

Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz

Marian Hayn(*), Valentin Bertsch, Wolf Fichtner

Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: +49 721 608 -44649/ -44531/ -44462, (marian.hayn, valentin.bertsch, wolf.fichtner)@kit.edu, www.iip.kit.edu

Kurzfassung: Die zunehmende Verbreitung von Technologien zur Elektrizitäts- und Wärmebereitstellung auf Haushaltsebene, z.B. PV- oder Mikro-KWK-Anlagen, kann sich bei verstärktem Eigenverbrauch der erzeugten Elektrizität auf das netzseitige Lastprofil der Haushalte und damit auf die Netzbelastung auswirken. Mit Hilfe eines Optimiermodells wird die Veränderung des Leistungsbezugs (in kW) eines Einfamilienhauses aus dem Netz basierend auf verschiedenen Anwendungsfällen dieser Technologien analysiert. Auf diesen Ergebnissen aufbauend wird ein Konzept zur Integration der Haushalte in einen Leistungszertifikatemarkt über Elektrizitätstarife mit Lastgrenze erörtert.

Keywords: Lastprofil, Haushalte, Netznutzung

1 Einleitung

Die zunehmende Verbreitung neuer Technologien zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung in deutschen Haushalten birgt das Potential den Leistungsbezug (in kW) von Haushalten aus dem Verteilnetz signifikant zu verändern. Bereits heute speist eine Vielzahl deutscher Haushalte mit Photovoltaik (PV) erzeugte Elektrizität ins Netz ein und schafft damit neue Herausforderungen für die Netzbetreiber, da diese verpflichtet sind diese stark volatile Erzeugungsleistung abzunehmen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten [1]. Aufgrund der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelten bestehenden Einspeisevergütung und den weitgehend unflexiblen Elektrizitätstarifen existieren heute kaum Anreize für Haushalte in Deutschland ihren Leistungsbezug oder ihre Einspeiseleistung den Bedürfnissen des Energiesystems zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit anzupassen.

In der deutschen Diskussion zu einem zukünftigen Energiemarktdesign sticht der Vorschlag des Verbands kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) durch die Schaffung eines wettbewerblich organisierten Zertifikatemarktes für gesicherte Versorgungsleistung hervor [2]. Durch die Monetarisierung des Gutes gesicherte Leistung findet ein auf wirtschaftlichen Kriterien basierender Abgleich von Angebot und Nachfrage statt. Während das Konzept des VKU für Haushalte noch undifferenziert eine ausreichende Grundversorgung vorsieht, soll in diesem Beitrag eine Differenzierungsmöglichkeit auf Haushaltsebene, ausgehend von unterschiedlicher Ausstattung mit neuen Technologien, diskutiert werden.

Die zugrundeliegende Fragestellung ist daher, ob neue Technologien auf Haushaltsebene zu Veränderungen des Leistungsbezugs aus dem Netz führen und wie diese Veränderungen möglicherweise zur Unterstützung der Versorgungssicherheit instrumentalisiert werden können. Die Auswahl der betrachteten Technologien basiert auf der bereits bestehenden oder prognostizierten Marktdurchdringung im Haushaltskundensegment und umfasst

- Photovoltaik (PV),
- Wärmepumpen mit Wärmespeicher,
- Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Mikro-KWK) mit Wärmespeicher,
- Batteriespeicher.

Elektrofahrzeuge werden bewusst nicht berücksichtigt, da eine weite Verbreitung auf Haushaltsebene und ihre Nutzung als Speicher in naher Zukunft mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet ist. Aktuelle Prognosen bescheinigen einen wirtschaftlichen Einsatz vor allem im gewerblichen Flottenbereich, während laut Plötz et al. [3] in Haushalten weiterhin Verbrennungsmotoren sehr dominant sein werden. Als Ergänzung zu der mittlerweile weit verbreiteten Untersuchung der Verringerung oder Verlagerung des Elektrizitätsbedarfs (in kWh) durch Demand Response Maßnahmen (vgl. [4–6]), wird in diesem Beitrag der Einfluss der genannten Technologien auf den Leistungsbezug (in kW) aus dem Netz modellgestützt analysiert.

Nach einer Beschreibung des Modells zur Analyse des Leistungsbezugs eines Einfamilienhaushaltes (EFH) aus dem Netz (Abschnitt 2) folgen ausgewählte Modellergebnisse (Abschnitt 3) und ein Konzept zur Integration der Haushalte in einen Leistungszertifikatemarkt (Abschnitt 4). Der Beitrag endet mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf (Abschnitt 5).

