

Ergebnisbericht

Andreas Fleischhacker, Researcher, TU Wien¹,
Georg Lettner, Senior Expert

Executive Summary

Diese Arbeit untersucht ein Mehrfamilienhausobjekt in Hirschbach (Oberösterreich) hinsichtlich der Eignung für gemeinschaftlich erzeugten Strom. Es wurde eine Methode entwickelt, die das gesamte Objekt sowohl hinsichtlich der Erzeugung, des Verbrauchs, als auch der Speicherung von Energie betrachtet. Dabei wurde nicht nur der Energieträger Strom, sondern auch Bedarf an Warmwasser und Heizenergie betrachtet. Für die Quantifizierung der Analyse sind die Annahmen getroffen worden, dass das Objekt einen Friseurbetrieb, sieben Wohneinheiten und ein Elektroauto beinhaltet. Alle Last sind durch gemessene Zeitreihen dargestellt. Weitere Annahmen hinsichtlich der Kosten und technischen Restriktionen sind mit dem Projektpartner Helios Sonnenstrom GmbH abgeklärt worden. Das Modell wurde anhand aussagekräftiger Szenarien und Sensitivitäten validiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Berechnung des Korrelationskoeffizienten des Energieverbrauchs mit der solaren Einstrahlung dabei hilft die Schlüsselkunden hinsichtlich der Realisierung eines hohen Eigenverbrauchs zu finden. In dem hier betrachteten Fall wird der Friseurbetrieb und die tagsüber geladene Elektromobilität, als höchstrelevant für die Wirtschaftlichkeit identifiziert. Darüberhinausgehend kann gezeigt werden, dass die gesamten Kosten der Energiebereitstellung reduziert werden können. Der Wert der PV Erzeugung ist stark von dem gewählten Tarif abhängig. So kann gezeigt werden, dass bei einem zeitvariablen Tarif, welcher auf dem Großhandelsstrompreis basiert, der Wert der lokalen Erzeugung geringer ist. Jedoch können die gesamten Kosten bei einem zweitvariablen Tarif stärker als bei einem fixen Tarif reduziert werden. Hinsichtlich der Ausrichtung wird eine südseitige Ausrichtung der PV Anlage als wirtschaftlichste Lösung identifiziert. Es kann weder die Wirtschaftlichkeit einer Batterie noch der intelligenten Warmwassersteuerung belegt werden.

¹ TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economic Group (EEG), Gusshausstrasse 25 / E370-3, 1040 Vienna, Austria.

Inhaltsverzeichnis

EXECUTIVE SUMMARY	1
INHALTSVERZEICHNIS	2
1 EINLEITUNG	3
2 KURZBESCHREIBUNG DER METHODE	4
3 STUDIE: HIRSCHBACH 9	5
3.1 DATEN UND ANNAHMEN	5
3.1.1 <i>Gemessene Verbraucher</i>	5
3.1.2 <i>Elektromobilität: Messung und ergänzende Simulation</i>	7
3.1.3 <i>Prozesse und Speicher</i>	8
3.2 SZENARIEN UND SENSITIVITÄTEN.....	10
4 ERGEBNISSE	12
4.1 KORRELATION VON SOLARER ERZEUGUNG UND ENERGIEVERBRAUCH	12
4.2 GESAMTKOSTEN UND KOSTENSTRUKTUR.....	14
4.3 WERT DER PV ERZEUGUNG	16
4.4 INSTALLIERTE SPITZENLEISTUNG DER PHOTOVOLTAIK ANLAGE	16
4.5 RESIDUALLAST DES GESAMTEN WOHNHAUSES.....	17
4.6 ÜBERSCHUSSEINSPEISUNG	19
4.7 WEITERE UNTERSUCHUNGEN.....	19
5 SCHLUSSFOLGERUNGEN	20
6 APPENDIX	21
6.1 METHODENBESCHREIBUNG	21
6.2 GROßHANDELSSTROMPREIS (EXAA DAY-AHEAD) DES JAHRES 2017.....	22
6.3 ERGEBNISSE MIT SIMULIERTEN ZEITREIHEN (WARMWASSERVERBRAUCH).....	23
6.3.1 <i>Simulation des Warmwasserverbrauchs</i>	23
6.3.2 <i>Ergänzende Szenarien und Sensitivität</i>	24
6.3.3 <i>Gesamtkosten und Kostenstruktur</i>	25
6.3.4 <i>Installierte Spitzenleistung der Photovoltaik Anlage</i>	25
6.3.5 <i>Residuallast des gesamten Wohnhauses</i>	26
6.3.6 <i>Überschusseinspeisung</i>	27

