

# Entwicklung und Evaluation von neuen Standardlastprofilen für Haushaltskunden

Anton GERBLINGER<sup>1</sup>(\*), Michael FINKEL<sup>1</sup>, Rolf WITZMANN<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik,  
An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,

Tel.: +49 821 5586-3590, anton.gerblinger@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

<sup>2</sup> Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze,  
Arcisstr. 21, 80333 München, Deutschland,

Tel.: +49 89 289 22004, rolf.witzmann@tum.de, www.een.ei.tum.de

**Kurzfassung:** Der zunehmende Anteil von Eigenverbrauchssystemen im Haushaltskundenbereich der elektrischen Energieversorgung sorgt für größer werdende Prognosefehler im SLP-Lastprognoseverfahren. Neue SLP's für die entstehenden Kundengruppen der PV- und PV-Batterieeigenverbraucher können dieses Prognoserisiko minimieren und sowohl Vertrieben als auch VNB's wirtschaftliche Vorteile verschaffen. Diese können anschließend über einen vergünstigten Strompreis an Kunden weitergegeben werden.

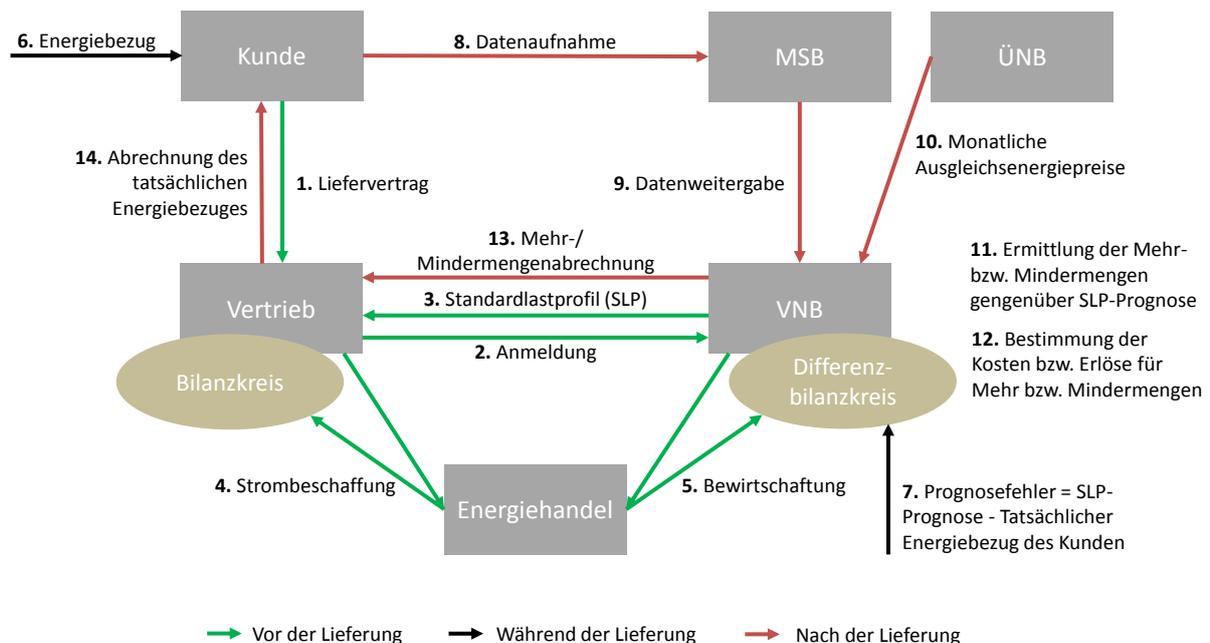
**Keywords:** Standardlastprofil, Haushaltskunde, Eigenverbrauch

## 1 Einführung

Für die Belieferung von Stromkunden mit einem jährlichen Energiebezug von unter 100.000 kWh werden nach §12 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) [1] in Deutschland standardisierte Lastprofile verwendet. Bisher ersetzen diese eine registrierende Leistungsmessung bei den Kunden, da sie eine hinreichend genaue Prognose des Kundenverbrauches darstellen. Kunden mit ähnlichem Verbrauchsverhalten werden dabei zu unterschiedlichen Kundengruppen (Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe) zusammengefasst und jeweils durch ein Standardlastprofil (SLP) abgebildet. Der jährliche Energiebezug eines Kunden dient als Skalierungsfaktor für das SLP, um eine viertelstündliche Verbrauchsprognose für den Kunden zu erstellen.

Um die Anwendung von SLP's eingängiger erläutern zu können, zeigt Abbildung 1 eine vereinfachte Darstellung der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge bei der Stromlieferung im SLP-Kundensegment. Die Abläufe zwischen den Marktakteuren sind dabei in nummerierter Weise dargestellt und geben in ihrer farblichen Gestaltung der Verbindungspfeile den Zeitpunkt ihres Geschehens in Bezug auf die Stromlieferung (vor → grün, während → schwarz und nach → rot) wieder. Daraus ist ersichtlich, dass die Vorgabe von SLP's (3. Standardlastprofil) dem lokalen Verteilnetzbetreiber (VNB) obliegt, der diese an den jeweiligen Vertrieb des Kunden nach dessen Anmeldung (2. Anmeldung) übermittelt. Die derzeit von VNB's verwendeten SLP's basieren auf den von der BTU Cottbus im Auftrag des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) ermittelten Lastprofilen aus dem Jahr 1999 [2]. Der Vertrieb muss diese SLP-Vorgabe unter Berücksichtigung der angegebenen Energie-

menge des Kunden in einem Stromkonto, dem Bilanzkreis, aufnehmen und über den Energiehandel im Vorfeld der Stromlieferung beschaffen (4. Strombeschaffung). Da die SLP-Prognose aufgrund des nicht exakt vorhersagbaren Verbrauchsverhaltens von Kunden immer mit Fehlern behaftet ist, sind VNB's verpflichtet diese Prognosefehler in einem gesonderten Stromkonto, dem Differenzbilanzkreis, im Viertelstundentakt zu bilanzieren (7. Prognosefehler). VNB's haben im Vorfeld der Stromlieferung die Möglichkeit auftretende Prognosefehler des SLP's ebenfalls zu prognostizieren und den Differenzbilanzkreis dementsprechend über den Energiehandel zu bewirtschaften (5. Bewirtschaftung).



