

# Eigenverbrauchs- und Kostenoptimierung zur Untersuchung des Einflusses dynamischer Stromtarife auf die Netznutzung

Armin Wolf, Steffen Unger, Marc Schultz

IT4Energy  
Fraunhofer FOKUS  
Kaiserin-Augusta-Allee 31  
10589 Berlin  
{armin.wolf | steffen.unger | marc.schultz}@fokus.fraunhofer.de

**Abstract:** Im Folgenden wird eine Softwarekomponente für ein „Demand-Side-Management“ vorgestellt, die unter Nutzung von Batteriespeichern und verschiebbarer Lasten den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom – vorzugsweise aus regenerativen Quellen – optimiert, wobei der Bezug aus dem lokalen Stromnetz möglichst kostengünstig durch die Nutzung dynamischer Strompreise erfolgt. Diese Optimierungskomponente ist Bestandteil eines verteilten „Living Lab“, das unter anderem dazu dient zu untersuchen, welchen Einfluss dynamische Tarife auf das Nutzerverhalten in verschiedenen Kontexten und Anwendungsszenarien haben.

## 1 Einleitung und Motivation

Die informations- und kommunikationstechnische Integration dezentraler Energieanlagen in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromnetz wird als „Smart Grid“ bezeichnet. Eine starke Nutzung erneuerbarer, volatiler Energiequellen führt zu einem Paradigmenwechsel in der Energieversorgung. Während die bisherige Versorgung nachfrageorientiert war, sind neue Mechanismen gefragt, die den Energieverbrauch an der schwankenden Erzeugung ausrichten. Das heißt, den idealerweise reduzierten Energieverbrauch der klimafreundlichen Erzeugung so anzupassen, dass möglichst viel der verfügbaren Wind- und Sonnen- oder Biomassenenergie genutzt werden kann. Das Potenzial zur Anpassung des Energieverbrauchs an die Erzeugung, durch sogenannte „verschiebbare Lasten“ ist laut einer VDE-Studie [ETG12] durchschnittlich 8,5 GW (Stand 2011), was einem jährlichen Energiebedarf von 74,5 TWh entspricht und damit ca. 12 % des Gesamtstrombedarfs ausmacht.<sup>1</sup> Um dieses Potenzial zu nutzen, müssen die Stromkunden allerdings in irgendeiner Form davon Kenntnis erhalten, zu welchen Zeiten es günstig ist, den Strom zu verbrauchen – nämlich dann, wenn viel erneuerbare Energie zur Verfügung steht – und zu welchen Zeiten eher nicht. Dabei ist „günstig“ durchaus auch im wörtlichen Sinn von „preisgünstig“

---

<sup>1</sup> laut BDEW betrug der Bruttostromverbrauch 602,6 TWh in 2011

zu verstehen, denn niedrige Strompreise zu bestimmten Zeiten stellen für Stromkunden attraktive Anreize dar, um ihr Stromnutzungsverhalten entsprechend anzupassen.

Setzt man die flächendeckende Einführung von last- und zeitvariablen Tarifen und einer entsprechenden Mess-Infrastruktur zur Abrechnung (sog. „Smart Meter“) voraus, bedarf es jedoch weiterer informationstechnischer Unterstützung bei der kostengünstigen Verschiebung von Lasten: Es ist nicht zu erwarten, dass ein Stromkunde eigenständig ein Lastmanagement betreibt und seine elektrischen Verbraucher (Geräte, Maschinen, aber auch Elektrofahrzeuge etc.) zu bestimmten Niedrigtarifzeiten manuell koordiniert und schaltet. Im weiteren Verlauf wird daher eine Demand-Side-Managementsoftware vorgestellt, die mittels mathematischer Optimierung und unter Berücksichtigung variabler Stromtarife und individueller Vorgaben die Nutzung auch von eigenerzeugtem Strom (Verbrauch, Speicherung, Einspeisung) kostengünstig plant. Diese Software wird in einem größeren Projektkontext eingesetzt, um den Einfluss variabler Stromtarife auf das Verbrauchsverhalten zu simulieren und zu untersuchen, ob sich z.B. „Überschwing-Effekte“ einstellen, d.h. ein zu hoher Strombedarf durch Lastverschiebung auch zu Zeiten hoher Stromverfügbarkeit. Dies soll helfen, Maßnahmen zu entwickeln, um solchen Effekten entgegenzuwirken, z.B. durch Anheben des Strompreises an bestimmten Leistungsgrenzen, z.B. durch sogenannte *Inclining Block Rates (IBR)* (vgl. [MRLG10]).