1 Einleitung

Eine Vielzahl an Projekten (z.B. PVP4Grid², PV Parity³, UrbanEnergyCells⁴) haben bereits gezeigt, dass Investitionen in erneuerbare Erzeugung v.a. in Photovoltaik (PV) bereits ohne Förderung wirtschaftlich sind. Dabei ist insbesondere die Fragestellung wichtig, mit welcher Dimensionierung der PV-Anlage eine möglichst optimale Direktnutzungsquote von PV-Strom unter den optimalsten wirtschaftlichsten Gesichtspunkten erreicht werden kann. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit maßgeblich vom Eigenverbrauchsanteil abhängig ist. In Mehrparteienhäusern sind, zusätzlich zu den Skaleneffekten bei der Errichtung von dezentralen Erzeugern durch die höhere Anzahl an Endverbrauchern weitere Aggregationseffekte (z.B. unterschiedliche Verbrauchsverhalten, Skaleneffekte bei IKT-Lösungen) in Erzeugung und Verbrauch beobachtbar.

Das österreichische Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (EIWOG) und der Ökostromnovelle im Sommer 2017 erlaubt die Umsetzung dieser Konzepte zum Teil bereits heute. Darauf aufbauend wird in dieser Arbeit eine quantitative Wirtschaftlichkeitsanalyse für die Implementierung von dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. PV) und Speicher- und Umwandlungstechnologien (z.B. Strom- und Heißwasserspeicher, Wärmepumpe) für Mehrparteienhäuser durchgeführt. Dazu wurde ein Modell für ein Mehrparteienhaus in Hirschbach 9, Oberösterreich erstellt. In dieser Modellierung werden sowohl Erzeugung (Photovoltaik, Wärmepumpe und Boiler), Nachfrage (Haushaltskunden, Friseur und Elektromobilität, als auch Speicher (Batterie, Wärmespeicher und Warmwasserspeicher) betrachtet. Der Referenzwert diese Arbeit ist, dass die Verbraucher ausschließlich durch das elektrische Netz (für die Deckung des Strom- und Wärmeverbrauchs) versorgt werden.

Die Arbeit wie folgt gegliedert: Abschnitt 2 beschreibt die Methode, welche in erster Linie aus einem Optimierungsmodell besteht. Abschnitt 3 beschreibt die Studie Hirschbach 9, vor allem in der Beschreibung der Daten und Annahmen, als auch den betrachteten Szenarien und Sensitivitäten. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 4 beschrieben. Abschnitt 5 diskutiert die Schlussfolgerungen und schließt die Arbeit ab.

² <https://www.pvp4grid.eu/>

³ <http://www.pvparity.eu/>

⁴ <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/urban-energy-cells.php>

2 Kurzbeschreibung der Methode

Für die Berechnung des optimalen Erzeugung- und Speichermix, als auch Einsatz nach unterschiedlichen Kriterien (bspw. minimale Kosten und minimaler Netzbezugsleistung) wurde ein Optimierungsmodell verwendet. Abbildung 1 zeigt eine schematische Abbildung der Berechnungsmethode. Eine detaillierte Beschreibung der mathematischen Methode ist im Appendix 6.1 zu finden.

In dem Modell wird ein Prosumer $j \in \{Prosumer_1, Prosumer_2, \dots, Prosumer_n\}$ hinsichtlich seines Energieverbrauchs der Energieeinheit $e \in \{Elec, Heat\}$ optimiert. Die Bereitstellung der Energie kann entweder durch Prozesse p , Speicher s , dem Vertriebsmarkt oder durch Prosumer innerhalb der Energiegemeinschaft bereitgestellt werden. Der Energieaustausch innerhalb der Energiegemeinschaft erfolgt durch die Beschaffung von Energieanteilen von anderen Prosumer, in der Form von deren Prozess und Speichern.