**Abbildung 1:** Vereinfachte Darstellung der energiewirtschaftlichen Abläufe bei der Belieferung eines SLP-Kunden in der elektrischen Energieversorgung

Nach dem Ablauf eines Vertragsjahres wird der tatsächliche Energiebezug eines Kunden über den Messstellenbetreiber (MSB) an den VNB übermittelt (8. Datenaufnahme und 9. Datenweitergabe). Des Weiteren erhält der VNB vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die monatlichen Ausgleichsenergiepreise, mit denen die Differenzmengen in seinem Differenzbilanzkreis bzw. die SLP-Prognosefehler verpreist werden (10. Monatliche Ausgleichsenergiepreise). Im nächsten Schritt ermittelt der VNB zum einen die Mehr- bzw. Minder mengen eines Kunden hinsichtlich der SLP-Prognose und zum anderen die dafür anfallenden Kosten bzw. Erlöse (11. Ermittlung der Mehr- bzw. Minder mengen und 12. Bestimmung der Kosten bzw. Erlöse für Mehr- bzw. Minder mengen). Die Mehr-/ Minder mengenpreise setzen sich dabei nicht aus den vom ÜNB eingepreisten Ausgleichsenergiepreisen des Regelenergiemarktes zusammen, sondern ermitteln sich aus den Spotmarktpreisen der zwölf jeweils zurückliegenden Monate [3]. Die ermittelten Kosten bzw. Erlöse aufgrund von Mehr- bzw. Minderenergiemengen eines Kunden werden anschließend vom VNB über die Mehr- bzw. Minder mengenabrechnung an den Vertrieb verrechnet (13. Mehr-/ Minder mengenabrechnung). Dieser kann auf Basis des tatsächlichen Energieverbrauches dem Kunden daraufhin die Schlussrechnung des jeweiligen Abrechnungsjahres übermitteln (14. Abrechnung des tatsächlichen Energiebezuges).

## 2 Motivation

Aus den wirtschaftlichen Zusammenhängen beim SLP-Verfahren wird klar ersichtlich, dass die SLP-Prognosefehler für den VNB ein Preisrisiko darstellen. Dieses ergibt sich aus der Tatsache, dass der VNB vom ÜNB die Differenzmengen mit den Ausgleichsenergiekosten des Regelenergiemarktes verpreist bekommt und in Richtung des Vertriebes die Mehr- bzw. Mindermengenpreise anzusetzen hat.

In Anbetracht dieses Preisrisikos zeigt sich die Nutzung der eigens erzeugten Energie (Eigenverbrauch) als die zentrale Herausforderung im Haushaltskundenbereich, welcher hinsichtlich der Kundenanzahl den größten Markt in der Energieversorgung in Deutschland darstellt. Die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauch bei Haushaltskunden mit PV-, PV-Batterie- oder KWK-Systemen steht dabei außer Frage [4], [5]. Die sinkenden Einspeisevergütungen für EEG-Strom bzw. steigende Haushaltsstrompreise werden darüber hinaus den wirtschaftlichen Anreiz für Eigenverbrauch weiter erhöhen. Durch Eigenverbrauch reduzieren Kunden ihren Energiebezug und verändern ihr Abnahmeverhalten, was zu erheblichen Prognosefehlern im Differenzbilanzkreis führt. In einer Stellungnahme des BDEW aus dem Sommer 2011 zu neuen Lastprofilen für PV-Eigenverbrauch heißt es dazu, dass grundsätzlich geringe Differenzmengen zu begrüßen sind, aber der vorhandene Anteil von PV-Eigenverbrauchern noch zu gering sei, um die Erstellung von neuen Lastprofilen notwendig zu machen [6]. In Anbetracht der sich abzeichnenden Entwicklung für die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchssystemen scheint es aber nun mehr als angebracht, sich mit neuen SLP's für PV-Eigenverbrauchskunden zu befassen.

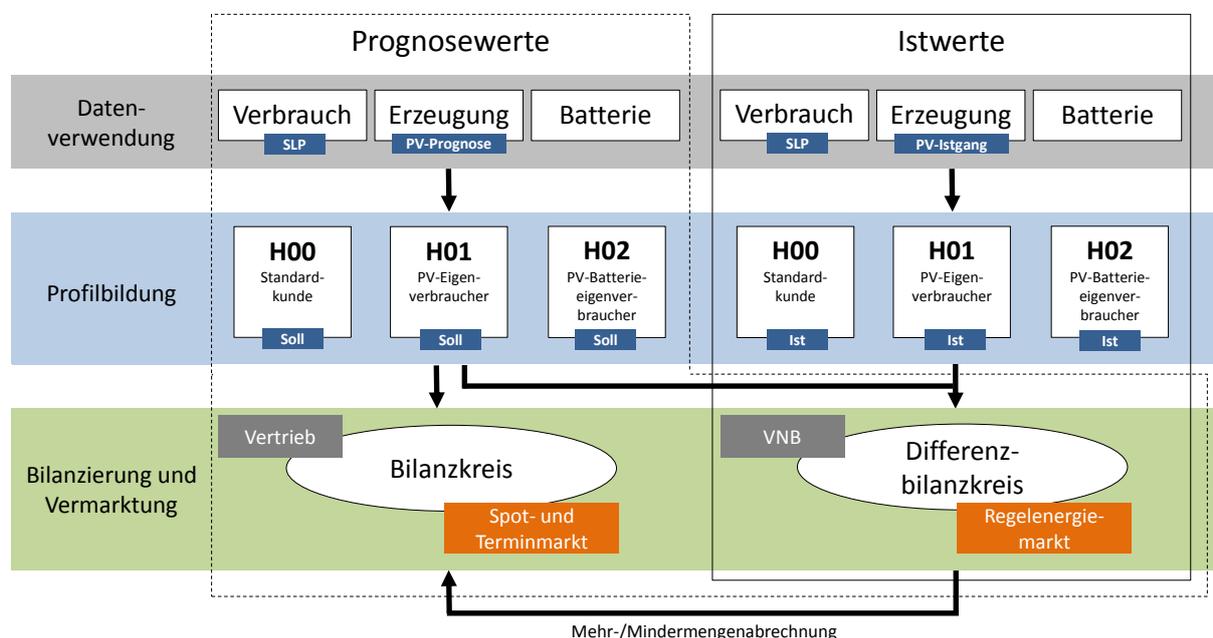
Weiter stellt sich die Frage, wann die viel diskutierte Smart-Metering-Zukunft tatsächlich real werden wird und die derzeitige Bilanzierungssystematik im Haushaltskundenbereich (siehe Abbildung 1) verändert wird. Wenn Haushaltskunden in Zukunft durch Smart-Meter über eine registrierende Leistungsmessung verfügen sollten, ist die Prognose des Kundenlastganges auf Basis von SLP-H00 in diesem Sinne nicht mehr notwendig [7]. Nichtsdestotrotz besteht auch in diesem Szenario die Notwendigkeit von aggregierten Summenprofilen, um die Vielzahl der Kunden auf einer breiten Messbasis prognostizieren zu können.

