

# Technologiebasierte Lastmodellierung vor dem Hintergrund von PV-Stromerzeugung und Lastmanagement

Anna-Lena Klingler<sup>1</sup>, Tobias Boßmann

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, D-76139 Karlsruhe, Tel.+49-721-6809180, anna-lena.klingler@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

## **Kurzfassung:**

Aktuell wie auch zukünftig verändert sich der Strombezug aus dem Übertragungsnetz rapide. Nachfrageseitig geschieht das durch die Diffusion von Wärmepumpen und Elektromobilität, angebotsseitig durch dezentrale Stromerzeugung aus PV-Anlagen. Neben der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs hat beides Auswirkungen auf die Struktur des Lastverlaufs. Das Zusammenspiel von angebots- und nachfrageseitigen Veränderungen ist dabei weitgehend unbekannt. In diesem Artikel werden die Veränderungen der Lastganglinie ihren jeweiligen Ursachen zugeordnet und ihre jeweilige Bedeutung herausgestellt. Es kann gezeigt werden, dass elektrische Heizsysteme aufgrund von Effizienzmaßnahmen in Zukunft eine untergeordnete Rolle spielen und im Gegensatz zu PV-Stromerzeugung einen geringen Beitrag an saisonalen Lastschwankungen haben. Letztere ist neben Elektrofahrzeugen der größte Treiber für Veränderungen im Lastverlauf und insbesondere in Kombination führen sie zu großen Lastgradienten am Übergang von hoher Solareinstrahlung in den Mittagsstunden zu hohem Verbrauch durch Laden der Fahrzeuge am Abend. Mit der Diffusion von Elektrofahrzeugen, und damit auch elektrochemischen Speichern, zusammen mit Lastmanagementmaßnahmen steht aber auch ein substantielles Potential zur Verfügung, um diese starken Lastschwankungen abzumildern.

Der vorliegende Beitrag bietet einen Einstieg in das Thema und motiviert die Verknüpfung von Stromangebot und -nachfrage genauer zu untersuchen. Es werden erste Ergebnisse vorgestellt und Anforderungen an die zukünftige Modellierung der Netzlast daraus abgeleitet.

**Keywords:** vertikale Netzlast, Regelzonenlast, Lastmodellierung, PV, Lastmanagement, Technologiediffusion

## **1 Motivation**

Der Strombezug aus dem deutschen Übertragungsnetz wird sich in den nächsten Jahren massiv verändern. Im Bereich privater Haushalte reduziert Stromerzeugung aus PV-Anlagen einerseits die Nachfrage, Elektrifizierung der Heizsysteme und Elektromobilität führen andererseits zu einer Erhöhung [1]. Neben der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs hat beides Auswirkungen auf die stündliche Lastverteilung, also die Form der Lastganglinie. Diese bildet die Grundlage für die Kraftwerksplanung [2] und es stellt sich die Frage, ob der vorhandene Kraftwerkspark geeignet ist die zukünftige Last zu decken.

---

<sup>1</sup> Jungautor

Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich daher mit den Auswirkungen von PV-Stromerzeugung, Diffusion ausgewählter Technologien und Optimierung durch Lastmanagement auf den Jahreslastgang im Jahr 2050.

Die wichtigste Datengrundlage bilden die Lastdaten der Übertragungsnetzbetreiber. In Kapitel 2 werden daher zunächst die Begriffe der Regelzonenlast sowie der vertikalen Netzlast geklärt und von einander abgrenzt. Die Beschreibung des verwendeten Modells folgt in Kapitel 3. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 präsentiert und diskutiert. Abschließend folgt eine Zusammenfassung und kritische Würdigung in Kapitel 5.

## 2 Begriffsdefinition und Ausgangssituation

Laut der deutschen Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) sind die Betreiber von Übertragungsnetzen dazu verpflichtet den Lastverlauf in ihrem Netzgebiet als viertelstündliche Leistungsmessung zu veröffentlichen. Bis auf TenneT TSO stellen alle Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowohl den Verlauf der Regelzonenlast als auch der vertikalen Netzlast zur Verfügung. Die Regelzonenlast kann in stündlicher Auflösung außerdem vom ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) abgerufen werden.

Im Folgenden werden die beiden Lastbegriffe geklärt und voneinander abgegrenzt. Die geeigneten Lastdaten stellen die Grundlage für die Lastmodellierung dar.

### Regelzonenlast

Die Last der Übertragungsnetzbetreiber „[...] umfasst sowohl die Leistung aller an das Versorgungsnetz (Übertragungs- und Verteilernetz) angeschlossenen Kunden als auch die in den Versorgungsnetzen entstehenden Verluste. Nicht enthalten sind der elektrische Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke sowie die Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke“ [3]. Die Regelzonenlast entspricht somit der Stromnachfrage in der Regelzone.

Allerdings kann insbesondere die Nachfrage der Haushalte derzeit nicht leistungsgemessen sondern nur über Arbeitszähler aufgenommen werden. Bei einer Leistungsmessung an übergeordneten Abspanntransformatoren, kann wiederum die Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (bspw. Photovoltaik, Blockheizkraftwerken etc.) ins Niederspannungsnetz nicht von einer reduzierten Nachfrage unterschieden werden.

Die Regelzonenlast muss daher von den ÜNB berechnet werden. Die Berechnung basiert auf Informationen über die Stromerzeugung, welche die Nachfrage stets ausgleichen und daher mit dieser identisch sein muss. Die Lastberechnung lässt sich in folgender Formel zusammenfassen:

$$\text{Last} = \text{Brutto-Erzeugung} - \text{Kraftwerkseigenverbrauch} + \text{Import} - \text{Export} - \text{Pumpspeicherbezug} \quad (1)$$

Die Brutto-Erzeugung beinhaltet hierbei zentrale wie dezentrale, erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung. Die Netzverluste werden in dieser Berechnung nicht explizit abgezogen und sind in der Last enthalten [4].

Die Tatsache, dass es sich bei der Regelzonenlast um eine berechnete Größe handelt, birgt gewisse Ungenauigkeiten. Zum Einen wird die Erzeugerlast in jeder Regelzone unterschiedlich bestimmt und zum Anderen sind die verwendeten Daten mit Unsicherheiten behaftet. So

sind die installierten Kapazitäten von Erzeugungseinheiten nicht immer genau bekannt, außerdem liegen Einspeisedaten in unterschiedlicher Qualität vor (Zählwerte, Messwerte, Fahrpläne, Hochrechnungen usw.) [3].

### Vertikale Netzlast

Die vertikale Netzlast wird definiert als „die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz in der Regelzone über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern“ [5]. Im Gegensatz zur Regelzonenlast wird die vertikale Netzlast an den Netzknoten direkt gemessen, d.h. an 380/110-kV- und 220/110-kV-Transformatoren sowie 220-kV Leitungen zu direktangeschlossenen Weiterverteilern (Verteilernetzbetreibern (VBN)) und Letztverbrauchern, und kann so exakt bestimmt werden [6].

Nach dieser Definition wird die vertikale Netzlast negativ, wenn in den unteren Netzebenen mehr Strom eingespeist wird, als von den Verbrauchern angefordert wird. In den Regelzonen geschieht das in den letzten Jahren vermehrt durch dezentrale Erzeugung aus bspw. Photovoltaik-Anlagen, die vermehrt am Niederspannungsnetz angeschlossen sind [7, 8]. Schematisch ist die vertikale Netzlast in Abbildung 1 dargestellt.