2 Modell zur Analyse des Leistungsbezugs aus dem Netz

Um den Einfluss neuer Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz zu untersuchen, bietet sich die Modellierung mit Hilfe eines klassischen linearen Programmierungsproblems an. Der Modellaufbau ist in Abb. 1 dargestellt und lehnt sich an vorausgehende Arbeiten von Bertsch et al. [7] an, jedoch mit zwei wesentlichen Unterschieden. Erstens liegt der Fokus dieses Beitrags nicht auf einer Gruppe von Mehrfamilienhäusern, sondern auf einem einzelnen EFH. Zweitens wird das Modell um den Einsatz von Batteriespeichern und einer Mikro-KWK-Anlage in geeigneten Kombinationen mit PV und Wärmepumpe erweitert (vgl. [7]). Die analysierten Kombinationen können durch die folgenden sechs Anwendungsfälle A bis F beschrieben werden:

- A: Referenzfall ohne Einsatz neuer Technologien basierend auf VDI Richtlinie 4655 für einen Einfamilienhaushalt [8] – Basislastprofil aller weiteren Anwendungsfälle
- B: EFH mit Einsatz einer PV Anlage
- C: EFH mit Einsatz einer PV Anlage und einem Batteriespeicher
- D: EFH mit Einsatz einer PV Anlage und einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher
- E: EFH mit Einsatz einer PV Anlage, einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher und einem Batteriespeicher
- F: EFH mit Einsatz einer Mikro-KWK-Anlage mit Wärmespeicher.

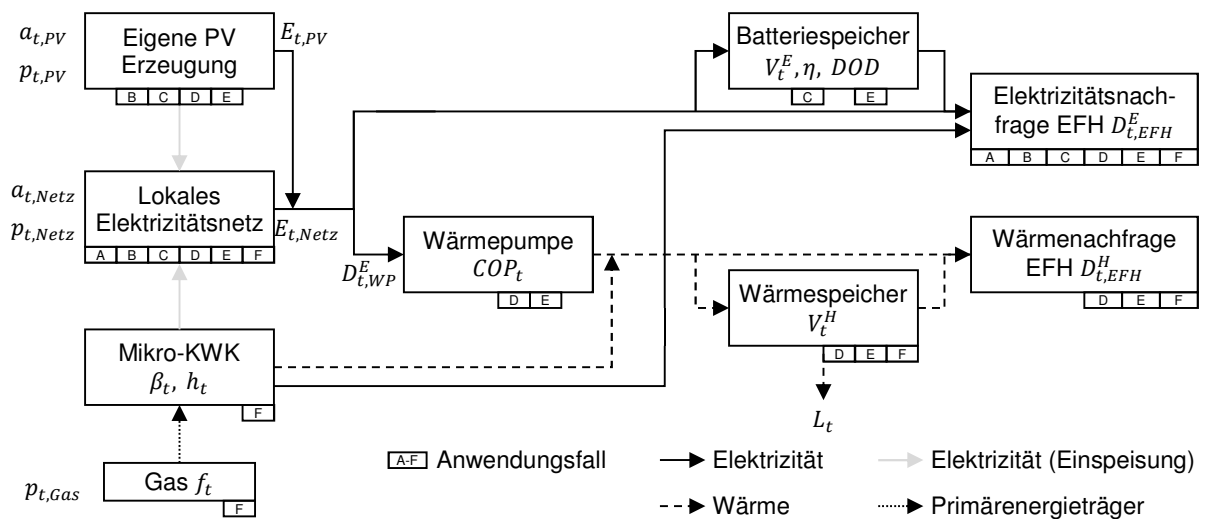


Abb. 1 Schematischer Modellaufbau für ein EFH angelehnt an Bertsch et al. [7]

Die verwendeten Modellelemente je Anwendungsfall sind in Abb. 1 durch die entsprechenden Buchstaben gekennzeichnet. Die in der Abbildung verwendeten Größen sind in Tabelle 1 erklärt.

Tabelle 1 Beschreibung der im Modell genutzten Größen aus Abb. 1

Parameter			
$D_{t,EFH}^E$	Elektrizitätsbedarf eines EFH zur Zeit t	$D_{t,EFH}^H$	Wärmebedarf eines EFH zur Zeit t
$p_{t,i}$	Preis der Ressource i zur Zeit t	$p_{t,Gas}$	Brennstoffpreis (Gas) zur Zeit t
COP_t	Leistungszahl der Wärmepumpe zur Zeit t	h_t	Heat rate ¹ zur Zeit t
β_t	Stromkennzahl zur Zeit t	L_t	Verluste aus Wärmespeicher zur Zeit t
η	Effizienz des Batteriespeichers	DOD	Entladetiefe des Batteriespeichers
$a_{t,i}$	Verfügbarkeit der Ressource i zur Zeit t		
Variablen			
$E_{t,i}$	Elektrizitätsbereitstellung der Ressource i zur Zeit t	$D_{t,WP}^E$	Elektrizitätsbedarf der Wärmepumpe zur Zeit t
V_t^E	Verfügbare gespeicherte Elektrizität zur Zeit t	V_t^H	Verfügbare gespeicherte Wärme zur Zeit t
f_t	Brennstoffverbrauch (Gas) zur Zeit t		
Indizes			
t	Zeitindex der Stunde $t \in T = \{1, 2, \dots, 8760\}$ eines Jahres	i	Index der Elektrizitätsressource $i \in I = \{PV, Netz\}$

