mit einer PV-Anlage mit 7 kWp Leistung und einem Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 kWh.

Diese Konfigurationen stehen repräsentativ für eine kleine und eine größere Eigenver-  
brauchsanlage und entsprechen realistischen Größenordnungen (Abschnitt 4).

Die Auswertung der Leistungsprofile bezüglich der Netzbelastung durch die Batteriespeicher  
in Kombination mit PV-Anlagen erfolgte analog zu Abschnitt 5.1. Die maximale Belastung mit  
PV-Speicherkombination bezogen auf diejenige ohne ist in Abbildung 8 über dem jeweiligen  
Jahresverbrauch der Haushalte dargestellt. Bei der Verwendung von Speichermanagement-  
systemen ohne eine Einspeiseleistungsbegrenzung (durchgezogene Linien in Abbildung 8)  
liegt die Mehrbelastung im selben Bereich wie ohne Verwendung eines Batteriespeichers  
(Abbildung 6). Die Begründung hierfür liegt darin, dass die Speicher, speziell an sonnen-  
reichen Tagen schon von der Mittagsspitze der Erzeugung vollständig geladen sind. Ein  
Beitrag zur Netzstützung kann bei diesen Systemen nicht erkannt werden.

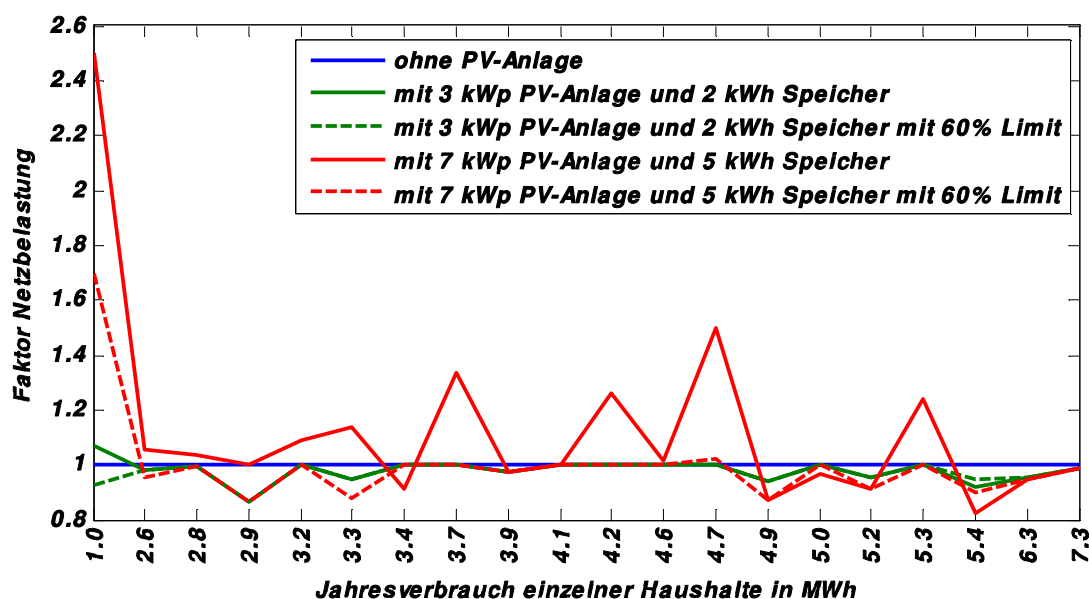


Abbildung 8: Mehr- oder Minderbelastung des Versorgungsnetzes durch Haushalte mit PV-Anlagen und Batteriespeichern.

Bei Speichermanagementsystemen mit Einspeiseleistungsbegrenzung (gestrichelte Linien in  
Abbildung 8) liegt die maximale Netzbelastung deutlich unter derjenigen ohne Batterie-

speicher (Abbildung 6). So tritt ausschließlich bei Haushalten mit sehr kleinem Jahresverbrauch überhaupt eine Mehrbelastung des Netzes auf. Die Begründung hierfür kann allerdings nicht dem Batteriespeichersystem zugeschrieben werden, sondern liegt allein an der Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60 % der installierten PV-Leistung. Der Batteriespeicher bietet hierbei jedoch eine sinnvolle Möglichkeit, die abgeregelte Energie zu Nutzen. Die größte Mehrbelastung tritt allgemein auch hier bei den Haushalten mit geringem Jahresverbrauch auf. In Abbildung 9 wird ersichtlich, dass bei der Anwendung der 60 % Einspeiseleistungsbegrenzung die Streuung der Netzbelastungen deutlich abnimmt.