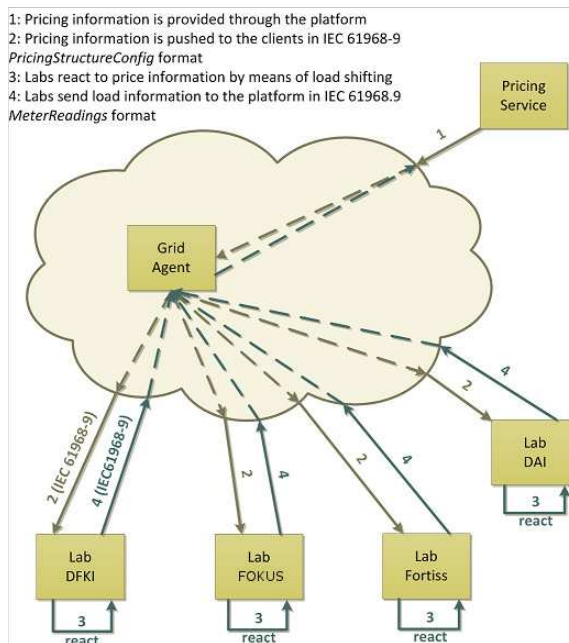


Abbildung 1: Architektur des „Open SES Experience Labs“

Bei dem Projektkontext handelt es sich um eine „Experience Lab“-Aktivität des European Institute of Technology (EIT) in der „Action Line Smart Energy Systems (SES)“,

nämlich um Aktivität 11831 „Open SES Experience Labs“. Dort wird eine dezentrale Infrastruktur entwickelt, um verteilte Energieexperimente durchführen zu können. Die Infrastruktur erlaubt es, verschiedene Laboratorien und Simulationsplattformen der Partner zu verbinden, um mit definierten Szenarien die Wechselwirkung zwischen im Markt aus Angebot und Bedarf ermittelten Preisen und lokalen (in den angeschlossenen Laboratorien der Partner) vorliegenden Produktions- und Verbrauchsprofilen abzubilden und zu erforschen. Eine Übersicht über die Struktur des Systems findet sich in Abbildung 1. Die lokalen Komponenten der Partner realisieren dabei verschiedene Anwendungsfälle:

- Reale „Living Labs“ mit Produktions- und Verbrauchskomponenten (Photovoltaik, IT-Geräte, Beleuchtung usw.) und Sensoren zur Messung von aktuellem Energieverbrauch und -produktion,
- Ladestationen für Elektroautos,
- Simulationskomponenten zur Vorhersage der Eigenproduktion aus regenerativen Energiequellen, zur Speicherung von Energie in Batterien und zur Planung des Verbrauchs im Büro und im Haushalt.

Die im Folgenden beschriebene Komponente gehört zur letzten Kategorie.

Das verteilte System aus realen und simulativen Komponenten erlaubt die Definition vielfältiger Szenarien zum Studium des Verhaltens und der Wechselwirkungen dieses komplexen Systems von Energiemarkt, Energieproduktion und Energieverbrauch. Im einfachsten Fall (s. Abb. 1) besteht das System aus verschiedenen Simulationskomponenten zur Ermittlung eines Energiepreises für jeweils die nächsten 24 Stunden, die Marktmechanismen nachbilden und dabei Energieproduktion und Energiebedarf berücksichtigen; weiterführende Information zur Ermittlung von Energiepreisen und Marktmechanismen ist in [CHL<sup>+</sup>13, LCP<sup>+</sup>14] zu finden.<sup>2</sup>

Diese Komponenten ermitteln ein Preisprofil, das den angeschlossenen Partnerlaboratorien zur Verfügung gestellt wird. Diese verteilten lokalen Komponenten verfügen je nach Ausprägung über eine Vorhersage der eigenen Produktion erneuerbarer Energie, über Möglichkeiten zur Energiespeicherung und ein Profil fixer und verschiebbarer Lasten. Basierend auf den Preisinformationen und den lokalen Erfordernissen bestimmen sie ein lokales Lastprofil ebenfalls für die nächsten 24 Stunden und stellen dieses den Preissimulatoren zur Verfügung. Preisinformationen und daraus resultierende Lastprofile werden unter Nutzung des IEC 61968-9-Standards ausgetauscht. Die gegebenenfalls veränderten Lasten können zu einer bedarfsabhängigen Anpassung des Preisprofils führen, das wiederum den Klienten zur Verfügung gestellt wird. Sowohl auf Seite der Preisbestimmung als auch in den lokalen Laboratorien können nun verschiedene Kriterien zur Optimierung des Energieverbrauchs, zur Kostenreduktion, zur Erhöhung des Eigenverbrauchs usw. angesetzt werden und dadurch eine Vielzahl von Wechselwirkungen im Gesamtsystem untersucht werden. Die hier vorgestellte Demand-Side-Managementsoftware kann durch Parametrierung der beteiligten Produktions-, Speicher- und Verbrauchskomponenten eine Vielzahl verschiedener Klienten abbilden und damit ein System mit vielen Produzenten und Verbrauchern abbilden.