Je nach Anwendungsfall kann Elektrizität vom Netz, einer eigenen PV-Anlage, einer Mikro-KWK-Anlage oder einem Batteriespeicher bereitgestellt werden. Wärme kann von einer Wärmepumpe, einer Mikro-KWK-Anlage oder einem Wärmespeicher bezogen werden. Während die Wärmepumpe zur Erzeugung von Wärme Elektrizität nutzt, wird in der Mikro-KWK-Anlage Gas als Brennstoff eingesetzt. Der Wärmebedarf zur Raumheizung und Warmwasseraufbereitung und der Elektrizitätsbedarf exklusive der Wärmepumpe werden nach VDI Richtlinie 4655 für einen EFH exogen vorgegeben [8]. Überschüssige, selbst-erzeugte Elektrizität wird in das Netz eingespeist. Die Größe des Wärmespeichers sowie

¹ Die Heat rate ist das Verhältnis von eingesetzter Energie zu erzeugter Elektrizität.

weitere technische Eigenschaften der verschiedenen Technologien, z.B. die maximale Leistung, die Entladetiefe (Depth of Discharge – DOD), oder die Leistungszahl (Coefficient of Performance – COP) werden ebenfalls exogen basierend auf marktüblichen Werten vorgegeben.

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems ist die Minimierung der gesamten variablen Kosten zur Deckung des Wärme- und Elektrizitätsbedarfs innerhalb eines Kalenderjahres, siehe (1). Ausgewählte Nebenbedingungen sind in (2-7) dargelegt. Die Gleichungen (2) und (3) garantieren für Elektrizität und Wärme, dass zu jedem Zeitpunkt t Angebot und Nachfrage ausgeglichen sind. Durch Nebenbedingung (4) wird sichergestellt, dass zu keinem Zeitpunkt die Verfügbarkeit $a_{t,i}$ der genutzten Elektrizitätsressource i überschritten wird. Mit Hilfe der Nebenbedingungen (5) und (6) werden die Grenzen des Batterie- und Wärmespeichers beschrieben. Die Binärvariable α (7) ist notwendig um den Effizienzverlust des Batteriespeichers abzubilden. In Abhängigkeit des betrachteten Anwendungsfalles sind die Variablen der entsprechend nicht genutzten Technologien Null zu setzen, d.h. in Anwendungsfall F gilt $V_t^E = 0, D_{t,WP}^E = 0$ und $E_{t,PV} = 0 \forall t \in T$, da weder Batterie, noch Wärmepumpe, noch PV eingesetzt wird. Zur Modellierung wird die Software PLEXOS® for Energy Systems² genutzt.

$$\min \left(\sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (E_{t,i} * p_{t,i}) + \sum_{t \in T} (f_t * p_{t,Gas}) \right) \quad (1)$$

unter den ausgewählten Nebenbedingungen

$$\sum_{i \in I} E_{t,i} + \frac{f_t}{h_t} + V_{t-1}^E = D_{t,EFH}^E + D_{t,WP}^E + V_t^E + \alpha * (1 - \eta) * (V_t^E - V_{t-1}^E) \forall t \in T \quad (2)$$

$$COP_t * D_{t,WP}^E + \frac{f_t}{h_t * \beta_t} + V_{t-1}^H = D_{t,EFH}^H + V_t^H + L_t \forall t \in T \quad (3)$$

$$0 \leq E_{t,i} \leq a_{t,i} \forall t \in T, i \in I \quad (4)$$

$$V^{E,min} = V^{E,max} * DOD \leq V_t^E \leq V^{E,max} \forall t \in T \quad (5)$$

$$V^{H,min} \leq V_t^H \leq V^{H,max} \forall t \in T \quad (6)$$

$$\alpha = \begin{cases} 1, & \text{wenn } V_t^E - V_{t-1}^E > 0 \\ 0, & \text{wenn } V_t^E - V_{t-1}^E \leq 0 \end{cases} \forall t \in T \quad (7)$$

3 Modellergebnisse

Für die beschriebenen sechs Anwendungsfälle wurden mit Hilfe des Modells, basierend auf den variablen Kosten, stündliche Lastprofile des Leistungsbezugs aus dem Netz sowie einige weitere Kennzahlen für die Laufzeit von einem Jahr ermittelt. Die Ergebnisse werden nachfolgend erörtert.

² Die Autoren danken Energy Exemplar für die Bereitstellung der Software. Mehr Informationen unter <http://energyexemplar.com/>.