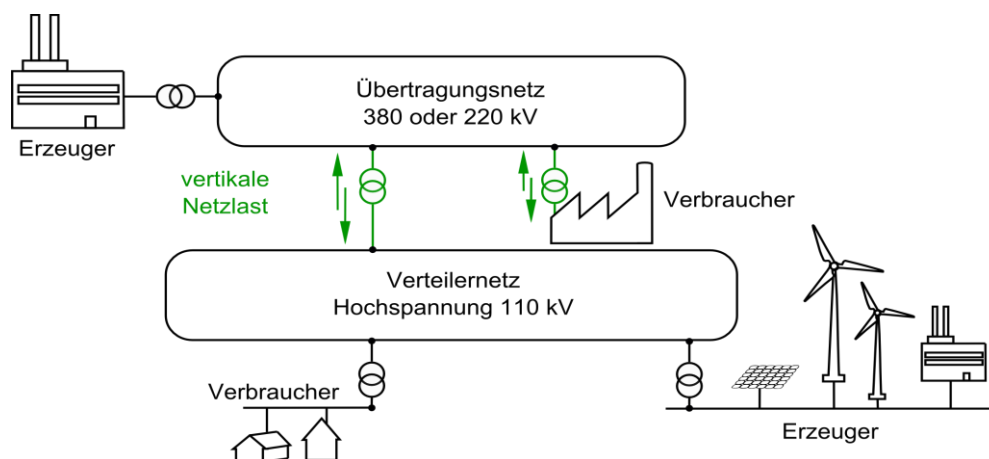


Abbildung 1: Schematische Darstellung der vertikalen Netzlast und Einordnung in die Stromversorgung.

Die Regelzonenlast ist also eine Abschätzung der kumulierten Verbraucherlast, wohingegen die vertikale Netzlast die an übergeordneten Transformatoren gemessene Last und somit die von Großkraftwerken bereitzustellende Strommenge darstellt.

Stellt man die beiden Lastarten einander gegenüber, zeigt sich ein Versatz, der sich vor allem aus Einspeisungen aus den in den Verteilernetzen angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Netzverlusten auf der Übertragungsnetzebene generiert und der in seiner jahres- und tageszeitlichen Struktur stark schwankt.

Die saisonalen und tageszeitlichen Unterschiede lassen sich auf die Einspeisung erneuerbarer Energien zurückführen, wobei PV-Anlagen eine dominante Rolle spielen, da deren Einspeisung von Tageszeit und Wettersituation abhängt.

Welche Auswirkung diese fluktuierende Einspeisung auf die Netzlast haben kann, zeigt sich deutlich in Abbildung 2. Hier sind die historischen Lastverläufe an zwei Tagen aus dem Jahr 2013 mit besonders niedriger und besonders hoher PV-Erzeugung dargestellt. Die eingespeiste PV-Leistung ist zum besseren Verständnis explizit ausgewiesen.

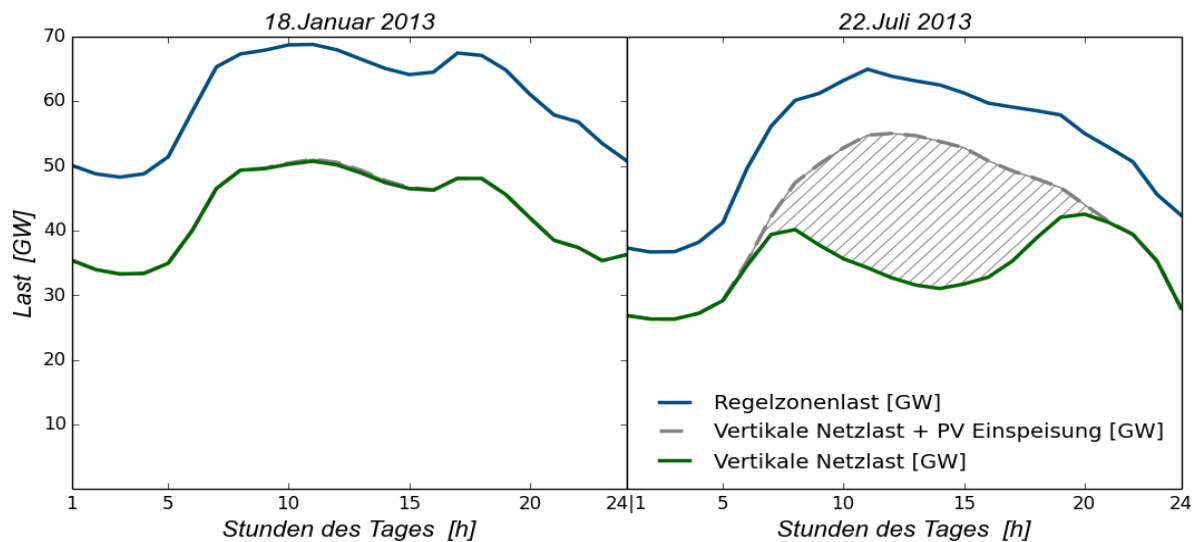


Abbildung 2: Regelzonenlast und vertikale Netzlast am 18. Januar (links) und 22. Juli 2013 (rechts).

Der Zubau von PV-Anlagen hat insbesondere in den letzten 5 Jahren einen extremen Anstieg erfahren. Es lohnt sich daher, die Entwicklung der vertikalen Netzlast in diesem Zeitraum genauer zu betrachten.

Abbildung 3 zeigt die normierte mittlere vertikale Netzlast in den Jahren 2010 bis 2014. Hier zeigen sich deutlich die Auswirkungen des Zubaus von Photovoltaik-Anlagen in den Verteilernetzen. In den Sommermonaten wird die mittlere Last in den Mittagsstunden von Jahr zu Jahr niedriger, was sich gut mit den wachsenden PV-Einspeiseprofilen deckt. Bestätigt wird diese Annahme im Lastverlauf der Wintermonate: hier ist die Reduktion auf Grund der geringeren Einstrahlung deutlich geringer. Der Winter 2014 sticht dabei durch überdurchschnittliche Globalstrahlungswerte hervor (39 kWh/m<sup>2</sup> im Vergleich zum Mittel von 34 kWh/m<sup>2</sup> über die Jahre 1981 – 2010 [9], siehe auch [10]).