---

<sup>2</sup>siehe auch [http://virtuallsmartgrid.project.cwi.nl/wiki/Market\\_Garden](http://virtuallsmartgrid.project.cwi.nl/wiki/Market_Garden)

## 2 Verwandte Arbeiten

Während bei den eigenen Vorarbeiten [WLS13] nicht-unterbrechbare aber zeitlich verschiebbare Lastprofile mittels constraintbasierter Planung so terminiert werden, dass vordefinierte zeitliche Abhängigkeiten erfüllt und deren Kosten durch Nutzung eines zeitvariablen Strompreises minimiert werden, wird im Folgenden ein wesentlich komplexeres Stromnutzungsszenario betrachtet. Ergänzend wird nämlich neben einem fixen Verbrauchs- und Erzeugungsprofil (z.B. durch eine Photovoltaik-Anlage) auch Energiespeicherung mittels Batterien und die Möglichkeit der Netzeinspeisung berücksichtigt. Die dabei eingesetzte mathematische Modellierung ist ähnlich der in [STvdBH13] verwendeten; dort werden allerdings noch elektrische Heizungen und Kühlungen berücksichtigt und eine Optimierung unter unsicherem Verbrauchsverhalten und Strompreisen durchgeführt. Die resultierenden Optimierungsprobleme werden mit Hilfe gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (*Mixed Integer Linear Programming* – MILP) gelöst, die auch zur Modellierung und Lösung der verwandten, jedoch spezielleren *Unit Commitment Problems* eingesetzt wird (vgl. [SDSK13])<sup>3</sup>.

Ein ähnliches Vorgehen ist auch bei [MRLG10] zu finden. Der Artikel beschreibt ein Verbrauchsmodell, bei dem der Energiebedarf von Verbrauchern innerhalb eines Zeitintervalls zu decken ist, wobei bei Vorgabe von dynamischen lastabhängigen Preisstufen nach Kosten und nach Verzögerung optimiert wird. Das Modell sieht allerdings weder geräte- noch anlagenspezifische Verbrauchsprofile und auch keine temporalen Abhängigkeiten zwischen den entsprechenden Aktivitäten vor. Interessant ist jedoch die Berücksichtigung von lastabhängigen Preisstufen, um insbesondere die Attraktivität von Niedrigpreisperioden bei steigender Last zu senken. Zwar wird die Nutzung von Batteriespeichern (hier von Elektrofahrzeugen) als Energiepuffer zur Einspeisung bei Spitzenlastzeiten andiskutiert, jedoch nicht im Detail ausgearbeitet. Experimentelle Untersuchungen zeigen auf, dass durch die Optimierung z.T. signifikant Kosten eingespart werden können und insbesondere lastabhängige Preisabstufungen helfen, Lastsynchronisationen zu vermeiden (da zuviel Last „bestraft“ wird).

In [LKK12] wird ein auf Tiefensuche basierender Scheduling-Ansatz beschrieben, um sowohl nicht-unterbrechbare als auch unterbrechbare Lastprofile so zu planen, dass die Lastspitze über einen diskreten Zeitraum minimiert wird, allerdings werden zeitvariable Preise dabei nicht berücksichtigt. Zur Optimierung wird eine Art *Branch-and-Bound*-Ansatz verfolgt, so dass Suchzweige nicht weiter verfolgt werden, wenn die aktuell beste Lastspitze überschritten wird. Experimentelle Ergebnisse zeigen, dass das genutzte Suchverfahren ohne zusätzliche Suchraumeinschränkung für größere Probleme aufgrund langer Laufzeiten nicht praktikabel einsetzbar ist.

Die Notwendigkeit zur Erstellung von geräte- und betriebsspezifischen Lastprofilen, die Grundlage für ein Demand-Side-Management (DSM) sind, wird in [PKRT14] motiviert. Des weiteren wird auf die DSM-Potenziale verschiedener Geräteklassen eingegangen, hinsichtlich Unterbrechbarkeit und Verschiebbarkeit. Größtes Potenzial haben im Haushalt Wäschetrockner, da sie periodisch einen hohen Verbrauch haben, ihre Nutzung lange ver-

---

<sup>3</sup>Hier werden neben Erzeugern auch Verbraucher und Speicher betrachtet.

schiebbar ist und die Heizung bis zu 30 Minuten unterbrechbar ist. Danach kommen Klimaanlage, da Leistung und Betriebsdauer bei einem hohem Strombedarf variabel sind, sowie Geschirrspüler, da diese bei einem relativ hohen Stromverbrauch ein großes Verschiebepotenzial haben.

### 3 Die Optimierungskomponente

Die Optimierungskomponente unterstützt die Modellierung verschiedener, teils steuerbarer Stromerzeuger, -verbraucher und -speicher in einem „Micro-Grid“, das an ein Verteilnetz angeschlossen ist und von dort Strom beziehen aber auch in dieses einspeisen kann. Damit lassen sich sowohl Wohn- und Geschäftsgebäude aber auch Gewerbebetriebe modellieren. Ziel der Optimierung ist es, unter der Vorgabe eines dynamischen Strompreises (*Real Time Price* - RTP) und unter Nutzung von Freiheitsgraden, die Stromnutzung kostenminimal zu steuern. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien (z.B. durch eine Photovoltaik-Anlage oder ein Windrad) erfolgt und wie ein Teil des Stromverbrauchs zwar vorhersagbar aber nicht beeinflusst wird. Die Möglichkeit der Optimierung ist jedoch durch zeitliche Verschiebbarkeit von Lasten und die Nutzung des eigenerzeugten Stroms und des Netzes als Stromquelle und -senke sowie das Laden und Entladen von Batteriespeichern gegeben. Die Optimierung unterstützt das Energiemanagement im „Micro-Grid“ dadurch, dass sie bestimmt, welche Anteile von Stromüberschüssen wie zu verbrauchen, zwischenzuspeichern oder ins Netz einzuspeisen sind und welche Anteile von Strombedarfen aus dem Netz oder aus der Batterie gedeckt werden, so dass die energetischen Randbedingungen erfüllt sind und dies möglichst kostengünstig ist.