Für die Beschaffung von dem Vertriebsmarkt fallen Kosten in der Höhe von ϵ^{retail} an, für die Beschaffung innerhalb der Energiegemeinschaft Kosten in der Höhe von ϵ^{cell} . Die Zielfunktion ist im Appendix 6.1 dargestellt. Da die Optimierung die gesamte Energiegemeinschaft betrifft, ist die Höhe der ϵ^{cell} nicht relevant bzw. im Rahmen dieses Modells nicht diskutierbar: Wenn bspw. Prosumer 1 and Prosumer 2 verkauft, zahlt Prosumer 2 x € während Prosumer 1 x € einnimmt. In Summe hebt sich dieser Betrag auf. Die Bepreisung von Energie innerhalb von Energiegemeinschaft wurde detailliert im Rahmen von Fleischhacker et al. (2018)⁵ diskutiert.

Als Entscheidungsvariablen wurden die jeweilige installierte Prozess- und Speicherleistung, als auch die produzierte, eingespeiste, verkaufte und ausgetauschte Energie verwendet. In dem Modell wurden sowohl Investitionskosten, als auch Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt. Die Zielfunktion des Modells beinhaltet alle oben angeführten Kostenkomponenten und soll minimiert werden.

⁵ Andreas Fleischhacker u. a., „Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: resource allocation and pricing“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 1–1, <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2844877>.

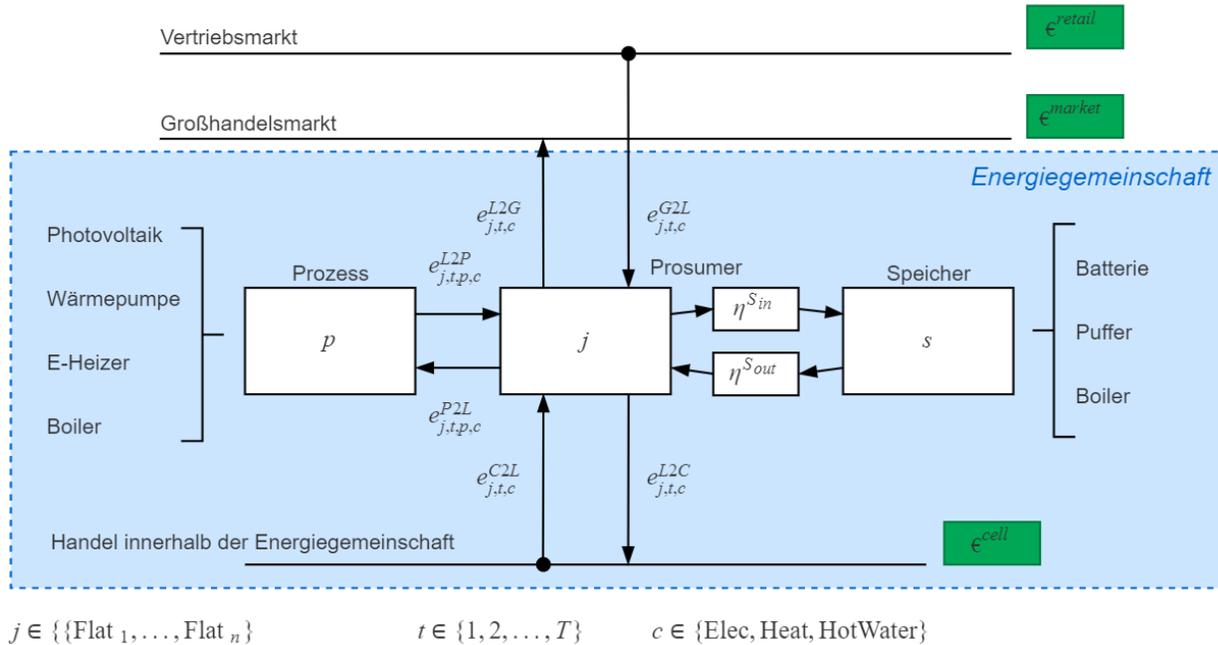


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Modells der Energiegemeinschaft

3 Studie: Hirschbach 9

3.1 Daten und Annahmen

3.1.1 Gemessene Verbraucher

Das Modell wurde an dem Objekt Hirschbach 9 angewendet. Das Mehrparteienhaus hat insgesamt acht Wohneinheiten (Flat 1-8), wobei das Erdgeschoss (in weitere Folge Flat 1) einen Friseurladen⁶ beherbergt und die anderen als Singlewohnungen konzipiert sind. Zusätzlich ist eine Ladestation für Elektroautos (EV) mit einer maximalen Ladeleistung von 22 kW auf dem Grundstück vorhanden.