Der über das Jahr kumulierte Elektrizitätsbedarf variiert sichtbar nur zwischen Anwendungsfällen mit und ohne Wärmepumpe, da alle Anwendungsfälle grundsätzlich auf der VDI Richtlinie 4655 basieren und einzig die Wärmepumpe einen deutlichen Anstieg des Elektrizitätsbedarfs bewirkt (vgl. Abb. 2). Dennoch führt auch der Einsatz eines Batteriespeichers zu einer leichten Erhöhung des Elektrizitätsbedarfs, da die aus der Effizienz des Batteriespeichers resultierenden Verluste kompensiert werden müssen (vgl. B mit C und D mit E). Gleichzeitig wird deutlich, dass Batteriespeicher zu einem starken Anstieg der Eigendeckung³ sowie des Eigenverbrauchs⁴ führen. Im Falle der PV-Nutzung steigt der Eigendeckungsgrad von 40% auf 54% durch Hinzunahme eines Batteriespeichers, der Eigenverbrauch von 31% auf 46% (vgl. B und C). Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen auch Staudacher und Eller [9]. Bei Einsatz einer Wärmepumpe sinkt zwar der Eigendeckungsgrad aufgrund des im Jahresverlauf gestiegenen Elektrizitätsbedarfs auf 37%, respektive 43% in Kombination mit einem Batteriespeicher, jedoch ist wiederum ein deutlicher Anstieg des Eigenverbrauchs auf 54% bzw. 65% erkennbar (vgl. D und E). In Anwendungsfall F wird durch die Koppelung von Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung mittels der Mikro-KWK-Anlage sogar ein Eigenverbrauch von 89% und eine Eigendeckung von 54% erreicht. Als Umkehrschluss zum steigenden Eigenverbrauch sinkt die Menge eingespeister Elektrizität in den betrachteten Anwendungsfällen (vgl. „Netzeinspeisung“).

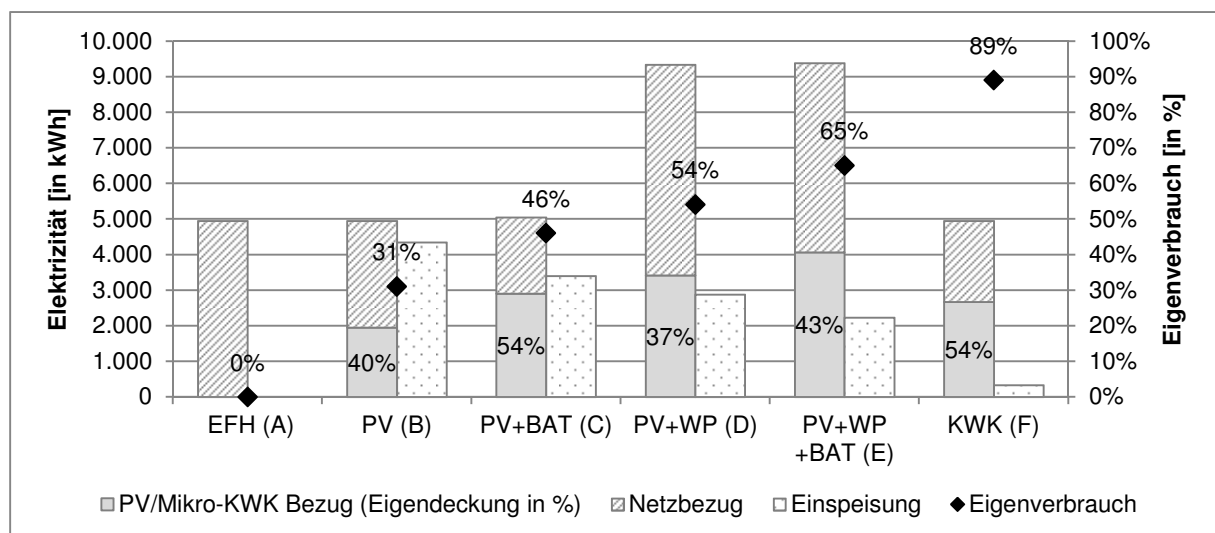


Abb. 2 Modellerte Kennzahlen der betrachteten Anwendungsfälle

Bei einem Vergleich der Jahresspitzenwerte sowie des Durchschnitts fallen die Unterschiede sowohl bei Leistungsbezug aus dem Netz als auch bei Einspeisung ins Netz zwischen den entwickelten Anwendungsfällen geringer aus (vgl. Abb. 3). Der maximale Netzbezug wird weder durch die Nutzung von PV noch durch Batteriespeicher in den modellierten Anwendungsfällen im Vergleich zum Referenzfall verändert (vgl. B und C). Die Hinzunahme einer Wärmepumpe führt wie zu erwarten zu einem Anstieg des maximalen Bezugs, da ein zusätzlicher Großverbraucher im EFH genutzt wird (vgl. D und E). Einzig der Einsatz einer

³ Eigendeckung ist definiert als prozentualer Anteil selbsterzeugter Elektrizität am gesamten Elektrizitätsverbrauch eines EFH [9].

⁴ Eigenverbrauch ist definiert als prozentualer Anteil selbstgenutzter Elektrizität aus selbsterzeugter Elektrizität eines EFH [9].