#### 3.1 Modellierung

Es wird angenommen, dass ein dynamischer Strompreis  $r : H \rightarrow \mathbb{Q}$  für ein festes Zeitintervall (den *Planungshorizont*)  $H = [u, w)$  mit  $u, w \in \mathbb{Q}$  gegeben und stückweise konstant ist, d.h. dass es äquidistante diskrete Zeitschritte<sup>4</sup>  $u = t_1 < t_2, \dots < t_n = w$  mit  $t_i \in \mathbb{Q}$  für  $i = 1, \dots, n$  gibt, so dass gelte

$$\exists \Delta t \in \mathbb{Q} \forall i \in \{1, \dots, n-1\} : \Delta t = t_{i+1} - t_i \quad (1)$$

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} \forall t \in [t_i, t_{i+1}) \exists r_i \in \mathbb{Q} : r(t) = r_i \quad (2)$$

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Steuerung zur Minimierung der Stromkosten zu den Zeitschritten  $t_1, \dots, t_{n-1}$  für die jeweiligen Zeitintervalle  $[t_i, t_{i+1})$  erfolgt und jede Stromquelle oder -senke (Erzeuger, Verbraucher, Speicher, Netz) in jedem Zeitintervall  $[t_i, t_{i+1})$  des Planungshorizontes eine durchschnittliche Leistungsabgabe oder

<sup>4</sup>Die Äquidistanz ist o.B.d.A. durch die geeignete Granularität aufgrund der Diskretisierung immer herstellbar.

-aufnahme  $p_i$  hat, wobei das Vorzeichen Auskunft über Abgabe bzw. Aufnahme gibt.<sup>5</sup> Dabei sei  $(p)_+ = |p|$ , falls  $p > 0$  ist und  $(p)_+ = 0$  ansonsten. In Analogie sei  $(p)_- = |p|$ , falls  $p < 0$  ist und  $(p)_- = 0$  ansonsten, wobei  $p \in \mathbb{Q}$  gelte (vgl. [STvdBH13]).

Wesentlich für die Optimierung ist, dass die Leistungen innerhalb des modellierten Micro-Grids in jedem Zeitintervall ausgeglichen sind, d.h. wenn  $S$  die Menge aller Stromquellen und -senken ist, dann soll gelten:

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} : \sum_{s \in S} p_i^s = 0 . \quad (3)$$

Ferner ist sowohl die Summe der Stromzuflüsse als auch der -abflüsse zu jedem Zeitraum entsprechend der Leistungskapazität der lokalen Infrastruktur (Leitungen, Schalter, Sicherungen, etc.) beschränkt:

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} : \sum_{s \in S} (p_i)_+^s \leq C \wedge \sum_{s \in S} (p_i)_-^s \leq C , \quad (4)$$

wobei  $C$  eine fest gegebene Leistungsgrenze sei.

### 3.1.1 Netzbezug und -einspeisung

Das Hauptziel der Optimierung ist es, die Kosten für den Bezug von Strom aus dem Netz zu minimieren, wobei eine Einspeisung ins Stromnetz dabei zusätzlich kostensenkend wirkt. Im Gegensatz zu einem variablen Bezugspreis wird gegenwärtig von einer festen Vergütung  $v$  innerhalb des betrachteten Planungshorizonts ausgegangen. Eine Erweiterung des Modells um variable Einspeisevergütungen wäre einfach umsetzbar.<sup>6</sup> Durch die Optimierung ist folglich ein Bezugs-/Einspeiseprofil  $p_1, \dots, p_{n-1} \in \mathbb{Q}$  zu bestimmen, so dass der Zielfunktionswert

$$\text{cost} = \sum_{i=1}^{n-1} (r_i(p_i)_+ - v(p_i)_-) \rightarrow \min! \quad (5)$$

minimiert wird, wobei negative Leistungswerte Einspeisungen und positive Werte Bezüge darstellen.

### 3.1.2 Eigenerzeugung und fester Verbrauch

Eigenstromerzeugung mittels Photovoltaik-Anlagen oder Windrädern wird als vorhersagbar aber in dem betrachteten Kontext als nicht beeinflussbar angenommen. Gleiches gilt für einen Teil des Stromverbrauchs, der meist ad-hoc und abhängig vom aktuellen Bedarf erfolgt. Darunter fallen Aktivitäten wie Kochen, Duschen, Fernsehen aber auch Beleuchtung. Dies resultiert in Summe in einem bei der Optimierung fest vorgegebenen

<sup>5</sup>Die genaue Bedeutung wird im weiteren Verlauf konkretisiert.

<sup>6</sup>in Analogie zu den zeitvariablen Strompreisen.