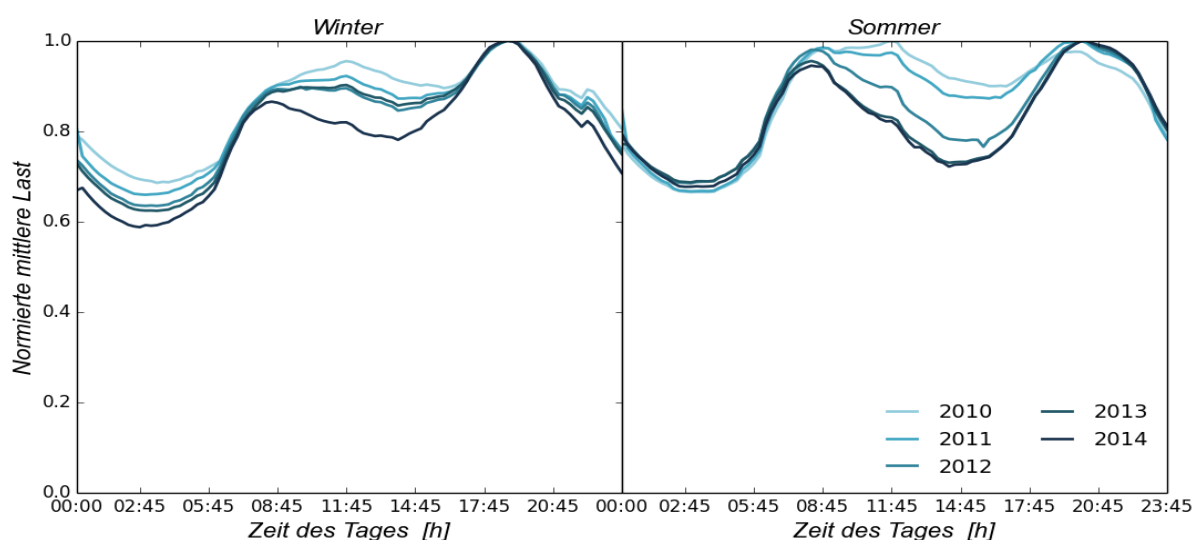


Abbildung 3: Entwicklung der normierten mittleren vertikalen Netzlast in Winter (links) und Sommer (rechts) über die Jahre 2010 – 2014.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch die Art der Messung die dezentrale Erzeugung in der vertikalen Netzlast schon berücksichtigt ist. Zudem handelt es sich hier um

gemessene Daten, die weniger fehlerbehaftet sind. Daher eignet sie sich besonders für die Untersuchung der eingangs definierten Fragestellung mittels Lastprojektion und wird als Berechnungsgrundlage verwendet.

### 3 Modellbeschreibung

Das in der vorliegenden Arbeit verwendete Lastmodell basiert auf dem von Boßmann et. al. entwickelten Modell eLOAD [11] und wurde für den Fokus auf PV-Stromerzeugung konfiguriert. Der in eLOAD implementierte Ansatz zielt darauf ab, eine stündlich aufgelöste Lastkurve unter Berücksichtigung struktureller Änderungen in der Jahresnachfragestruktur für ein zukünftiges Jahr (Projektionsjahr) zu erstellen. Das technologiespezifische Verbrauchsverhalten wird als unverändert angenommen.

Grundlage für die Erstellung der Lastkurve bilden historische Daten aus dem sogenannten Basisjahr, die in einer hohen zeitlichen Auflösung vorliegen müssen, da sich hiermit die Auflösung der zukünftigen Lastkurve determiniert. Benötigt werden die historische Jahreslastganglinie, das PV-Erzeugungsprofil sowie technologiespezifische Lastprofile, welche auch typtagbasiert vorliegen können und für die Berechnung zu einem Jahresgang zusammengesetzt werden. Als weitere Eingangsgrößen werden Projektionen der betrachteten Nachfrage- und Erzeugungstechnologien benötigt. In Abbildung 4 ist schematisch der Datenfluss in und aus dem Modell aufgezeigt.

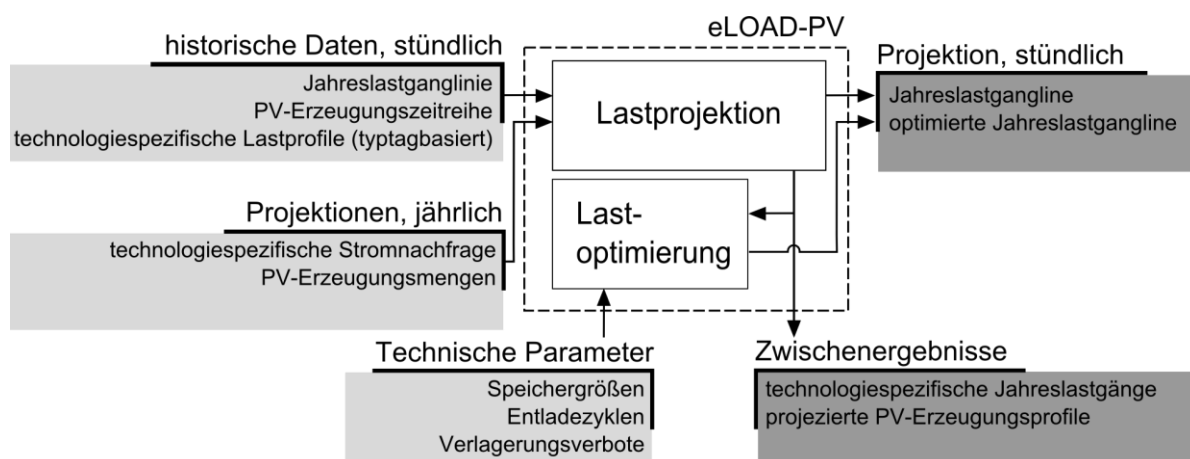


Abbildung 4: Datenflussdiagramm für das Lastmodell eLOAD-PV.

Die technologiespezifischen Jahreslastprofile werden entsprechend der absoluten Stromnachfrage zwischen Basis- und Projektionsjahr skaliert. Ein Rückgang der Stromnachfrage einer Anwendung impliziert eine negative Differenz der beiden skalierten Profile, eine Zunahme hat den gegenteiligen Effekt.

Die historische Jahreslastganglinie des Basisjahres wird separat entsprechend der kumulierten Nachfrageänderung aller nicht explizit betrachteten Anwendungen skaliert. Anschließend werden alle skalierten Lastkurven aufaddiert und das Resultat entspricht der Jahreslastganglinie für das Projektionsjahr.

Das eLOAD Modell verfügt außerdem über ein Lastoptimierungsmodul. In diesem Modellteil wird der optimale Einsatz der individuellen Verbraucherlast berechnet, indem die verbraucher-spezifischen Stromkosten minimiert werden. Grundlage für die Berechnung der

Stromkosten stellen die stündlich variierenden Großhandelsstrompreise dar. In der vorliegenden Analyse wird die Großhandelsstrompreise, vereinfacht, durch die Netzlast repräsentiert, da zwischen beiden ein linearer Zusammenhang besteht [12]. Die Lastoptimierung wird unter einer Vielzahl weiterer techno-ökonomischer Parameter durchgeführt, wie Speichergrößen, Entladezyklen und Verlagerungsverbote. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich unter [13].

#### 4 Zukünftige Lastentwicklung

Bei der Analyse der zukünftigen deutschen Netzlast wird in diesem Artikel vor allem das Zusammenspiel von angebotsgeriebener Netzlastreduktion durch steigende PV-Erzeugung und nachfrageseitiger Lastveränderung durch neue Verbraucher bis zum Jahr 2050 genauer beleuchtet. Um ein klares Verständnis über Ursachen und Wirkung zu erhalten wird die Lastmodellierung daher auf ausgewählte Technologien eingeschränkt.