Als Folge dieser Entwicklungen und Überlegungen war das Ziel dieser Untersuchung neue SLP's für Haushaltskunden mit PV-Eigenverbrauch auf Basis des bestehenden SLP-H00-Profiles zu entwickeln. Anschließend wurden die neuen SLP's am Spot- und Terminmarkt sowie am Regelenergiemarkt verpreist, um die Auswirkungen für die Beschaffungspreise von Energievertrieben und die Ausgleichsenergiekosten für VNB's zu evaluieren.

### 3 Methodisches Vorgehen

Für die zukünftig vorhandenen Kundengruppen im Haushaltskundenbereich wurde jeweils ein Profiltyp definiert: Die nach wie vor ausschließlich aus dem Versorgungsnetz verbrauchenden Standardkunden (Profiltyp H00), die PV-Eigenverbraucher (Profiltyp H01) und die die PV-Batterieeigenverbraucher (Profiltyp H02). Für jeden Profiltyp wurde mit Hilfe von Prognosewerten eine vertriebliche Evaluation anhand der Beschaffungspreise des Energiehandels durchgeführt. Des Weiteren wurden in Kombination zu den gebildeten Prognoseprofilen auch Istwerte verwendet, um die Prognosefehler der Profilartern für VNB's am Regelenergiemarkt bzw. nach der Mehr-/ Minderabrechnung quantifizieren zu können.

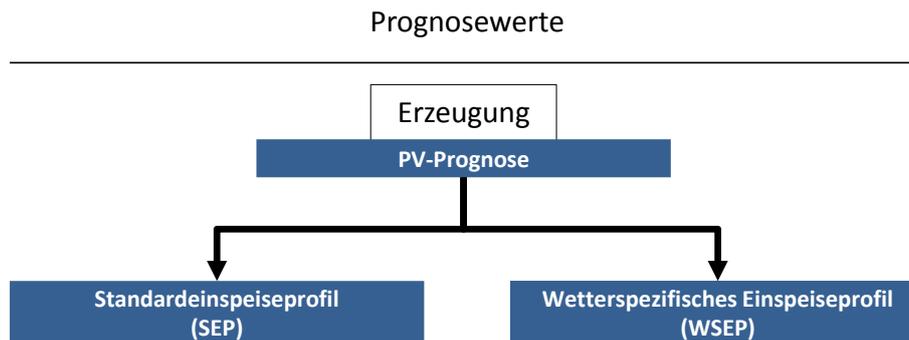
Abbildung 2 zeigt eine Übersicht dieser Entwicklung und Evaluation von neuen SLP's. Im Folgenden werden die darin gezeigten Schritte „Datenverwendung“, „Profilbildung“ sowie „Bilanzierung und Vermarktung“ näher erläutert.



**Abbildung 2:** Methodik der Entwicklung und Evaluation von neuen SLP's

#### 3.1 Datenverwendung

Die Datengrundlage gliederte sich sowohl bei den Prognosewerten als auch bei den Istwerten in die Komponenten Verbrauch, Erzeugung und Batterie. Für den Verbrauch und die Erzeugung wurden jeweils viertelstündliche Profile des Fotojahres 2012 verwendet. Der Verbrauch beruht bei Prognose und Istwerten auf dem VDEW-SLP-H00-Profil. Die Prognose der Erzeugung wird durch zwei Varianten von PV-Vorhersagen gebildet. Zum einen durch ein Standardeinspeiseprofil (SEP) und zum anderen durch ein wetterspezifisches Einspeiseprofil (WSEP) für PV-Anlagen (siehe Abbildung 3). Das SEP stellt dabei eine standardisierte Vorhersage für eine Vielzahl von PV-Anlagen ähnlich dem SLP dar. Das WSEP hingegen ist eine auf Basis von Wetterdaten gebildete Einspeisevorhersage. Die Istwerte der Erzeugung beruhen auf dem gemessenen PV-Istgang des Kalenderjahres 2012 aus einer repräsentativen Anzahl von Anlagen. Ziel dieser zweigegliederten PV-Prognose war es, die neuen SLP's auf Basis von unterschiedlichen PV-Prognosen evaluieren zu können.



**Abbildung 3:** Arten der verwendeten PV-Prognosen

Für die Batterie wurde ein handelsüblicher Lithium-Ionen-Speicher mit einer Entladetiefe von 70 % und einem Wirkungsgrad von 85 % angenommen. Die Speicherstrategie wurde so gewählt, dass die Batterie lädt, sobald nach dem Direktverbrauch der PV-Energie im Haushalt noch weitere Erzeugungenergie zur Verfügung steht. Der Haushalt bezieht Energie aus der Batterie, d. h., sie entlädt sich, sobald der Haushaltsbedarf größer als die PV-Erzeugung ist und die Batterie teilweise oder voll geladen ist.