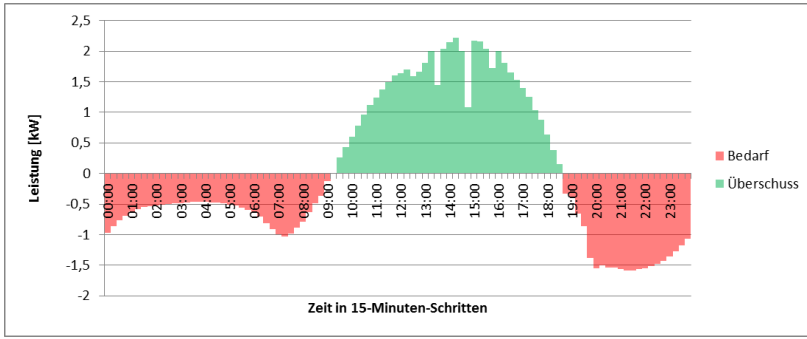


Abbildung 2: Bedarf-Überschuss-Profil eines Einfamilienhauses mit PV-Anlage im Sommer

Leistungsprofil  $p_1, \dots, p_{n-1} \in \mathbb{Q}$ , wobei negative Leistungswerte einen entsprechenden Strombedarf und positive Werte einen Stromüberschuss widerspiegeln. Abbildung 2 zeigt ein typisches Leistungsprofil für einen sonnigen Sommertag mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Während am Morgen, am Abend und in der Nacht der nicht-verschiebbare Strombedarf nicht durch die PV-Anlage gedeckt wird, besteht über den Tag ein Stromüberschuss mit einer Leistungsspitze am frühen Nachmittag.

Ist durch regulatorische Vorgaben gefordert, dass eine Netzeinspeisung nur durch Eigenproduktion erfolgen darf (und z.B. nicht aus einem Batteriespeicher), kann man dieser Forderung durch die Bedingungen

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} : (p_i^{\text{grid}})_- \leq (p_i^{\text{own}})_+ \quad (6)$$

nachkommen, wobei  $(p_i^{\text{grid}})_-$  die Einspeisung im Zeitfenster  $i$  ist und  $(p_i^{\text{own}})_+$  die Eigenproduktion zur selben Zeit darstellt.

### 3.1.3 Batterie

Eine Batterie hat idealerweise einen Ladezustand  $E \in [E_{\text{dod}}, E_{\text{max}}] \subseteq \mathbb{Q}$ , wobei  $E_{\text{dod}} > 0$  eine Entlade-Untergrenze (*depth-of-discharge*) ist, die nicht unterschritten werden sollte und  $E_{\text{max}} > E_{\text{dod}}$  ihre maximale Ladekapazität ist. Auch die maximale Lade- und Entladeleistung einer Batterie ist batteriespezifisch gegeben:  $p_i \in [p_{\text{charge}}, p_{\text{discharge}}]$  für  $i = 1, \dots, n-1$ , wobei eine negative Leistung ein Laden bedeutet und eine positive Leistung ein Entladen. Weiterhin hat jede Batterie einen Wirkungsgrad  $\eta \in [0, 1]$ , so dass sich der Ladezustand einer Batterie zum Zeitpunkt  $t_{i+1}$  aus dem Ladezustand zum Zeitpunkt  $t_i$  wie folgt ergibt:

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} : E_{i+1} = E_i + \Delta t(\eta(p_i)_- - (p_i)_+) . \quad (7)$$

Der Einfachheit halber wird die Selbstentladung einer Batterie nicht berücksichtigt, da sie im Allgemeinen pro Tag nur wenige Prozent beträgt und bei einer rollierenden Tagespla-

nung Soll-Ist-Abweichungen durch Messwerte aus dem Batteriemonitoring ausgeglichen werden können.

### 3.1.4 Verschiebbare Lasten

Eine zeitlich verschiebbare Aktivität („Last“) mit der Dauer  $m$  sei durch ihr Lastprofil  $l_1, \dots, l_m \in \mathbb{Q}^+$  gegeben, das innerhalb eines Zeitfenster  $[t_{\text{est}}, t_{\text{lct}})$  in diskreten Schritten verschiebbar ist, wobei  $t_{\text{est}}$  ihre früheste Startzeit und  $t_{\text{lct}}$  ihr spätestes Ende ist. Es wird dabei angenommen, dass die Last nicht-unterbrechbar ist und zu den Zeitpunkten  $t_s$  mit  $s = \text{est}, \dots, \text{lct} - m$  starten kann. Der Strombedarf einer verschiebbaren Last über dem Planungshorizont ist dann durch folgende Bedingung

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} \quad : \quad p_i = \sum_{j=1}^m l_j \cdot x_{\max(0, i-j+1)} \quad (8)$$

definiert, wobei die Booleschen Schaltvariablen  $x_0, \dots, x_{n-1} \in \{0, 1\}$  den Start der verschiebbaren Last bestimmen, d.h.  $x_i = 1$  genau dann gilt, wenn die Last zum Zeitpunkt  $t_i$  startet. Folglich gilt  $x_i = 0$  für  $i = 0, \dots, \text{est} - 1$  und  $i = \text{lct} - m + 1, \dots, n - 1$  sowie

$$\sum_{i=1}^{n-1} x_i = 1 \quad \text{und} \quad s = \sum_{i=1}^{n-1} i \cdot x_i, \quad \text{wobei } t_s \text{ die Startzeit der Last ist.} \quad (9)$$