So wird ausschließlich die Zunahme der PV-Stromeinspeisung untersucht, da diese durch ihr charakteristisches Profil für die Struktur des Lastganges besonders relevant ist. Andere Erzeugungstechnologien bleiben explizit unberücksichtigt.

Nachfrageseitig werden nur Elektrofahrzeuge und Heizsysteme explizit betrachtet, siehe Tabelle 1.

Tabelle 1: Verwendete Technologien auf Nachfrageseite für die Lastmodellierung

<b>Technologie</b>	<b>Haushaltssektor</b>	<b>GHD-Sektor</b>	<b>Verkehrssektor</b>
Elektro-LDV			X
Elektro-PKW			X
Warmwasser – direkt	X	X	
Warmwasser – Speicher	X		
Warmwasser – WP	X	X	
Raumwärme – direkt	X	X	
Raumwärme – Speicher	X		
Raumwärme – WP	X	X	
Umwälzpumpen	X	X	

Diese Verbrauchertechnologien stehen im Fokus, da sie zukünftig und aktuell mit hohen Nachfragemengen verknüpft sind.

Im Hinblick auf Lastmanagement verfügen sowohl die Elektrofahrzeuge, als auch Speicherheizungen und Wärmepumpen über eine Speichereinheit und stehen daher für eine nachgelagerte Optimierung der Verbraucherlast zur Verfügung.

Im Folgenden wird die Datengrundlage dargelegt und die Ergebnisse diskutiert.

## 4.1 Datengrundlage und Annahmen

In diesem Kapitel wird die verwendete statistische Basis beschrieben, sowie die projizierten Nachfrage- und Erzeugungsmengen für das Jahr 2050. Dabei wird auch auf die zu Grunde liegenden Annahmen eingegangen. Die historischen Zeitreihen und Strommengen beziehen sich aufgrund der Datenverfügbarkeit auf das Jahr 2010, welches auch das Basisjahr für die Nachfrageprojektionen darstellt.

### 4.1.1 Statistische Basis

Historische Eingangsdaten für das Lastmodell stammen aus öffentlich zugänglichen Datenbanken, sowie aus Modellrechnungen die sich auf empirische Daten und Messungen stützen.

### Jahreslastganglinie

Den Ausgangspunkt für die Lastmodellierung bildet die vertikale Netzlast der ÜNB (siehe Kapitel 2) aus dem Jahr 2010. Die Daten stammen von den vier ÜNB Amprion, 50Hertz, TenneT TSO und TransnetBW und liegen in viertelstündlicher Auflösung vor.

### PV-Zeitreihen

Neben der Lastganglinie werden auch stundenscharfe Daten für die Struktur der PV-Einspeisung benötigt. Da für das Jahr 2010 lediglich Einspeisezeitreihen für die 50Herz-Regelzone verfügbar sind, wurden die hier verwendeten Zeitreihen mittels solarer Strahlungsdaten aus [14] für Gesamtdeutschland erzeugt (Details zur Modellierung in [15]).

### Technologiespezifische Lastprofile

In dieser Analyse werden typtagbasierte Lastprofile für die Elektromobilität sowie die Warmwasserbereitstellung im Haushalts- und GHD-Sektor verwendet.

Die technologiespezifischen Lastprofile existieren für ganze Jahre oder einzelne spezifische Typtage (unterschieden nach Jahreszeit und Wochentag) und können zu Jahreslastprofilen zusammengesetzt werden [11]. In Abbildung 5 ist das Laden von Elektrofahrzeugen als ein solches typtagbasiertes Profil dargestellt. In diesem Profil gilt die Annahme des Ladens nach dem letzten Weg.

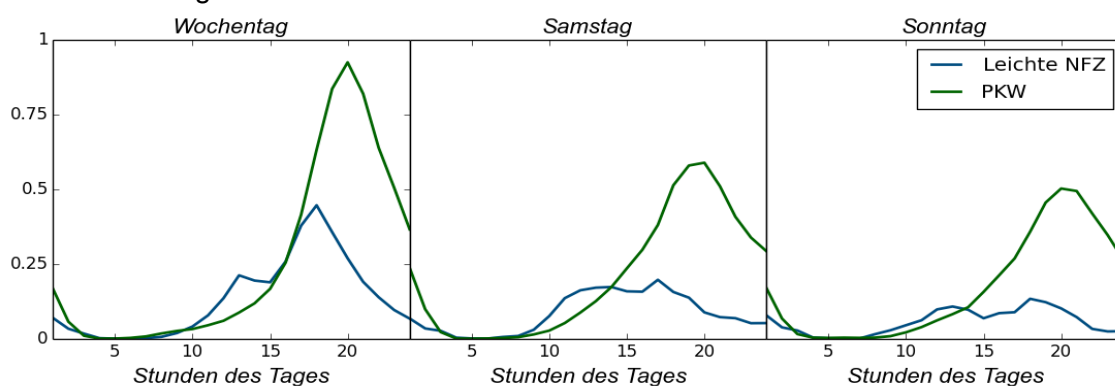


Abbildung 5: Typtagabhängige Lastprofile für das Laden von Elektro-PKW und leichten Elektro-Nutzfahrzeugen.

Die Profile für Raumwärmebereitstellung, weisen darüber hinaus eine Außentemperaturabhängigkeit auf, siehe Abbildung 6. Temperaturabhängige Profile werden für Raumwärmesysteme (Direktheizungen, Speicherheizungen, Wärmepumpen) in den beiden Sektoren angewandt. Der Industriesektor wird nicht betrachtet. Die stündlichen Temperaturdaten für das Jahr 2010 stammen aus der Merra-Datenbank der NASA [14].

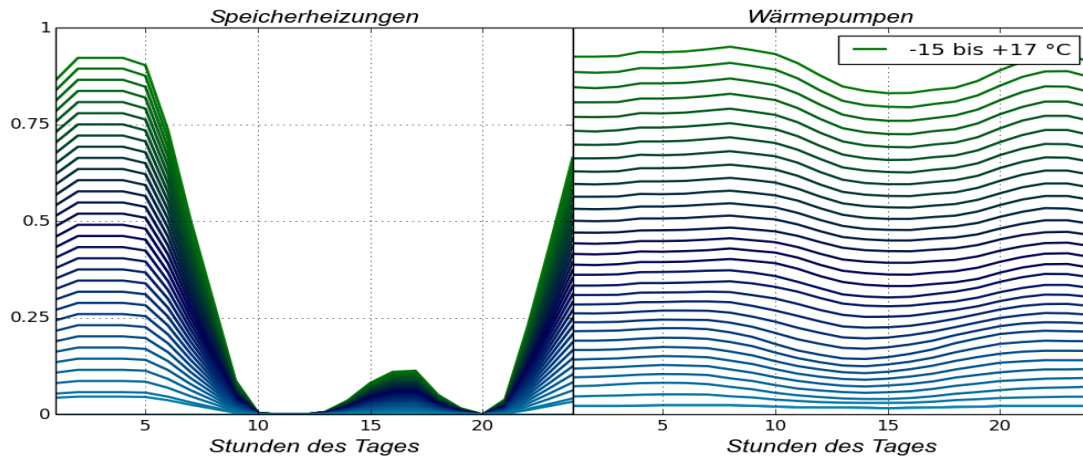


Abbildung 6: Temperaturabhängige Lastprofile für Speicherheizungen (links) und Wärmepumpen (rechts) im Haushaltssektor

### Technische Parameter

Für die Berechnung von Lastverlagerungsmaßnahmen werden für jede Technologie technische Gegebenheiten wie Speichergrößen, Entladezyklen und Verlagerungskorridore berücksichtigt.