Das Verhältnis der Komponenten Verbrauch, Erzeugung und Batterie wurde repräsentativ für einen durchschnittlichen deutschen Privathaushalt ausgewählt, d. h., das SLP-H00-Profil des Verbrauches wurde auf einen jährlichen Energieverbrauch von 3.500 kWh und die PV-Prognoseprofile auf eine PV-Anlagengröße von 5 kWp dimensioniert. Die Batterie wurde dementsprechend auf eine Speichergröße von 5 kWh ausgelegt. Somit repräsentiert die folgende Profilbildung immer die Summenprofile für Haushaltskunden, die im Durchschnitt 3.500 kWh verbrauchen und eine PV-Anlage von 5 kWp samt eines 5-kWh-Batteriespeichers betreiben.

### 3.2 Profilbildung

Aus den Komponenten Verbrauch, Erzeugung und Batterie wurden in diesem Schritt der Profiltyp H00 für den Standardkunden, Profiltyp H01 für den PV-Eigenverbraucher und Profiltyp H02 für den PV-Batterieeigenverbraucher gebildet. Für den Profiltyp H00 wurden das bestehende H00-Profil sowie die PV-Prognosen SEP und WSEP als Bezug und Einspeisung übernommen, da in dieser Kundengruppe keine aktive Beeinflussung des Energiehaushaltes stattfindet. Die H01-Profile für den Bezug und die Einspeisung dieser Kundengruppe resultierten aus der Differenz von Verbrauch und Erzeugung bzw. deren Überlagerung. Für die Nachbildung der H02-Kundengruppe wurden die Eingangsprofile des Verbrauches und der Erzeugung in einem virtuellen Batteriemanager verwendet. Dieser überlagert dabei das Verbrauchsprofil mit dem Erzeugungsprofil (PV-Eigenverbrauch) und simuliert die Batterie unter Berücksichtigung von Speichergröße, Leistung, Entladetiefe, Wirkungsgrad und Selbstentladung im Viertelstundentakt.

Die erläuterte Profilbildung wurde gleichermaßen für die Prognose- als auch für die Istwerte durchgeführt. In der Prognose bildeten sich aufgrund der beiden PV-Prognosevarianten SEP und WSEP jeweils zwei Profile pro Profiltyp. So entstanden für die Kundengruppe H01 die Profile H01 SEP und H01 WSEP.

### 3.3 Bilanzierung und Vermarktung

Nach der Entwicklung der unterschiedlichen Profiltypen erfolgte die Evaluierung der neuen SLP-Profile. Diese wurde sowohl aus der Sicht von Vertrieben als auch aus der Sicht von VNB's durchgeführt.

Um die wirtschaftlichen Auswirkungen für Vertriebe darzustellen, wurden die neu gebildeten Bezugsprofile der Kundengruppen H00, H01 und H02 durch eine in [8] beschriebene Nachbildung von Beschaffungspreisen am Spot- und Terminmarkt [9], [10] überlagert. Dabei wurden am Spot- und Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) zwei unterschiedliche Beschaffungsstrategien nachgebildet. Die zu beschaffende Energiemenge wurde in der ersten Strategie komplett aus dem Spotmarkt gekauft. In der zweiten Strategie wurden 30 % aus dem Spotmarkt und 70 % aus dem Terminmarkt der vorherigen drei Kalenderjahre beschafft. Letztere beschreibt die derzeitigen Beschaffungspreise von Energievertrieben sehr gut, aufgrund der zum einen sehr langfristigen Beschaffungsstrategien von Vertrieben im Haushaltskundensegment (70 % Terminmarkt) sowie der zum anderen stetig vorhanden aktuellen Einflüsse durch Preisrisiken aus Prognosefehlern (30 % Spotmarkt).

Für die wirtschaftlichen Auswirkungen der neuen SLP's auf VNB's wurden zunächst die Differenzzeitreihen aus Prognose- und Istwerten ermittelt. Diese spiegeln die Energiemengen wider, die im Differenzbilanzkreis auflaufen und über die Ausgleichsenergiepreise [11] verpreist werden. Hierbei wurden folgende zwei Szenarien unterschieden:

- Kundengruppen H01 und H02 **ohne** Mehr-/ Mindermengen
- Kundengruppen H01 und H02 **mit** Mehr-/ Mindermengen

Im ersten Szenario ohne Mehr- bzw. Mindermengen wurde angenommen, dass die Kunden genau so viel Energie beziehen, wie prognostiziert war. Die auflaufenden Prognosefehler im Differenzbilanzkreis beruhen dadurch lediglich auf der reinen Profilabweichung zwischen der Prognose und dem Istgang. Somit ist im ersten Szenario auch keine Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung notwendig, sodass die Ausgleichsenergiekosten des Differenzbilanzkreises als Preisrisiko beim VNB verbleiben. Im zweiten Szenario mit Mehr- bzw. Mindermengen wurde für jede Kundengruppe 20 % Mehr- bzw. Mindermenge angenommen, d. h., der Prognosefehler wurde durch die veränderte Energiemenge zusätzlich zur Profilabweichung beeinflusst. Hierbei wurde nach Einpreisung der Ausgleichsenergiekosten im Differenzbilanzkreis die Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung in Richtung des Vertriebes durchgeführt. Somit bildet die Differenz aus den Ausgleichsenergiekosten der Differenzmengen und der Mehr- bzw. Mindermengenkosten das Preisrisiko des VNB's. Für die Mehr-/ Mindermengenberechnung wurden die vom BDEW veröffentlichten Mehr-/ Mindermengenpreise verwendet [3], [12].

Aufbauend auf die Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung wurden die beiden Beschaffungspreise des Vertriebes (Energiehandelspreis und Mehr-/ Mindermengenpreise) gegenübergestellt. Hieraus lässt sich ableiten, in welchem Fall (Mehr- oder Mindermenge) der Vertrieb derzeit einen Beschaffungsvorteil hat, da der für ihn nicht zu beeinflussende Mehr- bzw. Mindermengenpreis niedriger als sein eigener durchschnittlicher Beschaffungspreis über den Energiehandel ist.