Sollen sich mehrere Aktivitäten  $a \in A$  zeitlich wechselseitig ausschließen, da diese z.B. eine gemeinsame Ressource (z.B. eine bestimmte Maschine oder Arbeitskraft) benötigen, wird dies durch die Ungleichung

$$\forall i \in \{1, \dots, n-1\} \quad : \quad \sum_{a \in A} \sum_{j=1}^{m^a} : x_{\max(0, i-j+1)}^a \leq 1 \quad (10)$$

ausgedrückt. Diese besagt, dass zu jedem Zeitschritt höchstens eine der Aktivitäten aktiv ist (vgl. [Hoo12], S. 507, (7.199)).

Sollen zwei verschiedene Aktivitäten  $a$  und  $b$  zeitlich aufeinander folgen (z.B. Schweißen vor Lackieren oder Waschen vor Trocknen), so lässt sich dies mit Hilfe der Ungleichung  $s^a + m^a \leq s^b$  beschreiben. Sollen zwischen dem Ende einer Aktivität  $a$  und dem Start einer anderen Aktivität  $b$  höchstens  $k$  Zeitschritte (z.B. zwischen Waschen und Trocken) vergehen, dann ist dies durch die Ungleichung  $s^a + m^a + k \geq s^b$  darstellbar; sollen es mindestens  $k$  Zeitschritte sein (z.B. zwischen Lackieren und Montage), dann durch die Ungleichung  $s^a + m^a + k \leq s^b$ .



## 3.2 Implementierung

Zur Erstellung und Lösung individueller Optimierungsprobleme, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, wurde in der objektorientierten Programmiersprache JAVA<sup>7</sup> eine Software-Komponente mit einer entsprechenden API (*application programming interface*) realisiert. Neben Methoden zur Festlegung der Größe der Zeitschritte (in Minuten), der variablen Preise (pro kWh) und des Erzeugungs-/Verbrauchsprofils (in kW) gibt es Methoden zur Definition von Batterien und ihren Charakteristika sowie zur Spezifikation von verschiebbaren Lasten sowie den zeitlichen Abhängigkeiten zwischen ihnen. Die entsprechenden linearen Gleichungen und Ungleichungen werden in die Sprache CMPL (*Coin Mathematical Programming Language*)<sup>8</sup> übersetzt und mit Hilfe des MILP-Solvers Cbc<sup>9</sup> und der verfügbaren JAVA-API jCMPL gelöst.

Eine fortlaufende Planung über mehrere aneinandergrenzender Planungshorizonte wird dadurch erreicht, dass der Batterieladestand am Ende eines Horizontes den Initialwert zu Beginn des nächsten definiert. Der Teil eines Lastprofils einer geplanten Last, der von einem Horizont in den nächsten „hineinragt“, wird bei der Planung des nächsten Horizonts als Last mit fester Startzeit zu dessen Beginn betrachtet. Zu berücksichtigende zeitliche Abhängigkeiten mit anderen noch zu planenden verschiebbaren Lasten (ggf. aus dem vorherigen Planungshorizont) sind entsprechend anzupassen. Um ein solches „Hineinragen“ zu ermöglichen, werden die Horizonte bei der Planung um die größte Länge der zu planenden Lasten verlängert.

## 4 Experimentelle Ergebnisse

Die implementierte Optimierungskomponente wurde hinsichtlich ihres Laufzeitverhaltens mit Hilfe eines typischen Eigenheimszenarios evaluiert. Der Planungshorizont ist ein Sommertag (24 h) mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Für diesen Tag sind neben den variablen Preisen ein Bedarf-/Überschuss-Profil gegeben, welches für ein Einfamilienhaus mit PV-Anlage typisch ist (vgl. Abb. 2). Ferner verfügt das Einfamilienhaus in diesem Szenario über eine Batterie mit einer nutzbaren Kapazität von 4 kWh, die zu Beginn des Planungshorizontes über eine nutzbare Kapazität von 1,3 kWh verfügt. Des weiteren sind folgende verschiebbare Lasten gegeben, die ggf. auf bestimmte Zeitintervalle beschränkt sein können:

- Waschen: Schonwaschgang (sensitiv) und Vollwaschgang (intensiv),
- Trocknen: mit niedriger und hoher Temperatur (sensitiv/intensiv),
- Geschirrspülen: mit niedriger und hoher Temperatur (sensitiv/intensiv),
- Bügeln und Reinigen (Staubsaugen).

---

<sup>7</sup><http://www.java.com/de/>

<sup>8</sup><https://projects.coin-or.org/Cmpl>

<sup>9</sup><https://projects.coin-or.org/Cbc>

Sowohl die beiden Wasch- und Trocken- und Spülaktivitäten als auch Bügeln und Reinigen schließen sich wechselseitig aus (jeweils nur eine Maschine bzw. Person pro Aktivität verfügbar) und das Trocknen folgt auf das Waschen. Diese zeitlichen Randbedingungen sind frei definierbar; so kann im einem Mehrpersonenhaushalt der wechselseitige Ausschluss von Bügeln und Reinigen entfallen.