Die Speichergrößen richten sich nach installierten Kapazitäten und sind im Falle der Heiztechnologien saisonabhängig. Die Speicherentladung ist jeweils bedarfsgetrieben und richtet sich nach der Bereitstellung der jeweiligen Energiedienstleistung. Heiztechnologien unterliegen keinem Lastverlagerungsverbot, für Elektrofahrzeuge ist eine Lastentnahme allerdings nur außerhalb ihrer Fahrzeiten möglich. Hier werden im Modell Fahrprofile hinterlegt, aus deren Verläufen sich die mögliche Ladeverfügbarkeit ableiten lässt.

#### 4.1.2 Projektionen

Angebotsseitig wird, ausgehend von einem 52-GW-Ausbauszenario, eine Sensitivität für die Entwicklung unterschiedlicher PV-Erzeugungsmengen betrachtet. Auf Seite der Stromnachfrage werden keine Sensitivitäten gerechnet.

### Nachfragemengen

Die jährlichen Stromnachfragemengen für die einzelnen betrachteten Anwendungen entstammen der Leitstudie 2015<sup>2</sup> [16] und wurden mit dem Bottom-up-Simulationsmodell FORECAST berechnet (nähere Informationen zum Modell in [13, 17]). Um die Auswirkungen einzelner Entwicklungen besser herauszustellen, werden in dieser Analyse aus der

<sup>2</sup> Da die Leitstudie noch nicht komplett veröffentlicht ist, können die hier verwendeten Daten und Informationen möglicherweise von den finalen Zahlen abweichen, die später im offiziellen Bericht verfügbar sind.



Leitstudie nur Nachfrageänderungen in den betrachteten Heiz- und Verkehrstechnologien verwendet, die restliche Nachfrage wird bis 2050 als konstant angenommen.

In Tabelle 2 und Tabelle 3 sind die wichtigsten Nachfrageentwicklungen zwischen 2010 und 2050 absolut (in TWh) und prozentual aufgeführt.

*Tabelle 2: Zunahme der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen bis 2050, gegenüber 2010, in TWh.*

[TWh]	PKW	Leichte NFZ
Elektrofahrzeuge	+30.2	+37.9

*Tabelle 3: Veränderung der Stromnachfrage von Raumwärmesystemen in Haushalts- und GHD-Sektor bis 2050, gegenüber 2010. Angaben absolut (in TWh) und prozentual.*

[TWh]	Haushaltssektor	GHD-Sektor
Direktheizung	-2.07 (-94%)	-6.27 (-100%)
Speicherheizung	-18.6 (-94%)	--
Wärmepumpen	+3.10 (+41%)	+4.15 (+17%)

### **PV-Erzeugungsmengen**

Um geeignete Annahmen über die Stromerzeugung aus PV-Anlagen zu treffen, wurden zunächst aktuelle Studien ausgewertet. Für das Jahr 2050 finden sich installierte Kapazitäten von 40 GW in [18] bis 110 GW in [19]. Die installierte PV-Leistung betrug im Jahr 2010 ca. 17.6 GW [20].

Unter der Annahme von 1000 PV-Vollaststunden [21], werden die Auswirkungen von 40 bis 110 TWh PV-Stromerzeugung auf die vertikale Netzlast im Jahr 2050 untersucht. Detaillierter betrachtet wird der Lastverlauf bei einer installierten Leistung von 52 GW bzw. 52 TWh, dem PV-Förderdeckel nach dem EEG [22].

## 4.2 Ergebnisse

Abbildung 7 stellt die Ergebnisse der eLOAD-PV Rechnungen mit 52 GW installierter PV-Leistung dar. Die Lastverläufe des Basisjahrs 2010 und der projizierten Last in 2050 sind für durchschnittliche Wochen- und Sonntage in Sommer und Winter abgebildet.

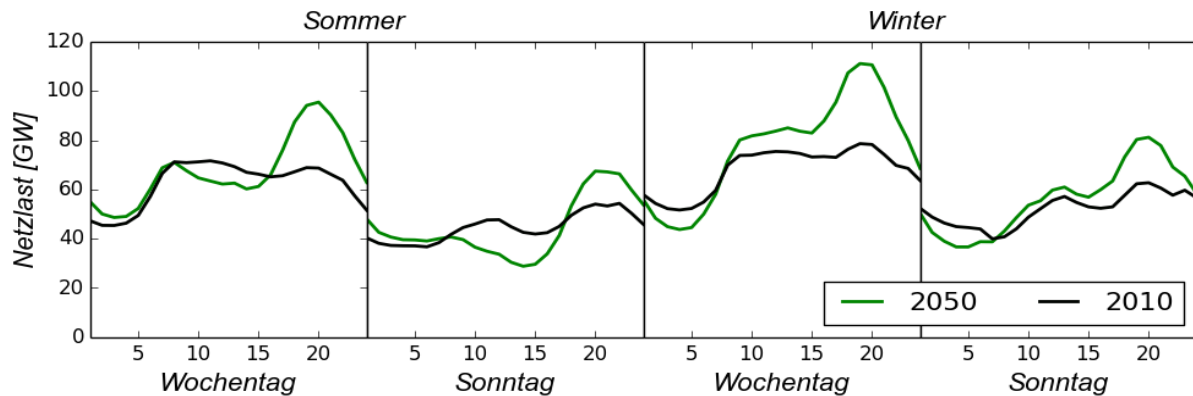


Abbildung 7: Mittlere vertikale Netzlast 2010 und 2050 mit 52 GW PV-Kapazität für Wochen- und Sonntage in Sommer und Winter.

Im Sommer sind eine Lastreduktion in den Mittagsstunden sowie eine starke Lastspitze am Abend zu erkennen. Im Winter zeigt sich ebenfalls eine Lastspitze am Abend, eine Lastreduktion tritt allerdings nur in den frühen Morgenstunden auf. Beide Effekte zeigen sich sowohl an Wochen- als auch an Sonntagen.

### Einfluss der Technologien

Durch die limitierte Anzahl an betrachteten Technologien in dieser Untersuchung können die Veränderungen der Netzlast eindeutig ihrem Verursacher zugeordnet werden, wie sich in Abbildung 8 zeigt.