## 4 Ergebnisse

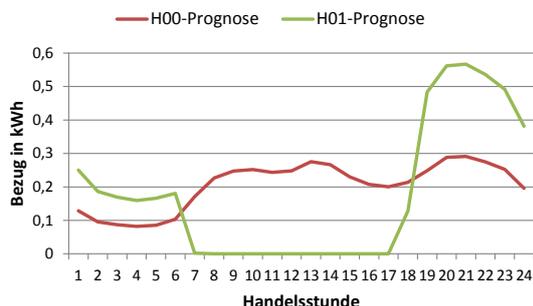
Die folgende Auswertung bezieht sich auf die Abrechnungsjahre ab dem zweiten Jahr des Einbaus eines PV-Eigenverbrauchsystems, da erst ab diesen Abrechnungsjahren der neue und niedrigere Jahresenergiebezug des Haushaltes für Prognosezwecke zur Verfügung steht. Im Einbaujahr ergibt sich mit dem erheblich reduzierten Jahresenergiebezug in Kombination zur bestehenden hohen Bezugsprognose des Vorjahres eine deutlich erhöhte Profilabweichung.

Für jeden Profiltyp haben sich in der Analyse jeweils das resultierende Bezugs- und Einspeiseprofil ergeben. In der folgenden Darstellung werden dabei lediglich die Bezugsprofile der Profiltypen aufgezeigt.

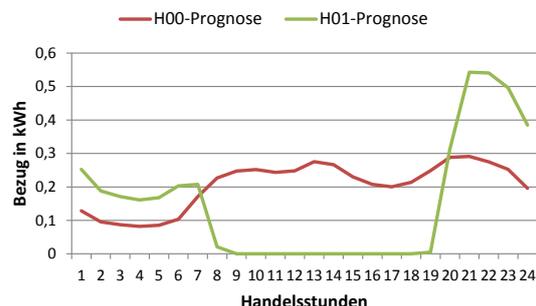
### 4.1 Profile

Die Profilbildung ergab für die neuen Kundengruppen H01 und H02 unter Berücksichtigung der beiden PV-Prognosevarianten SEP und WSEP (siehe Abbildung 3) jeweils zwei Profiltypen.

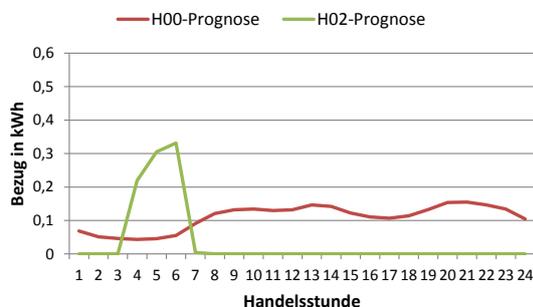
Die Abbildungen 4 bis 7 zeigen die resultierenden Bezugsprofile der Kundengruppen H01 und H02 jeweils mit der SEP und der WSEP-PV-Prognose beispielsweise an einem typischen Werktag im Mai. Die neuen Profiltypen werden darin jeweils der bestehenden H00-Prognose gegenübergestellt.



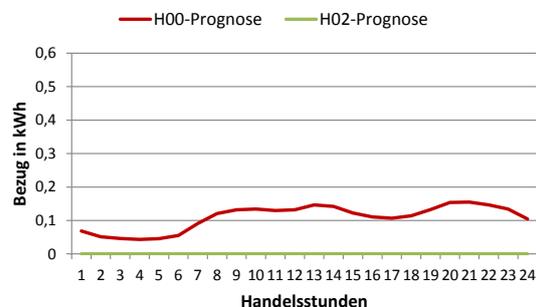
**Abbildung 4:** Bezugsprofil der H01-Kundengruppe mit der SEP-PV-Prognose an einem typischen Werktag im Mai (16.05.2012)



**Abbildung 6:** Bezugsprofil der H01-Kundengruppe mit der WSEP-PV-Prognose an einem typischen Werktag im Mai (16.05.2012)



**Abbildung 5:** Bezugsprofil der H02 Kundengruppe mit der SEP-PV-Prognose an einem typischen Werktag im Mai (16.05.2012)



**Abbildung 7:** Bezugsprofil der H02 Kundengruppe mit der WSEP-PV-Prognose an einem typischen Werktag im Mai (16.05.2012)

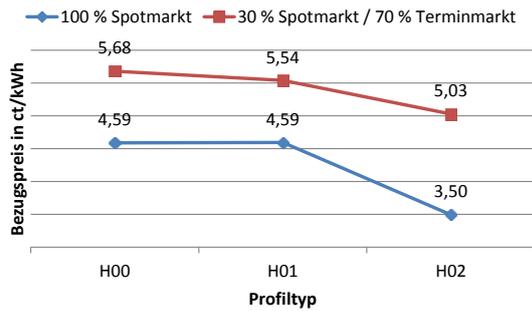
Die H01-Prognosen (siehe Abbildung 4 und 6) zeigen deutlich den Anteil des PV-Direktverbrauches während der Tagesstunden durch den in diesen Stunden nicht vorhandenen Energiebezug. In den Nachtstunden ist die H01-Prognose höher als die H00-Prognose, da die H00-Prognose über den niedrigeren Jahresenergiebezug (PV-Eigenverbrauch) proportional herunter skaliert wurde. Zwischen den PV-Prognosearten zeigt sich hierbei nur ein geringfügiger Unterschied im zeitlichen Beginn und Ende des PV-Direktverbrauches bzw. damit im Bezugsprofil. Die Kundengruppe H02 kann an diesem beispielhaften Maitag in der WSEP-PV-Prognose ihren ganzen Energiebezug aus dem PV-Speichersystem decken (siehe Abbildung 7). Somit wird der Energiebedarf in den Tagesstunden durch den PV-Direktverbrauch und in den Nachtstunden durch die in der Batterie zwischengespeicherte Energie gedeckt. Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, hat die H02-Kundengruppe in der SEP-PV-Prognose lediglich in den Morgenstunden 3 bis 7 einen Energiebezug aus dem Versorgungsnetz, da in diesem Fall die Batterieladung nicht ausreicht, um den Energieverbrauch durchgehend bis zum Sonnenaufgang abzudecken. Gleichmaßen wie in der H01-Kundengruppe (siehe Abbildung 4 und 6) verlaufen die H00-Prognosen bei der H02-Kundengruppe nochmals niedriger (siehe Abbildung 5 und 7), da sich durch das PV-Batteriesystem ein weiter reduzierter Jahresenergiebezug und damit auch ein niedrigerer H00-Skalierungswert ergibt.