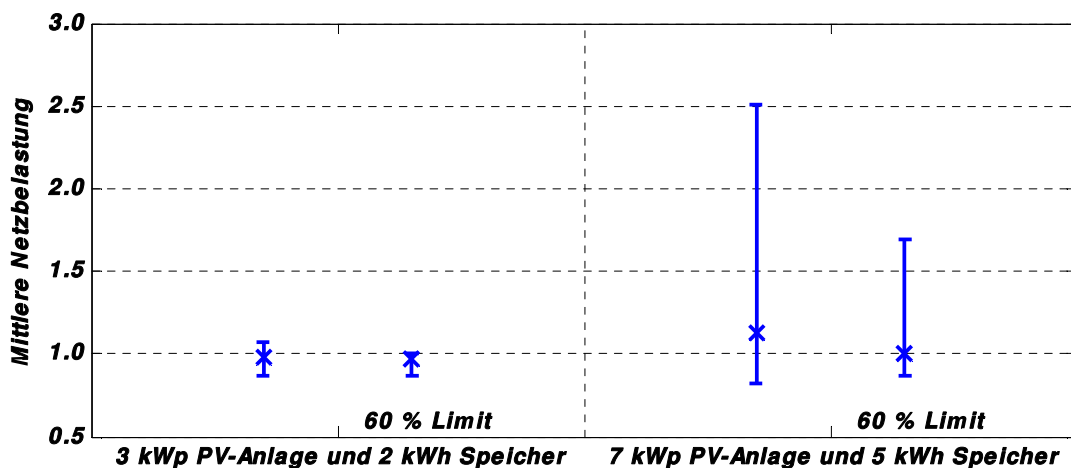


Abbildung 9: Mittlere Netzbelastung durch PV-Batteriespeicher-Systeme mit Minimal- und Maximalwerten.

So kann bei einer Anlagenkombination von 3 kWp PV-Leistung und 2 kWh Speicherkapazität durchaus von einer netzdienlichen Variante gesprochen werden. Bei den größeren Anlagenleistungen kann davon jedoch nicht mehr die Rede sein. Ein Nachteil der Einspeiseleistungsbegrenzung ist der reduzierte Eigenverbrauchsanteil bei dieser Betriebsweise, wie Abbildung 10 veranschaulicht.

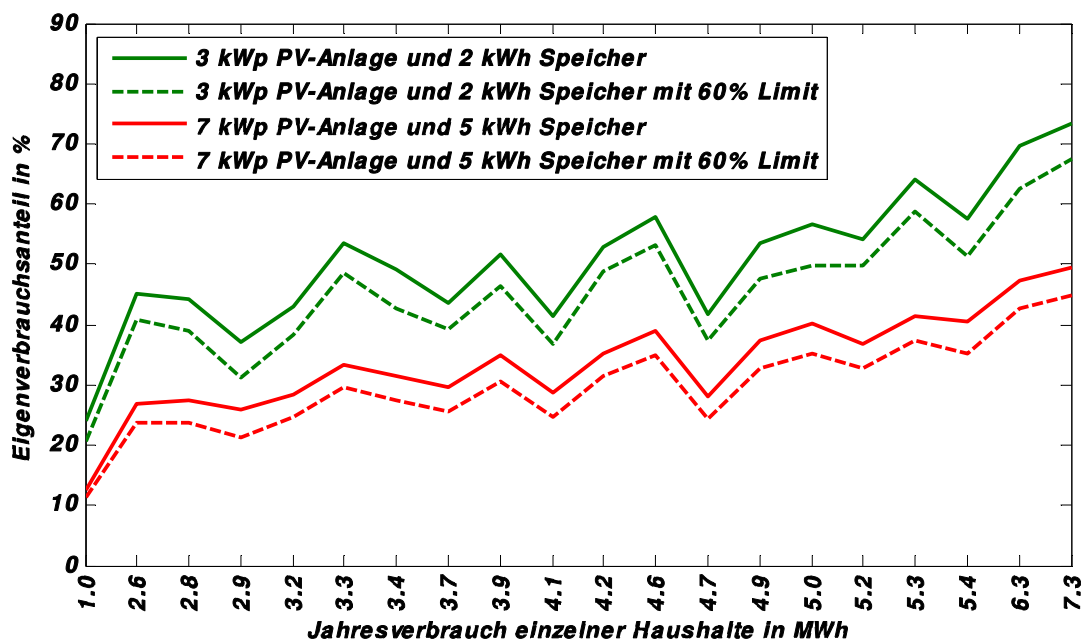


Abbildung 10: Eigenverbrauchsanteile mit den untersuchten Anlagenkombinationen.

Die Reduzierung liegt im Durchschnitt bei 10 % bei der kleineren und 12 % bei der größeren Anlagenkombination. Begründet wird dies durch die Tatsache, dass bei geringer Sonneneinstrahlung der Batteriespeicher nicht oder nicht vollständig geladen wird, weil das Speicher-managementsystem auf die Mittagsspitze der Erzeugung wartet, um diese einzuspeichern. Dies kann sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme auswirken. Hier können unter Einbezug von Wetterdaten bessere Ergebnisse erzielt werden.