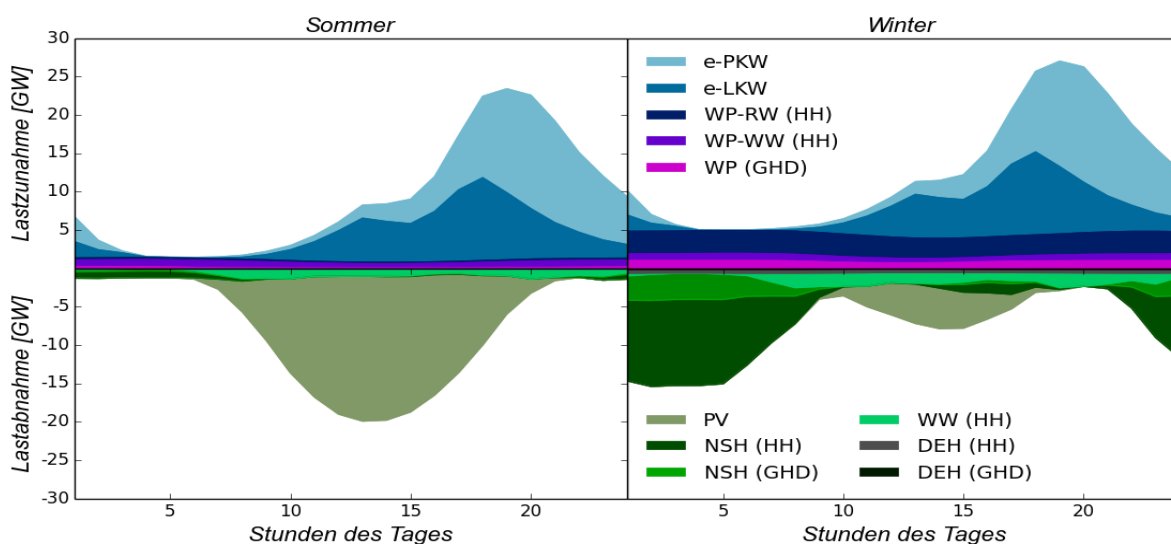


Abbildung 8: Mittlere Netzlastzunahmen (oben) und Lastabnahmen (unten) Sommer (links) und Winter (rechts) für ausgewählte Technologien.

Die Lastspitze am Abend wird durch das Laden von Elektrofahrzeugen verursacht. Während leichte Nutzfahrzeuge, die auch im kommerziellen Bereich eingesetzt werden, teilweise in den Mittagsstunden geladen werden, beschränkt sich die Stromnachfrage der privaten Elektro-PKW ausschließlich auf die Abendstunden.

Eine weitere wichtige Entwicklung nachfrageseitig ist der Ersatz von Nachtspeicherheizungen (NSH) durch die wesentlich effizienteren Wärmepumpen (WP) für die Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW)-Bereitstellung. Hierbei wird das prägnante Verbrauchsprofil der Nachspeicher durch die Bandlast der Wärmepumpen ersetzt. Vor allem in den Wintermonaten entsteht so eine Nettolastreduktion in den frühen Morgenstunden.

Angebotsseitig wird durch die Zunahme der PV-Produktion die vertikale Netzlast stark reduziert. Hier ist eine deutliche saisonale Differenz zu sehen: das sommerliche Lasttal in den Mittagsstunden führt zu einer mittleren Minderung der Netzlast um bis zu 40 GW; im Winter beschränkt sich dieser Effekt auf durchschnittlich 0,77 GW.

Wegen der besonderen Bedeutung der Photovoltaik, soll im Folgenden deren Auswirkung genauer betrachtet werden.

### Einfluss verschiedener PV-Erzeugungsmengen

Um den Einfluss der PV-Stromerzeugung auf die zukünftige vertikale Netzlast besser herauszustellen, wird der Lastverlauf in 2050 mit installierten PV-Kapazitäten zwischen 40 und 110 GW berechnet. In Abbildung 9 sind die Ergebnisse dargestellt, sowie der Lastverlauf in 2010 als Vergleichspunkt. Außerdem ist der Lastverlauf mit einer installierten PV-Leistung von 17 GW abgebildet, als Variante ohne weiteren Zubau gegenüber 2010.

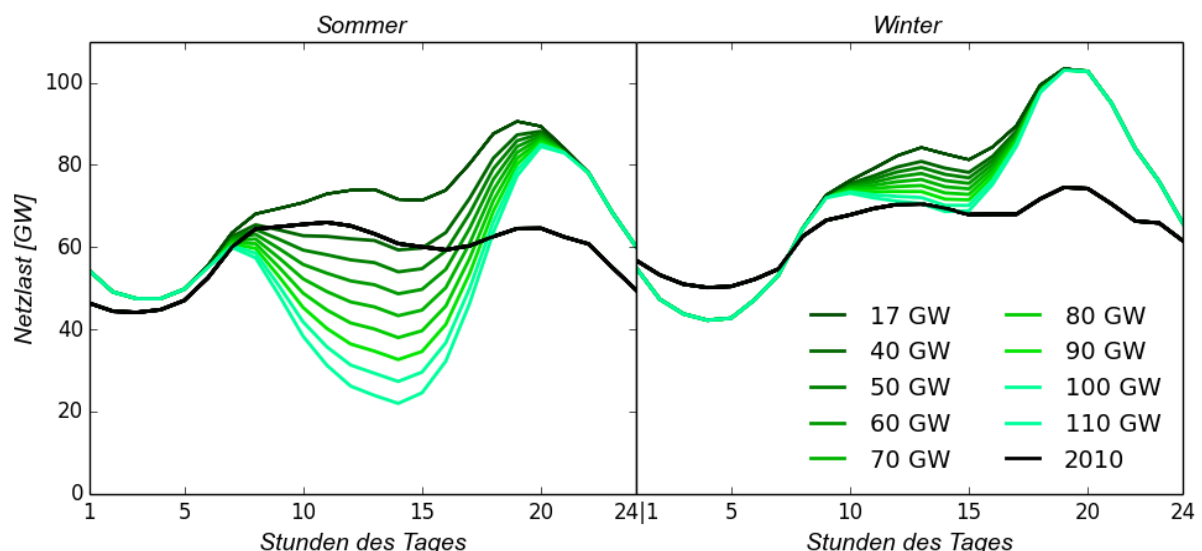


Abbildung 9: Mittlerer Lastverlauf in Sommer (links) und Winter (rechts) für das Jahr 2050 (grün) mit installierten PV-Kapazitäten zwischen 17 und 110 GW; historische Netzlast 2010 (schwarz).

Es zeigt sich sehr deutlich, dass der lastmindernde Effekt durch den Zubau von PV-Kapazität vor allem in den Mittagsstunden der Sommermonate auftritt. Hier steigt die mittlere Last vom Mittagstief um 14 Uhr zur Abendspitze um 20 Uhr von 59 GW auf 88 GW bzw. 22 GW auf 84 GW bei 40 bzw. 110 GW PV-Leistung. Das bedeutet im Mittel einen steigenden Lastgradienten von 400 MW pro 5 GW PV-Zubau. Im Winter steigt die Rampe dagegen im

Mittel nur um 125 MW pro 5 GW PV-Kapazität. Noch eindringlicher wird diese Diskrepanz an den beiden Extremtagen mit höchster und niedrigster solarer Stromerzeugung, siehe Abbildung 10. Hier wird die Netzlast bei einer PV-Kapazität von 110 GW im Sommer sogar negativ.