## 4.2 Beschaffungskosten

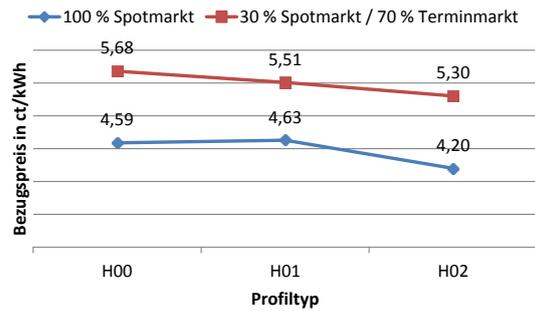
Die vertriebliche Beschaffung der erhaltenen Bezugsprofile ergab die in Abbildung 8 bis 11 zu sehenden durchschnittlichen Beschaffungspreise eines Jahres. Es zeigt sich für beide PV-Prognosearten, dass teilweise in der H01-Prognose aber vor allem in der H02-Prognose ein merklicher Beschaffungspreisvorteil vorhanden ist. Das allgemein höhere Preisniveau der Spot- und Terminmarktbeschaffung gegenüber der reinen Spotmarktbeschaffung gründet sich auf dem derzeit niedrigeren Preisniveau des Spotmarktes im Hinblick auf das zurückliegende Terminmarktniveau. Beispielhaft hat sich der durchschnittliche Beschaffungspreis mit der SEP-PV-Prognose in der Spot- und Terminmarktbeschaffung von 5,68 ct/kWh<sup>1</sup> (H00-Prognose) über 5,54 ct/kWh (H01-Prognose) auf 5,03 ct/kWh in der H02-Prognose reduziert (siehe Abbildung 8). Bezogen auf den H00-Beschaffungspreis entsprechen die Beschaffungspreisvorteile mit der SEP-PV-Prognose in der H02-Bezugsprognose für die Spot- und Terminmarktbeschaffung etwa 12 % und in der reinen Spotmarktbeschaffung rund 24 % (siehe Abbildung 9). Ein ähnliches Verhalten ist auch bei Beschaffungspreisen der WSEP-PV-Prognose zu verzeichnen, wenngleich diese einen leicht reduzierten Beschaffungspreisvorteil aufweisen (siehe Abbildung 10 und 11).

---

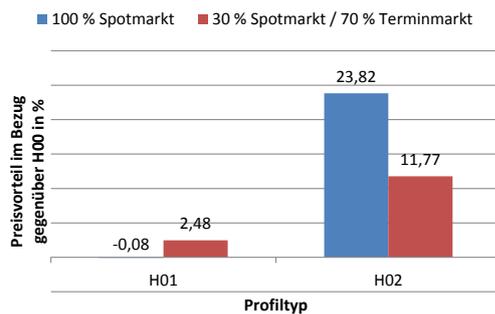
<sup>1</sup> Die Beschaffungspreise der H00-Prognose (siehe Abbildung 8 und 10) entsprechen den durchschnittlichen Beschaffungspreisen von Energievertrieben für Haushaltskunden des Kalenderjahres 2012.



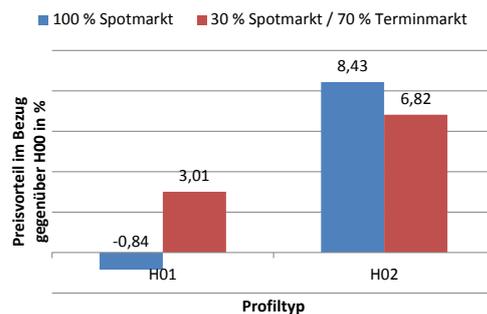
**Abbildung 8:** Beschaffungspreise für Vertriebe mit der SEP-PV-Prognose



**Abbildung 10:** Beschaffungspreise für Vertriebe mit der WSEP-PV-Prognose

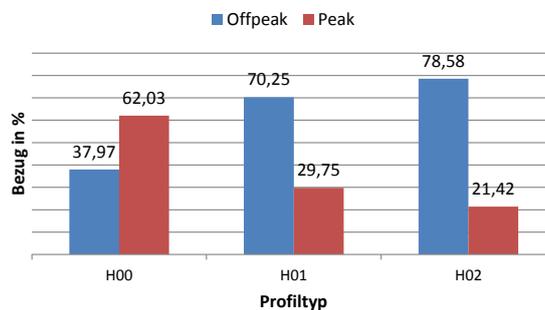


**Abbildung 9:** Beschaffungspreisunterschiede für Vertriebe mit der SEP-PV-Prognose bezogen auf die H00-Beschaffung



**Abbildung 11:** Beschaffungspreisunterschiede für Vertriebe mit der WSEP-PV-Prognose bezogen auf die H00-Beschaffung

Die durchschnittlichen Preise des Spotmarktes im Kalenderjahr 2012 lagen in den Offpeak-Stunden (Stunden 1-8 und 20-24) bei 3,70 ct/kWh und in den Peak-Stunden (Stunden 8-20) bei 4,82 ct/kWh. Der Grund für die reduzierten Beschaffungspreise der neuen Standardlastprofiltypen H01 und H02 ist demnach zweifelsohne in den reduzierten Peakstunden des Bezuges zu sehen. Abbildung 12 beschreibt dazu die Energieverteilung für die Profiltypen H00, H01 und H02 jeweils in einem Offpeak- und Peak-Block beispielhaft mit der WSEP-PV-Prognose. Das Verhältnis Offpeak / Peak zeigt sich im H00-Profiltyp mit 38 / 62. Diese Proportion verändert sich in der H01-Prognose mit 70 / 30 und in der H02-Prognose mit 79 / 21 merklich.