Mikro-KWK-Anlage führt zu einer Verringerung des maximalen Netzbezugs (vgl. F). Erklären lassen sich diese Beobachtungen mit der flachen Preisstruktur von einheitlich 0,25 €/kWh für Elektrizität aus dem Netz sowie dem Fehlen von monetären Anreizen zur Vermeidung von Spitzenlasten. Sowohl Zeitpunkt als auch Höhe des Netzbezugs haben im Falle der unterstellten flachen Preisstruktur im Optimiermodell keinen Einfluss auf die Kosten, somit besteht kein Anreiz diese als Restriktionen zu berücksichtigen und eine Reduzierung der maximalen Last wäre rein zufällig. Anhand des durchschnittlichen Leistungsbezugs lässt sich der Einfluss der eingesetzten Technologien besser ablesen. Sowohl der Einsatz von PV, Batteriespeichern, als auch von Mikro-KWK-Anlagen führt zu einer Reduktion des durchschnittlichen Netzbezugs (vgl. B, C und F). Dies ist durch die Zunahme von Stunden im Jahr zu erklären, in denen der Elektrizitätsbedarf des EFH vollständig oder wenigstens anteilmäßig durch genannte Technologien gedeckt werden kann. Der bereits beschriebene Anstieg des Eigenverbrauchs in den modellierten Anwendungsfällen lässt sich auch in Abb. 3 b) erkennen. Mit steigendem Eigenverbrauch sinkt die durchschnittliche Einspeiseleistung und auch die maximale Einspeiseleistung wird etwas reduziert.

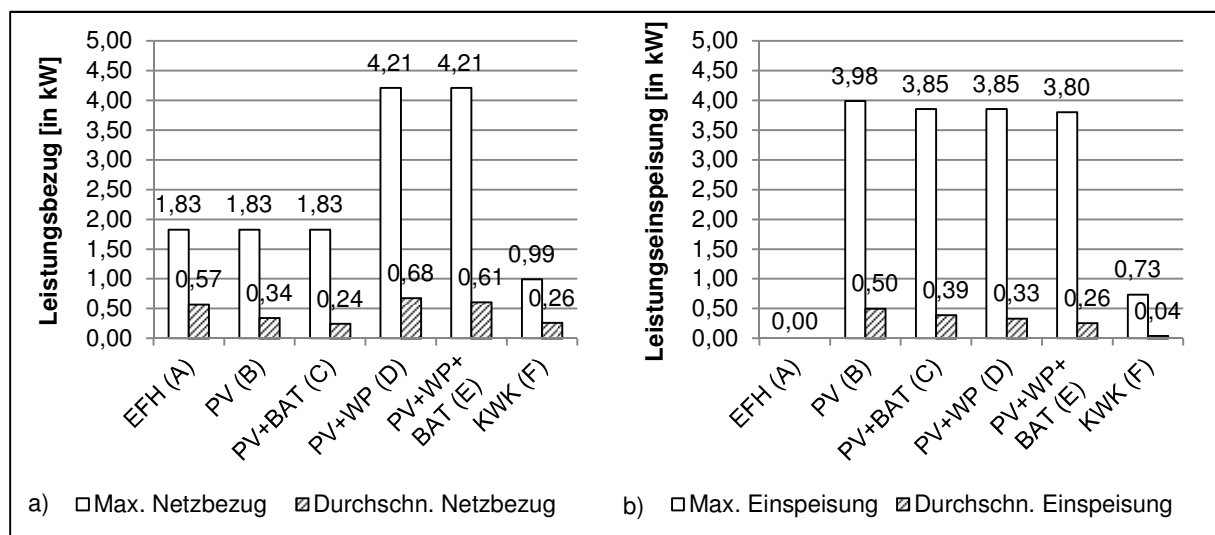


Abb. 3 a) Modellierter maximaler und durchschnittlicher Leistungsbezug aus dem Netz eines EFH
 b) Modellierte maximale und durchschnittliche Leistungseinspeisung in das Netz eines EFH

Nach der Betrachtung dieser auf das gesamte Jahr bezogenen Kennzahlen, steht nun die Analyse der modellierten stündlichen Lastprofile für einen beispielhaften Wintertag im Vordergrund (vgl. Abb. 4). In Abb. 4 ist der Leistungsbezug eines EFH aus dem Netz in Abhängigkeit von der Tageszeit für die beschriebenen Anwendungsfälle visualisiert. Während B aufgrund der sonnenlichtabhängigen PV-Erzeugung nur tagsüber zwischen 8:00 und 17:00 Uhr vom Referenzprofil A abweicht, ist die Streuung der anderen Anwendungsfälle weiter gefasst. Der Einfluss des Batteriespeichers in C ist klar von 1:00 bis 11:00 Uhr zu erkennen. In dieser Zeit wird keine Elektrizität aus dem Netz bezogen, sondern ausschließlich der Batteriespeicher entleert sowie ab 8:00 Uhr auch selbsterzeugte Elektrizität aus PV genutzt. Ab 16:00 Uhr verlaufen B und C nach einem identischen Lastprofil. Die Lastprofile von D und E liegen in weiten Teilen des Tages über dem Referenzlastprofil A, da der zusätzliche Elektrizitätsbedarf für die Wärmeerzeugung weitgehend aus dem Netz bezogen wird. Dennoch wird auch hier zu Spitzenzeiten der eigenen PV-Erzeugung zwischen 13:00 und 16:00 Uhr auf einen Leistungsbezug aus dem Netz verzichtet, da genügend selbsterzeugte Elektrizität zur Deckung des Wärme- und Elektrizitätsbedarfs vorhanden ist. Die Unter-