### **5.3 Erweiterung der Eigenverbrauchsanteils durch Heizsysteme**

Durch den Einbezug einer Wärmepumpe in das Energiemanagement lässt sich durch intelligente Steuerung der Wärmepumpe der Eigenverbrauchsanteil deutlich steigern. Wird die nach dem direkten Verbrauch und der Speicherung in die Batterie noch verfügbare Energie mit der Wärmepumpe in thermische Energie gewandelt, kann bei ausreichender Pufferspeicher-Größe fast die gesamte PV-Erzeugung selbst genutzt werden. Je nach Haushaltstyp und PV-Speicherkombination sind Eigenverbrauchsanteile bis zu 100% möglich. Da in den Wintermonaten allerdings nur begrenzt PV-Energie zur Verfügung steht, wird die Wärmepumpe den Wärmebedarf des Haushaltes dann durch Netzbezug decken. Dies führt zwangsläufig zu einer höheren Netzbelastung.

## **6 Zusammenfassung und Ausblick**

Für die Planung und den Betrieb von Niederspannungsnetzen sind Modelle nötig, die aktuelle und zukünftige Entwicklungen im Haushaltskundenbereich möglichst realistisch abbilden. In diesem Beitrag wird ein Verfahren vorgestellt, mit dem zunächst das Verbrauchsverhalten von Haushalten unterschiedlicher Größe synthetisch über ein Jahr nachgebildet wird. Zur Verifikation wird auf gemessene Profile zurückgegriffen. Darüber hinaus können die Lastprofile in dem vorgestellten Generator um diverse Komponenten zum Energiemanagement erweitert werden, mit deren Verbreitung aufgrund der aktuellen Strompreissituation und Gesetzgebung in Zukunft verstärkt gerechnet werden muss. Die Untersuchung der Energiemengen und die hohe Flexibilität des Generators ermöglichen es, auch weitere Entwicklungen auf einfache Weise einzubeziehen. Erste Lastflussauswertungen in Zeitreihen werden in diesem Zusammenhang bezüglich der Auswirkungen von Eigenverbrauchsoptimierung in Haushalten auf die Netzbelastung vorgestellt. So kann bestätigt werden, dass die Installation kleiner PV-Anlagen zum Eigenverbrauch eine positive Wirkung auf die Belastung der Verteilnetze hat, die Wirkung jedoch drastisch ins negative wechselt, sobald die Leistungen der Anlagen eine bestimmte Leistung überschreiten. Bei größeren PV-Anlagen kann eine Verbesserung der Netzbelastung durch eine Beschränkung der Einspeiseleistung erzielt werden.

Analog zu den bisherigen Untersuchungen können auch die Auswirkungen auf die Netzbelastung in größeren Netzgebieten untersucht und im Zusammenhang mit der Gleichzeitigkeit von Last und Erzeugung bewertet werden. Um von der Auswertung der Leistungsflüsse auf die Netzberechnung überzugehen, werden die Leistungsprofile als Datenbasis für Lastflussberechnungen herangezogen. Die Lastflussberechnungen in Niederspannungsnetzen mit den hier entwickelten Profilen als Grundlage erlauben eine realitätsnahe Beurteilung des Netzzustandes und ermöglichen somit vorausschauende Planungsentscheidungen.

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] A. Gerblinger und M. Wiest, „Eigenverbrauch in Privathaushalten - Chance mit vielen Facetten,“ *ew Magazin für die Energiewirtschaft*, pp. 42-45, Ausgabe 12/2013.
- [2] T. Schmidtner, „Probabilistische Methoden in der Niederspannungsnetz-Planung,“ *et Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 5 2012.
- [3] P. Esslinger und R. Witzmann, „Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte,“ 12. Symposium Energieinnovation, Graz, 2012.
- [4] C. Reese und L. Hofmann, „Synthetic Three-Phase Load Profiles,“ CIRED International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 2013.
- [5] F. Zeilinger und A. Einfalt, „Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile,“ 12. Symposium Energieinnovation , Graz, 2012.
- [6] J. Dickert und P. Schegner, „Neue Ansätze der Modellierung synthetischer Lastgänge für Planung und Betrieb von Smart Grids,“ Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [7] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,“ Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2002.
- [8] EnergieAgentur NRW, „Erhebung "Wo im Haushalt bleibt der Strom?"," 2011.
- [9] V. Wachenfeld, B. Engel und A.-S. Bukvic-Schäfer, „Entlastung der Niederspannungsnetze durch dezentrale Speichersysteme,“ Internationaler ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, Bundesanzeiger, 2012.
- [11] V. Quasching, J. Weniger und T. Tjaden, „Der unterschätzte Markt,“ BWK Das Energie-Fachmagazin Bd. 64 Nr. 7/8, S.25-28, 2012.
- [12] T. M. Kneiske, H. Barth und M. Braun, „Photovoltaik-Wärmepumpen-Hybridsysteme,“ VDE-Kongress Smart Grids, Stuttgart, 2012.