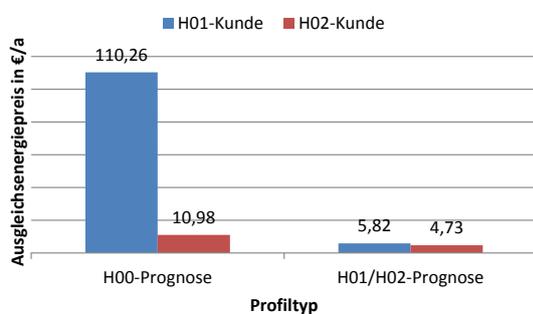
**Abbildung 12:** Energieverteilung des Bezuges der Profiltypen mit der WSEP-PV-Prognose

### 4.3 Ausgleichsenergiekosten

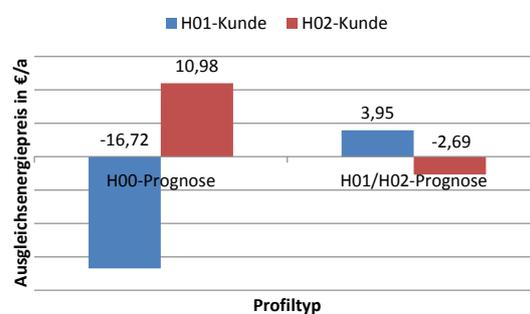
Die folgenden Betrachtungen der Ausgleichsenergiekosten von VNB's gehen davon aus, dass die im Differenzbilanzkreis bilanzierten Prognosefehler nicht über eine aktive Bewirtschaftung (eigene Prognosen der SLP-Prognosefehler) durch VNB's im Vorfeld der Lieferung kompensiert werden.

#### 4.3.1 Ohne Mehr-/ Mindermengen

Im ersten Szenario der Ausgleichsenergiekostenbestimmung für VNB's wurde davon ausgegangen, dass der Kunde am Jahresende genau so viel Energie bezogen hat, wie auch prognostiziert war. Somit sind keine Mehr- bzw. Mindermengen entstanden, die gesondert betrachtet werden müssten. Die im Differenzbilanzkreis entstandenen Ausgleichsenergiekosten sind in diesem Fall gleichzeitig die Ausgleichsenergiekosten des VNB's. Die Abbildungen 13 und 14 beschreiben die entsprechenden Ausgleichsenergiekosten für einen H01- und einen H02-Kunde in Abhängigkeit der verwendeten Bezugsprognose.



**Abbildung 13:** Ausgleichsenergiekosten für VNB's mit der SEP-PV-Prognose je Kunde



**Abbildung 14:** Ausgleichsenergiekosten für VNB's mit der WSEP-PV-Prognose je Kunde

Beispielsweise liegt der Ausgleichsenergiepreis eines mit einem H00-Profil prognostizierten H01-Kunden mit der SEP-PV-Prognose bei etwa 110 € im Jahr (siehe Abbildung 13). Würde der H01-Kunde mit einem H01-Profil prognostiziert werden, entstünden lediglich Ausgleichsenergiekosten von rund 6 €. Unabhängig von den hier beispielhaften Zahlenwerten zeigt sich, dass das Ausgleichsenergiepreisrisiko für den VNB bei der Verwendung der H00-Prognose für einen H01- oder H02-Kunden im Vergleich zu einer passenden Verwendung der Prognose (H01-Kunde → H01-Prognose, H02-Kunde → H02-Prognose) sehr hoch ist.

#### 4.3.2 Mit Mehr-/ Mindermengen

Im zweiten Szenario der Ausgleichsenergiekosten für VNB's wurde berücksichtigt, dass die Kunden zusätzlich zur Profilabweichung am Jahresende einen höheren bzw. niedrigeren Energiebezug aufweisen als prognostiziert war.

Tabelle 1 zeigt demnach die noch verbleibenden Ausgleichsenergiekosten des VNB's nach der Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung mit dem Vertrieb. Beispielsweise wurde hierbei für den H01- und den H02-Kunden eine Mehr- bzw. Mindermenge von 20 % des prognostizierten Jahresenergiebezuges angenommen. Aus Sicht des VNB's ist unter Mindermenge ein zu hoher Bezug des Kunden bzw. eine zu geringe Prognose zu verstehen. Im Gegensatz dazu entspricht eine Mehrmenge einem zu niedrigeren Bezug des Kunden bzw. eine zu hohe Prognose. Die verbleibenden Ausgleichsenergiekosten sind jeweils für den H01- und H02-Kunden in der Mehr- bzw. Mindermenge für die H00-Prognose und eine dem Kundentyp

entsprechende Prognose ausgewiesen. Des Weiteren unterscheidet sich in jeder Bezugsprognose nochmals die Verwendung der SEP- oder WSEP-PV-Prognose.

**Tabelle 1:** Ausgleichsenergiekosten für VNB's ohne Mehr- oder Mindermengen

H01-Kunde				H02-Kunde			
Mehrmenge		Mindermenge		Mehrmenge		Mindermenge	
20 %		20 %		20 %		20 %	
391 kWh		391 kWh		208 kWh		208 kWh	
H01-Prognose		H00-Prognose		H02-Prognose		H00-Prognose	
SEP	WSEP	SEP	WSEP	SEP	WSEP	SEP	WSEP
Verbleibender Ausgleichsenergiepreis in €							
7	5	3	3	5	3	508	381
				3	-4	10	10
				6	-1	238	55

Das im ersten Szenario zu erkennende hohe Preisrisiko bei der Prognose eines H01- oder H02-Kunden mit dem nicht passenden H00-Profil zeigt sich unter Berücksichtigung von Mindermengen (höherer Bezug als prognostiziert) weiter verschärft. Dies wird beispielhaft bei einem H01-Kunde mit einer Mindermenge von 20 % deutlich (siehe Tabelle 1). Hierbei liegen die Ausgleichsenergiepreise in der H00-Prognose bei 508 € (SEP-PV-Prognose) bzw. bei 381 € (WSEP-PV-Prognose). Bei einer Mehrmenge (zu hoch prognostizierter Jahresbezug) zeigt sich dieses Preisrisiko für den VNB in einer deutlich reduzierten Art und Weise.