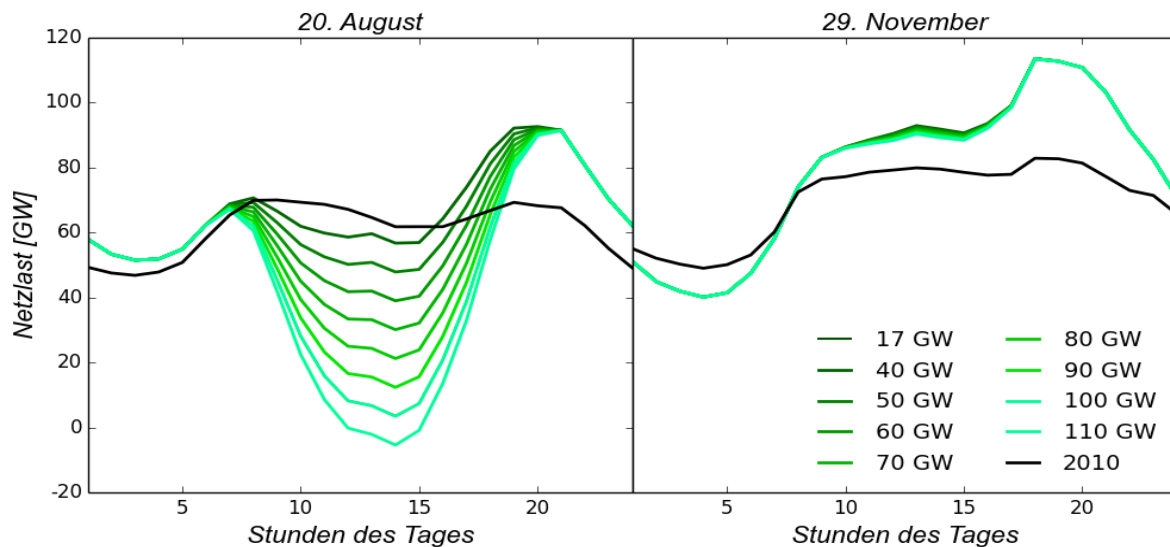


Abbildung 10: Lastverlauf an den Tagen mit höchster und geringster Solarstrahlung, dem 20. August und 29. November, mit installierten PV-Kapazitäten zwischen 17 und 110 GW; historische Netzlast 2010 (schwarz)

### Einfluss von Lastmanagement

Um diese steigenden Rampen mit zunehmender Installation von PV-Anlagen und zunehmendem Elektrofahrzeugaufkommen zu begegnen, wird auf Nachfrageseite seit einiger Zeit Lastmanagement als wichtigste Option gesehen. Auch in dieser Untersuchung zeigt sich, dass Elektrofahrzeuge zwar zu den größten Verursachern der Lastspitzen im Tagesverlauf zählen, gleichzeitig aber auch eine Lösung des Problems darstellen, wenn die Möglichkeit der Lastverlagerung besteht.

Abbildung 11 zeigt den Lastverlauf der vertikalen Netzlast für das 52-GW-Ausbauszenario an den beiden Tagen mit höchster und geringster PV-Einspeisung, dem 4. Juni und 29. November. Es wird deutlich, dass sich sogar an den beiden extremsten Tagen des Jahres eine Lastglättung derart erreichen lässt, dass der resultierende Lastverlauf geringere Rampen aufweist als die historische Lastkurve in 2010.

Diese Berechnung beruht auf der Annahme, dass sich alle Elektrofahrzeuge an Lastmanagementmaßnahmen beteiligen, wenn sie an ihre Ladestationen angeschlossen sind. Weitere Verlagerungsoptionen würden sich erschließen, wenn die Möglichkeit besteht die Fahrzeuge auch in den Mittagsstunden, bspw. am Arbeitsplatz, zu laden.

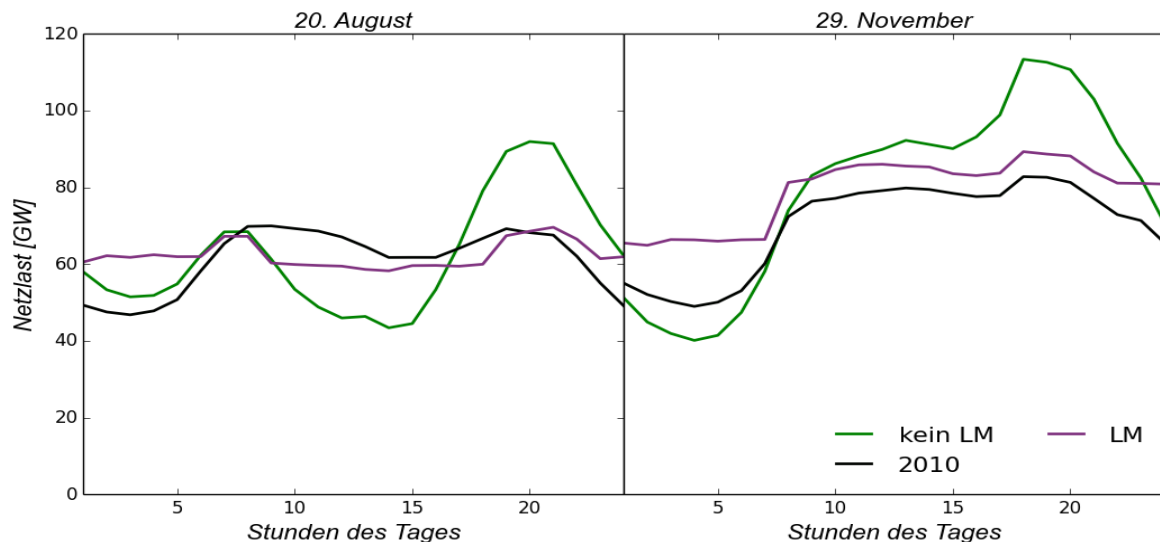


Abbildung 11: Lastverlauf an den Tagen mit höchster und geringster PV-Erzeugung, dem 20. August und 9. November; historische Netzlast (schwarz), ohne (grün) und mit Lastmanagement (lila).

Abbildung 12 zeigt die veränderten Lastprofile nach den Lastmanagementmaßnahmen für die drei wichtigsten Anwendungen: Elektro-PKW und leichte Nutzfahrzeuge sowie Wärmepumpen. Im Winter verschieben die Elektrofahrzeuge ihre Last vor allem in die frühen Morgenstunden in denen sich auch die meisten Fahrzeuge an ihrer Ladestation befinden. Im Sommer wird nach Möglichkeit auch in die Mittagsstunden mit hoher PV-Produktion verlagert. Wärmepumpen schalten in zu Spitzenlastzeiten ab und tragen so zur Lastglättung bei.

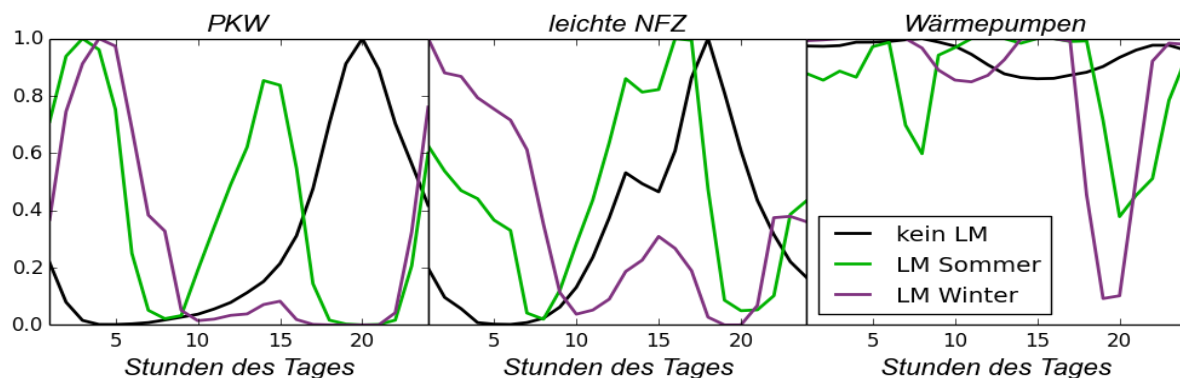


Abbildung 12: Lastprofile für das Laden von Elektro-PKW (links), leichten Elektro-Nutzfahrzeugen (Mitte) und Wärmepumpen (rechts) ohne und mit Lastmanagementmaßnahmen in Sommer (grün) und Winter (blau).