schiede zwischen D und E basieren auf dem Einsatz des Batteriespeichers in E, mit Hilfe dessen teilweise Lastspitzen im Netzbezug reduziert werden können, z.B. um 11:00 Uhr, wobei der Batteriespeicher in der Optimierung nicht zum Betrieb der Wärmepumpe genutzt wird, sondern nur zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes des EFH. Die deutlichsten Unterschiede sind bei Nutzung einer Mikro-KWK-Anlage sichtbar (vgl. F). Über den gesamten Tagesverlauf wird weniger bis keine Leistung aus dem Netz bezogen, da die an die Wärmeerzeugung gekoppelte Elektrizitätserzeugung ausreicht, um den Großteil des Elektrizitätsbedarfs des EFH zu decken.

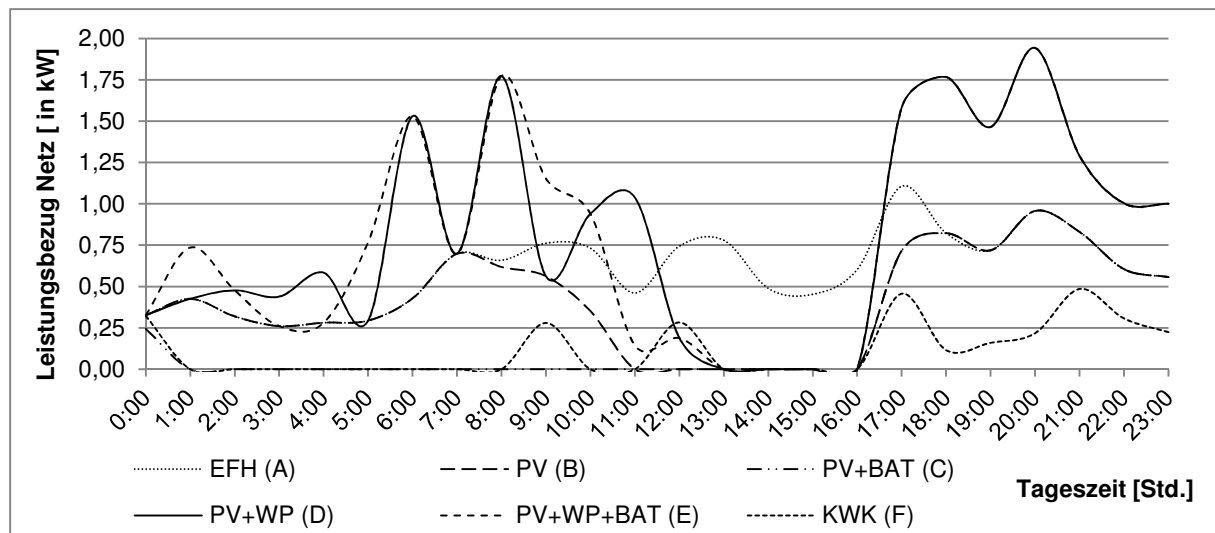


Abb. 4 Modellierte Lastprofile des Leistungsbezugs aus dem Netz der verschiedenen Anwendungsfälle eines EFH an einem beispielhaften Wintertag (8. Feb. 2013)

Die beschriebenen Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz der genannten Technologien zu großen Veränderungen des Lastprofils auf Haushaltsebene führen kann. Auch wenn vor allem zur Mittagszeit die typische Lastspitze durch eigenerzeugten Strom reduziert werden kann, findet aufgrund mangelnder Anreize keine weitere Optimierung hinsichtlich des Zeitpunkts des Netzbezugs statt, da ein konstanter Elektrizitätstarif vorgegeben wurde. Variable Tarife können im Zuge von Demand Response Maßnahmen zu einer gezielten Verschiebung der Last über den Tagesverlauf führen. Die Wirksamkeit solcher Tarife wurde zum Beispiel von Hillemaier et al. [6] belegt. Darüber hinaus sind, vor allem unter Berücksichtigung des VKU-Vorschlags zu einem Zertifikatemarkt für gesicherte Leistung, Tarife mit dynamischen Leistungspreisen, bspw. auf Basis der Spitzenlast, denkbar, ähnlich zu heutigen Internettarifen. Dieses Konzept wird im Folgenden näher erläutert.