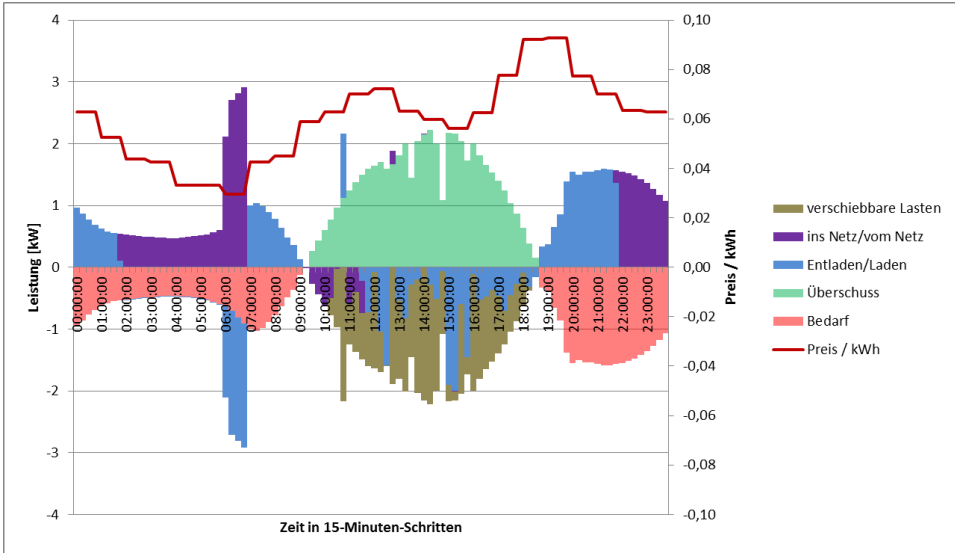


Abbildung 3: Kostenoptimierte Nutzung von Batteriespeicher mit Lastverschiebung

Abbildung 3 zeigt nun das Ergebnis der Kostenoptimierung in diesem Szenario, welches in ca. 4 Sekunden auf einem modernen Windows-PC (Intel i7, 8 GB, Windows 7) berechnet wird. Die Achsensymmetrie des Diagramms zeigt, dass die gefundene Lösung energetisch ausgeglichen ist - d.h. die Summe von Strombedarf und -verfügbarkeit gleich Null ist. Zudem ist deutlich zu erkennen, dass die Optimierung die niedrigen Strompreise in den Morgenstunden nutzt, um die zuvor in der Nacht entladene Batterie voll aufzuladen. Insbesondere wird dabei das Zeitintervall von 6:00 h bis 7:00 h intensiv genutzt, die Batterie mit preiswerter Energie aus dem Netz zu laden. Des Weiteren sieht man, dass der über den Tag eigenerzeugte Strom nahezu komplett genutzt wird, um die verschiebbarer Lasten zu decken oder die Batterie nachzuladen. Dadurch entsteht kurzfristig eine Lastspitze zwischen 10:45 h und 11:00 h, die sich aufgrund der gewählten Zielfunktion (reine Kostenreduzierung) ergibt. Ansonsten wird durch die Kostenminimierung nur ein geringer Teil des eigenerzeugten Stroms über den Tagesverlauf ins Netz eingespeist. In den frühen Abendstunden und bei hohem Strompreis wird der in der Batterie gespeicherte Strom genutzt. Erst in den späten Abendstunden, wenn die Batterie entladen ist, wird Strom zu einem günstigeren Preis aus dem Netz bezogen.

## 5 Integration in das „Living Lab“

Jedem „Living Lab“ wird zur einheitlichen Kommunikation über ein abgestimmtes Protokoll eine Java-API durch eine separate Programmierbibliothek zur Verfügung gestellt, die einen XML-basierten standardisierten Datenaustausch von zeitvariablen Strompreisen und Lastprofilen (eigentlich sind es Smart-Meter-Daten) ermöglicht. Diese Entwicklung bietet für alle Szenarien eine vereinfachte und standardisierte Schnittstellen zu den anderen Labs an. Die zur gemeinsamen Kommunikation realisierten Schnittstellen setzen sich aus mehreren Java-XML-Webservices zusammen. Über diese ist es möglich, JAXB-Objekte (*Java XML Bindings*) zu übertragen, die sich mittels der Programmierbibliothek erzeugen, bearbeiten, empfangen und versenden lassen. Die Implementierung setzt dabei den bereits genannten IEC-Standard 61968-9 für *Meter Reading & Control* um. Die zugehörigen JAXB-Klassen und XML-Schemata entsprechen diesem Standard.