Im Gegensatz zu den Elektroautos, welche im Mittel Lasten von 160 GW pro Tag verlagern, weisen die Speicher der Heizsysteme kaum Verlagerungspotential auf. Hier werden im Mittel nur 5 GW verschoben. Durch Effizienzmaßnahmen in den Heiztechnologien sowie Gebäudedämmung geht der Wärmebedarf bis zum Jahr 2050 stark zurück, weshalb dementsprechend kleine Strommengen ausreichend sind um den Wärmebedarf zu decken. Zudem werden elektrische Speicherheizungen zugunsten der effizienteren Wärmepumpen ausgetauscht, welche allerdings geringere Verlagerungsmöglichkeiten zur Verfügung stellen.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wird der Begriff der vertikalen Netzlast geklärt und von dem der Regelzonenlast abgegrenzt. Über die letzten vier Jahre konnten beachtliche Veränderungen in der Struktur der Netzlast beobachtet werden. Ziel des vorliegenden Artikels ist es daher, die Auswirkungen des verstärkten dezentralen Ausbaus von PV-Anlagen und der Veränderungen in der Stromnachfragestruktur auf die Netzlast zu untersuchen.

Das Lastmodell eLOAD wird hierfür um die Daten der Netzlast erweitert und auf den Fokus der PV-Stromerzeugung konfiguriert.

Die Ergebnisse zeigen die Bedeutung des Einflusses, den das Zusammenspiel aus angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen auf die Struktur der zukünftigen Lastkurve ausübt. Das zusätzliche Angebot von PV-Strom in den Verteilernetzen senkt die Netzlast, insbesondere in den Mittagsstunden der Sommermonate. In Kombination mit den durch das Laden der Elektrofahrzeuge induzierten Abendspitzen entstehen sehr steile Lastgradienten von bis zu 8 GW. Die Last der Heizsysteme hat trotz der erwarteten Elektrifizierung in Zukunft einen geringeren Einfluss als heute, da Effizienzmaßnahmen und die Abkehr von Nachtspeicherheizungen zugunsten von Wärmepumpen zu einer starken Reduktion der Stromnachfrage dieser Technologien führen. Das in der Literatur häufig erwartete Lastverschiebepotential ist daher auch zum größten Teil in der Elektromobilität zu suchen. Mit der Diffusion dieser Technologie entsteht die Möglichkeit einer Lastglättung, die sogar zu einem Lastverlauf mit geringeren Rampen als im Basisjahr 2010 führen kann.

Die vorliegende Untersuchung stellt einen Einstieg in das Thema der Wechselwirkungen von Angebot- und Nachfrage in Bezug auf den Lastverlauf dar. Eine weitere zukünftig relevante Technologie sind dezentrale Batteriespeicher, welche im Falle einer Netzparität wirtschaftlich werden und zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils bei PV-Anlagen genutzt werden können. Eine Untersuchung deren Auswirkungen auf die Netzlast wäre ein nächster wichtiger Schritt. Damit einhergehend sollte genauer analysiert werden, inwieweit die verschiedenen Einflüsse auf die Nachfragestruktur räumlich zusammentreffen.

Als kurzfristiger nächster Schritt soll das Lastmodell und seine Eingangsgrößen auf ein späteres Jahr aktualisiert werden, da seit 2010 relevante Veränderungen auf Seite der Erzeugung in den Verteilernetzen stattgefunden haben, die nicht vollständig mit dem Modell nachgebildet werden können.

## 6 Literatur

- [1] Gobmaier, T.: Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Synthese zukünftiger Verbraucherlastgänge. Dissertation, TU München (2013)
- [2] Schwab, A.: Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Springer 2009
- [3] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, 50Hertz, Ampiron, TenneT, TransnetBW, 2014
- [4] ENTSO-E: Begriffsdefinitionen des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). <https://emr.entsoe.eu/glossary/bin/view/Main/>, abgerufen am: 12.12.2014

- [5] TenneT TSO: Vertikale Netzlast - Netzkennzahlen TenneT.  
<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/vertikale-netzlast>, abgerufen am: 12.12.2014
- [6] Bundesnetzagentur: Szenariorahmen 2022: Genehmigung
- [7] Roon, S. v., Beer, M. u. Schmid, T.: Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark - Lastgangsynthese. Euro Heat & Power (2008) Heft 4
- [8] Robinius, M., Stein, F. t., Schiebahn, S. u. Stolten, D.: Lastmodellierung und -visualisierung mittels Geoinformationssystemen. 13. Symposium Energieinnovationen, Graz 2014
- [9] Deutscher Wetterdienst (DWD).  
[http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=dwdwww\\_klima\\_umwelt&\\_nfls=false](http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_klima_umwelt&_nfls=false), abgerufen am: 20.01.2015
- [10] BMWi: Strommix 2014: Erneuerbare auf Rekordhoch. Pressemitteilung, 2015.  
<http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/1/Meldung/infografik-strommix-2014-erneuerbare-auf-rekordhoch.html>, abgerufen am: 24.01.2015
- [11] Boßmann, T., Elstrand, R., Lickert, F. u. Wietschel, M.: Die deutsche Stromnachfrage im Jahr 2050: Strukturelle Änderungen der Lastkurve und ihre Auswirkungen auf die Angebotsseite. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2013
- [12] Sensfuß, F., Ragwitz, M. u. Genoese, M.: The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy 2008 36, S. 3086–3094
- [13] Fraunhofer ISI: Internetauftritt FORECAST/eLOAD Modellsystem. [www.forecast-model.eu](http://www.forecast-model.eu)
- [14] NASA: MERRA Data Holdings, 2014
- [15] Schubert, G.: Modeling hourly electricity generation from PV and wind plants in Europe. 9th International Conference on the European Energy Market (2012)
- [16] Fraunhofer ISI, Consentec, Ifeu, R2b, EEG TU Wien, TEP Energy: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte - Leitstudie 2014 (2014)
- [17] ESA<sup>2</sup>: Shaping our energy system - combining European modelling expertise. Case studies of the European energy system in 2050 2013
- [18] EWI, GWS, Prognos: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesrepublik Deutschland. Projekt Nr. 10/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technik (BMWi) (2010)
- [19] Schmid, E. u. Knopf, B.: Ambitious mitigation scenarios for Germany: a participatory approach. Energy Policy (2012) 51, S. 662–672
- [20] Quaschnig, V.: Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland. <http://volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php>
- [21] Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland (2012)
- [22] Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EEG). 2014