#### 4.4 Exkurs: Beschaffungspreisvergleich für Vertriebe

Nach der Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung durch den VNB setzen sich die tatsächlichen Beschaffungskosten des Vertriebes aus seinen ursprünglichen Einkaufspreisen im Energiehandel und den vorgegebenen Mehr- bzw. Mindermengenpreisen zusammen. Tabelle 2 verdeutlicht diesen Zusammenhang als Differenz zwischen dem Mehr-/ Mindermengenpreis und dem Energiehandelsbeschaffungspreis (siehe 4.2 „Beschaffungskosten“) für Vertriebe.

**Tabelle 2:** Beschaffungspreisdifferenz zwischen der Mehr-/ Mindermengeneinpreisung und der Energiehandelsbeschaffung für Vertriebe

Mehr-/Mindermengenpreis - Energiehandelsbeschaffungspreis in ct/kWh		PV-Prognose	
		SEP	WSEP
H00	100 % Spotmarkt	0,55	0,55
	30 % Spotmarkt / 70 % Terminmarkt	-0,54	-0,54
H01	100 % Spotmarkt	0,54	0,51
	30 % Spotmarkt / 70 % Terminmarkt	-0,40	-0,37
H02	100 % Spotmarkt	1,64	0,94
	30 % Spotmarkt / 70 % Terminmarkt	0,11	-0,17

Die Fälle einer negativen Differenz bedeuten dabei einen preislichen Vorteil für Vertriebe bei Mindermengen, d. h., wenn der Kunde mehr Energie bezogen hat, als prognostiziert bzw. über seinen Energiehandel im Vorfeld beschafft wurde. Dies gründet sich auf der Tatsache, dass hierbei der Mehr-/Mindermengenpreis niedriger als sein eigener Beschaffungspreis über den Energiehandel ist. Da die Spot- und Terminmarktbeschaffung die derzeitige Be-

schaffungsstrategie im Haushaltskundenbereich sehr gut abbildet, erhalten demnach Vertriebe derzeit bei einem Mehrbezug ihrer Kunden einen preislichen Vorteil über die Mehr- bzw. Mindermengenabrechnung.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Herausforderung des Eigenverbrauchs von elektrischer Energie in Haushalten birgt hohe Risiken hinsichtlich der Prognosefehler über die derzeitige SLP-H00-Prognose. SLP's, die auf die entstehenden Eigenverbrauchskundengruppen angepasst sind, können diese Prognosefehler sinnvoll ausgleichen. Neue SLP's können sich positiv auf die Beschaffungspreise von Vertrieben auswirken, da während der i. d. R. höherpreisigen Tagesstunden weniger Energie beschafft werden muss. Des Weiteren reduziert sich durch neue SLP's für PV-Eigenverbraucher (Profiltyp H01) oder PV-Batterieeigenverbraucher (Profiltyp H02) das Ausgleichsenergiepreisrisiko für VNB's erheblich.

Die in dieser Untersuchung zugrunde gelegte Methodik basiert auf der Verwendung des SLP-H00-Profiles zur Nachbildung des Kundenverbrauches. Dementsprechend wurden auch für die Erzeugungsgänge jeweils Summenprofile von einer Vielzahl von PV-Anlagen verwendet. In der bereits laufenden Folgeuntersuchung werden die neuen SLP's hingegen mit einem Bottom-up-Ansatz entwickelt. Dabei werden aus einer Vielzahl von gemessenen Haushaltskundendaten sowie einzelnen PV-Anlagendaten zunächst für jedes Haus entsprechende Bezugs- und Einspeiseprofile gebildet und anschließend zu einem Summenprofil aggregiert.

## 6 Literatur

- [1] StromNZV: „Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV)“. Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist.
- [2] Bitterer, R.; Schieferdecker, B.: „Repräsentative VDEW-Lastprofile“. VDEW Materialien, M-32/99, Frankfurt, 1999.
- [3] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW: „Ermittlung und Abrechnung von Jahresmehr- und -mindermengen“. Praxisleitfaden, September 2007.
- [4] Quaschnig, V.; et al.: „Der unterschätzte Markt“. BWK , Bd. 64 (2012), Nr. 7/8, S. 25-28.
- [5] Gerblinger, A.; Wiest, M.: „Eigenverbrauch in Privathaushalten, Eine Chance mit vielen Facetten“. ew, Jg. 112 (2013), Heft 12, S. 42-45.
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: „Stellungnahme zum bne-Positionspapier: Neue Lastprofile bei PV-Eigenverbrauch im Standardlastprofil (SLP)-Kundensegment“. Berlin, Juli 2011.
- [7] Giessing, F.-H.: „Standardlastprofilverfahren und Differenzbilanzkreis künftig obsolet?“. ew, Jg. 108 (2009), Heft 10, S. 50-54.
- [8] Gerblinger, A.; et al.: „Strombeschaffungspreise an der EEX“. ew, (2013), Heft 15, S. 38-41.
- [9] European Energy Exchange (EEX): „Phelix Spotmarktdaten vom 01.01.2012 bis 31.12.2012“.<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20%20Spotmarkt%20Stundenauktion>. 12. März 2013.
- [10] European Energy Exchange (EEX): „Phelix Future Terminmarktdaten vom 01.01.2009 bis 31.12.2011“.  
<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%20Terminmarkt>. 12. März 2013.
- [11] Amprion GmbH: „Ausgleichsenergiepreise 01.01.2012 bis 31.12.2012“.  
<http://www.amprion.net/ausgleichsenergiepreis>. 10.10.2013.
- [12] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: „Veröffentlichung von Preisen zur Mehr- und Mindermengenabrechnung“.  
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Mehr-Mindermengen-Abrechnung](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Mehr-Mindermengen-Abrechnung).  
Stand: 10.10.2013.