### 5.1 Durchführung verteilter Experimente

Die verteilten Labs und Simulationsmodelle der Partner können, wie in Abbildung 1 dargestellt, miteinander verbunden werden – die lokalen Komponenten erhalten Preisinformationen und publizieren ihre Verbrauchsprofile. Das verteilte System kann verschiedene Experimente realisieren: in Realzeit – wobei die Messungen in den Labs mit einbezogen werden – aber auch im Zeitraffer, wobei historische Messwerte aus den Labs ausgewertet werden können. Ein Preisdienst stellt gemäß dem IEC-Standard 61968-9 ein Preisprofil für die nächsten 24 Stunden bereit. Die lokalen Komponenten erhalten dieses Profil in dem vom Standard definierten Format. Nach einer möglichen Umplanung der eigenen Verbrauchsprofile und einer eventuellen Korrektur der Vorhersage für die Eigenproduktion aus erneuerbaren Energiequellen liefern sie ein adaptiertes Verbrauchsprofil für die nächsten 24 Stunden im IEC-standardisierten Format an das System zurück.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde eine Demand-Side-Management-Software sowie deren Integration in ein „Living Lab“ vorgestellt, um u.a. die Auswirkungen von variablen Strompreisen auf das Nutzerverhalten von „Prosumern“ zu analysieren. Die Software zur Eigenverbrauchsoptimierung und zur Stromkostensenkung basiert auf einem linearen Optimierungsmodell, das mit Hilfe eines MILP-Solvers gelöst wird. Es ist vorgesehen, in zukünftigen Erweiterungen der Software neben zeitvariablen auch lastabhängige Stromkosten, sogenannte *Inclining Block Rates* (IBR) zu berücksichtigen; in [MRLG10] wird gezeigt, wie dies linear zu modellieren ist. Zukünftig sollen auch Batteriekosten und berücksichtigt werden – sowohl anteilig unter Berücksichtigung von Lebensdauer (vgl. [STvdBH13]) und deren möglichen Verlängerung (vgl. [TP14]). Des Weiteren sollen bei der erweiterten Optimierung auch übergeordnete Kriterien wie eine netzverträgliche Einspeisung berücksichtigt

werden. Ferner wird eine alternative constraint-basierte Realisierung der Optimierungskomponente angestrebt, die auf speziellen intervallbasierten Verfahren zur Suchraumeinschränkung beruht und so leistungsfähig ist, dass sie auch in einem eingebetteten Hardwaresystem performant lauffähig ist und in der Praxis eingesetzt werden kann.

## Literatur

- [CHL<sup>+</sup>13] Felix Claessen, Nicolas Höning, Bart Liefers, Han La Poutré und Peter A. N. Bosman. Market Garden: A Scalable Research Environment for Heterogeneous Electricity Markets. *ERCIM News*, 2013(92), 2013.
- [ETG12] ETG-Task Force Demand Side Management. Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Bericht, VDE, 2012.
- [Hoo12] John Hooker. *Integrated Methods for Optimization*, Jgg. 170 of *International Series in Operations Research & Management Science*. Springer Verlag, 2. Auflage, 2012.
- [LCP<sup>+</sup>14] Bart Liefers, Felix Claessen, Eric J. Pauwels, Peter A. N. Bosman und Han La Poutré. Market Garden: A Simulation Environment for Research and User Experience in Smart Grids. In Yves Demazeau, Franco Zambonelli, Juan M. Corchado und Javier Bajo, Hrsg., *Advances in Practical Applications of Heterogeneous Multi-Agent Systems. The PAAMS Collection - 12th International Conference, PAAMS 2014, Salamanca, Spain, June 4-6, 2014. Proceedings*, Jgg. 8473 of *Lecture Notes in Computer Science*, Seiten 351–354. Springer, 2014.
- [LKK12] Junghoon Lee, Hye-Jin Kim und Gyung-Leen Park Mikyung Kang. Energy Consumption Scheduler for Demand Response Systems in the Smart Grid. *Journal of Information Science and Engineering*, 28(5):955–969, 2012.
- [MRLG10] Amir-Hamed Mohsenian-Rad und Alberto Leon-Garcia. Optimal Residential Load Control with Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2):120–133, September 2010.
- [PKRT14] Manisa Pipattanasomporn, Murat Kuzlu, Saifur Rahman und Yonael Teklu. Load Profiles of Selected Major Household Appliances and Their Demand Response Opportunities. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2):742–750, March 2014.
- [SDSK13] B. Saravanan, Siddharth Das, Surbhi Sikri und D. P. Kothari. A solution to the unit commitment problema review. *Frontiers in Energy*, 7(2):223–236, June 2013.
- [STvdBH13] Paul Scott, Sylvie Thiébaux, Menkes van den Briel und Pascal Van Hentenryck. Residential Demand Response under Uncertainty. In Christian Schulte, Hrsg., *Principles and Practice of Constraint Programming - 19th International Conference, CP 2013, Uppsala, Sweden, September 16-20, 2013. Proceedings*, Jgg. 8124 of *Lecture Notes in Computer Science*, Seiten 645–660. Springer Verlag, 2013.
- [TP14] Malte Thomann und Florin Popescu. Estimating the effect of domestic load and renewable supply variability on battery capacity requirements for decentralized microgrids. In *The 4th International Conference on Sustainable Energy Information Technology (SEIT-2014)*, Jgg. 32 of *Procedia Computer Science*, Seiten 715–722. Elsevier, 2014.
- [WLS13] Armin Wolf, Thomas Luckenbach und Mario Schuster. Smart Demand-Side Response at Home. *ERCIM News*, 2013(92), 2013.