4 Konzepte zur Integration der Haushalte in einen Leistungsmarkt

Die im vorherigen Abschnitt gezeigten Modellergebnisse verdeutlichen den möglichen Einfluss der betrachteten Technologien auf den Leistungsbezug von Haushalten aus dem Netz. Haushalte können durch eine angepasste Auslegung und den optimierten Einsatz dieser Technologien eine weitgehende Autarkie vom Netz erreichen, auch wenn sie in den modellierten Anwendungsfällen immer auf eine Unterstützung des Netzes angewiesen sind. Die gesamtwirtschaftliche Konsequenz eines solchen Handelns ist, dass sich solche Haushalte nicht bzw. kaum an den Systemkosten, z.B. über Netznutzungsentgelte, beteiligen. Eine Anpassung der Netznutzungsentgeltregelung wird deshalb auch im Koalitionsvertrag

der neuen deutschen Bundesregierung gefordert [10]. Des Weiteren nehmen aufgrund der steigenden Nutzung erneuerbarer Energiequellen die variablen Kosten der Elektrizitätserzeugung kontinuierlich ab. Diesem Trend stehen gleichzeitig hohe Investitionen im Bereich der Netze und der gesicherten konventionellen Erzeugung entgegen. Eine ähnliche Marktsituation findet sich im Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)-Markt, in dem die variablen Kosten des übertragenen Datenvolumens im Verhältnis zu den fixen Kosten zum Aufbau des IKT-Netzes sehr gering sind. Ein naheliegender Schritt ist folglich diese Parallelen auch hinsichtlich möglicher Tarifgestaltungen für Haushaltskunden zu betrachten, um auch im Elektrizitätsmarkt weiterhin profitabel wirtschaften zu können. Neben Elektrizitätstarifen mit einem statischen Arbeitspreis (€/kWh) über den gesamten Abrechnungszeitraum, finden sich bereits heute vereinzelt Tarife in Abhängigkeit einer Zeit- oder Lastfunktion. Solche Tarife können je nach Ausgestaltung zu einer Veränderung des Verbraucherverhaltens führen (vgl. z.B. [6, 11]). Eine Beschreibung verschiedener Tarife mit Zeit- oder Lastfunktion ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2 Beschreibung verschiedener Tarife mit Zeit- und Lastfunktion (vgl. [11])

Tarifart	Beschreibung	
Tarife mit Zeitfunktion	<i>Time of Use (TOU)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Vordefinierte Zeiträume mit statischen Preisstufen für Vertragslaufzeit
	<i>Critical Peak Pricing (CPP)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Wie TOU aber zusätzliche Preisstufen, um außergewöhnlichen Ereignissen, z.B. netzkritischen Anlässen, Rechnung tragen zu können • Geltung der zusätzlichen Preisstufen wird vor Eintreten angekündigt
	<i>Real Time Pricing (RTP)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Dynamische Preisstufen für jeden Tag mit einer Mindestdauer von einer Stunde • Bekanntgabe der Preisstufen einen Tag im voraus
Tarife mit Lastfunktion	<i>Lastvariabler Tarif</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Arbeitspreis variiert in Abhängigkeit von Kunden- oder Systemlast zwischen definierten Preisstufen
	<i>Verbrauchsvariabler Tarif</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Arbeitspreis ist abhängig von summiertem Verbrauch • Preisstufen definiert für bestimmte Verbrauchsschwellen, z.B. Preisstufe 1 bis 200 kWh, Preisstufe 2 ab 201 kWh
	<i>Lastbegrenzter Tarif</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Tariflich vereinbarte Maximallast • Automatische, kurzzeitige Versorgungsunterbrechung bei Überschreitung der Maximallast

Bei der Wahl ihres Internettarifs müssen sich Haushaltskunden auf eine maximale Geschwindigkeit festlegen nach der der Grundpreis des Tarifs festgelegt wird. Es handelt sich also um eine Form eines lastbegrenzten Tarifs. Übertragen auf den vom VKU vorgeschlagenen Leistungsmarkt, vgl. Abschnitt 1, bedeutet dies, dass Haushalte eine bewusste Entscheidung für ihren Grad der Versorgungssicherheit treffen müssen, d.h. wie hoch ihre gesicherte Versorgungsleistung sein soll (vgl. auch [12]). Das damit zum Ausdruck gebrachte Service Level muss durch entsprechende Verträge mit einer Lastgrenze abgesichert werden. Energieversorgungsunternehmen (EVU) oder neue Energiedienstleister würden als Intermediäre den Leistungswunsch der Haushalte bündeln und entsprechend Leistungszertifikate beschaffen. In einem solchen Markt können Haushalte mit einer gewissen technologischen Ausstattung teilweise oder sogar ganz auf gesicherte Leistung aus dem Netz verzichten, würden jedoch konsequent im Falle eines Mangels an elektrischer Leistung abgeregelt. Im

Gegensatz zu dem in Tabelle 2 beschriebenen lastbegrenzten Tarif sollen Haushalte jedoch nicht automatisch bei Überschreitung der definierten Lastgrenze abgeregelt werden, sondern nur wenn nicht genügend Leistung vorhanden ist. Dadurch findet eine Begrenzung nur in Knappheitssituationen statt und die Haushalte beteiligen sich durch den trotzdem zu entrichtenden Arbeitspreis an der Finanzierung der Gestehungs- und Systemkosten. Voraussetzung für ein solches System ist die Ausstattung der Haushalte mit intelligenten Zählern, die zusätzlich mit einem (fernsteuerbaren) Lastbegrenzer ausgestattet sind. Tarife mit Lastgrenze, wie in Tabelle 2 beschrieben, existieren bereits auf Haushaltsebene im europäischen Ausland, wie z.B. der „Tarif Bleu“ von EDF in Frankreich [13] oder die Haushaltstarife von Iberdrola in Spanien [14]. Während in Frankreich und Spanien Kunden von Tarifen mit Leistungsgrenze automatisch durch Einbau entsprechender Schutzschalter in ihrem Leistungsbezug reduziert werden, würde in einem weitergehenden Ansatz, wie oben beschrieben, noch nach der Verfügbarkeit von Elektrizität im Netz differenziert werden. Das heißt, dass nur im Falle einer Unterversorgung, z.B. wenn nicht genügend Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung steht, von der Lastbegrenzung Gebrauch gemacht wird. In Kombination mit dem vom VKU vorgeschlagenen Kapazitätsmarkt kann so bottom-up die Nachfrage nach gesicherter Leistung ermittelt und durch entsprechende Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden. Gesamtwirtschaftlich kann dies zu einem Einsparpotential an benötigter konventioneller Kraftwerkskapazität führen. Diese Überprüfung der gesamtwirtschaftlichen Profitabilität für Deutschland ist durchzuführen, bevor Fragen der individuellen Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit bei Haushaltskunden beantwortet werden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Ergebnisse des in diesem Beitrag vorgestellten Modells zur Analyse des Leistungsbezugs von Haushalten aus dem Netz unter Berücksichtigung verschiedener neuer Technologien zeigen, dass aus einer kostenoptimalen Nutzung der Technologien eine deutliche Veränderung des Haushaltlastprofils resultiert. Vor allem mit steuerbaren Einheiten wie Mikro-KWK-Anlagen kann der Leistungsbezug aus dem Netz reduziert werden. Wie zu erwarten führt der Einsatz von Wärmepumpen zu einer deutlichen Erhöhung des Leistungsbezugs, wobei auch hier durch die Kopplung mit PV-Anlagen eine Reduzierung der Netzbelastung zur Mittagszeit möglich ist. Mit Hilfe von Batteriespeichern lässt sich vor allem der Eigenverbrauch eines Haushalts erhöhen, da selbsterzeugte Elektrizität zur späteren Nutzung gespeichert werden kann.

Auf diesen Ergebnissen aufbauend sollen zwei Ansätze weiter verfolgt werden. Erstens soll eine weitergehende Differenzierung der Haushaltsnachfrage anhand verschiedener soziodemographischer Merkmale sowie der Ausstattung mit Haushaltsgeräten stattfinden. Zweitens soll die Untersuchung hinsichtlich des Einflusses verschiedener Elektrizitätstarife ausgeweitet werden. Dabei stehen sowohl Tarife mit variablen Arbeitspreisen als auch Tarife mit Leistungsgrenzen im Fokus der Analyse. In der jetzigen Konfiguration des Modells führen statische Arbeitspreise zu einem weitgehend undifferenzierten Einsatz steuerbarer Einheiten wie Batteriespeichern oder Mikro-KWK-Anlagen. Basierend auf diesen Weiterentwicklungen kann eine mögliche Integration der Haushaltskunden in einen Kapazitätsmarkt modellgestützt diskutiert werden.

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht. Berlin 2012.
- [2] Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Langfassung. Berlin 2013.
- [3] Plötz, P.; Gnann, T.; Kühn, A.; Wietschel, M.: Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge, Langfassung. Karlsruhe 2013.
- [4] Albadi, M.; El-Saadany, E.: A summary of demand response in electricity markets. In: Electric Power Systems Research 78 (2008) 11, S. 1989–96.
- [5] Lünsdorf, O.; Sonnenschein, M.: Lastadaption von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung. In: Kurrat, M. (Hrsg.): Dezentrale Energiesysteme. 3. Symposium, 24. und 25. September 2009 in Oldenburg ; Tagungsband. Braunschweig 2009.
- [6] Hillemacher, L.; Hufendiek, K.; Bertsch, V.; Wiechmann, H.; Gratenaus, J.; Jochem, P.; Fichtner, W.: Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 37 (2013) 3, S. 195–210.
- [7] Bertsch, V.; Schwarz, H.; Fichtner, W.: Layout optimisation of decentralised energy systems under uncertainty. In: Operations Research Proceedings 2013 (in Druck).
- [8] Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen 27.100, 91.140.10 (2008) VDI 4655. o. O.
- [9] Staudacher, T.; Eller, S.: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. Stromversorgung mit Photovoltaik, Batterie und Netzanschluss. In: BWK 64 (2012) 6, S. 38–45.
- [10] Bundesregierung: Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode 2013.
- [11] Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heinemann, C.; Tusch, T.; Eder, J.; Wyl, C. de; Vom Wege, J.-H.; Mühe, S.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2009.
- [12] Cremer, C.: Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (2013) 1/2, S. 40–44.
- [13] Electricité de France (EDF): Electricity plans. URL: <http://residential.edf.com/energy-at-home/offers/electricity-56120.html>. Abrufdatum 16.12.2013.
- [14] Iberdrola S.A.: Electricity for home. URL: <https://www.iberdrola.es/customers/home/electricity>. Abrufdatum 16.12.2013.