Abbildung 2 zeigt die Nachfrage in einer Winter- und Sommerwoche. So ist ersichtlich, dass die Wärmepumpe insbesondere in der Winterwoche, mit einer dementsprechend hohen Leistung, eingesetzt wird.

⁶ Die Öffnungszeiten des Friseurladens sind im **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu finden.

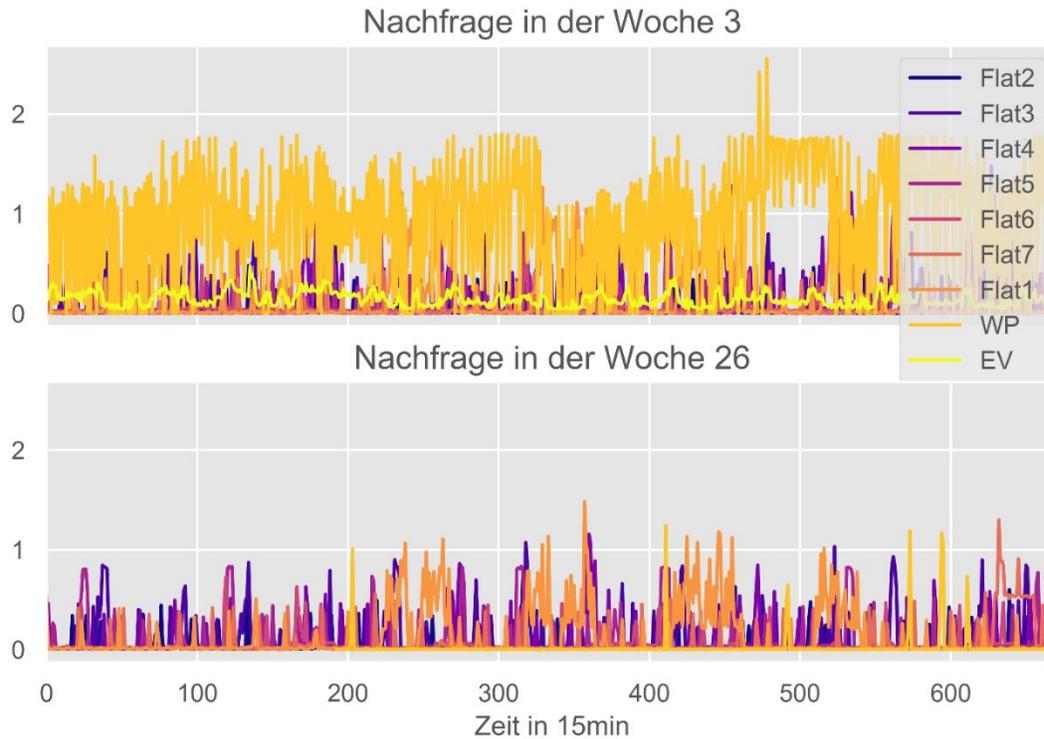


Abbildung 2: Elektrische Nachfrage der Wohneinheiten in einer Winter- (oben) und Sommerwoche (unten).

Zur Verdeutlichung zeigt die nachfolgende Abbildung 3 die Nachfrage der Wohneinheiten, sowie der Wärmepumpe als Boxplot. Für den Zweck der Anonymisierung wurden die Wohneinheiten willkürlich benannt. Es ist auffallend, dass die Wärmepumpe üblicherweise vor 9:00 bzw. nach 17:00 in Betrieb ist. Daraus kann geschlossen werden, dass eine Anpassung des Algorithmus für eine Anpassung an die PV Produktion eine Möglichkeit zur Steigerung des Eigenverbrauchs darstellt.

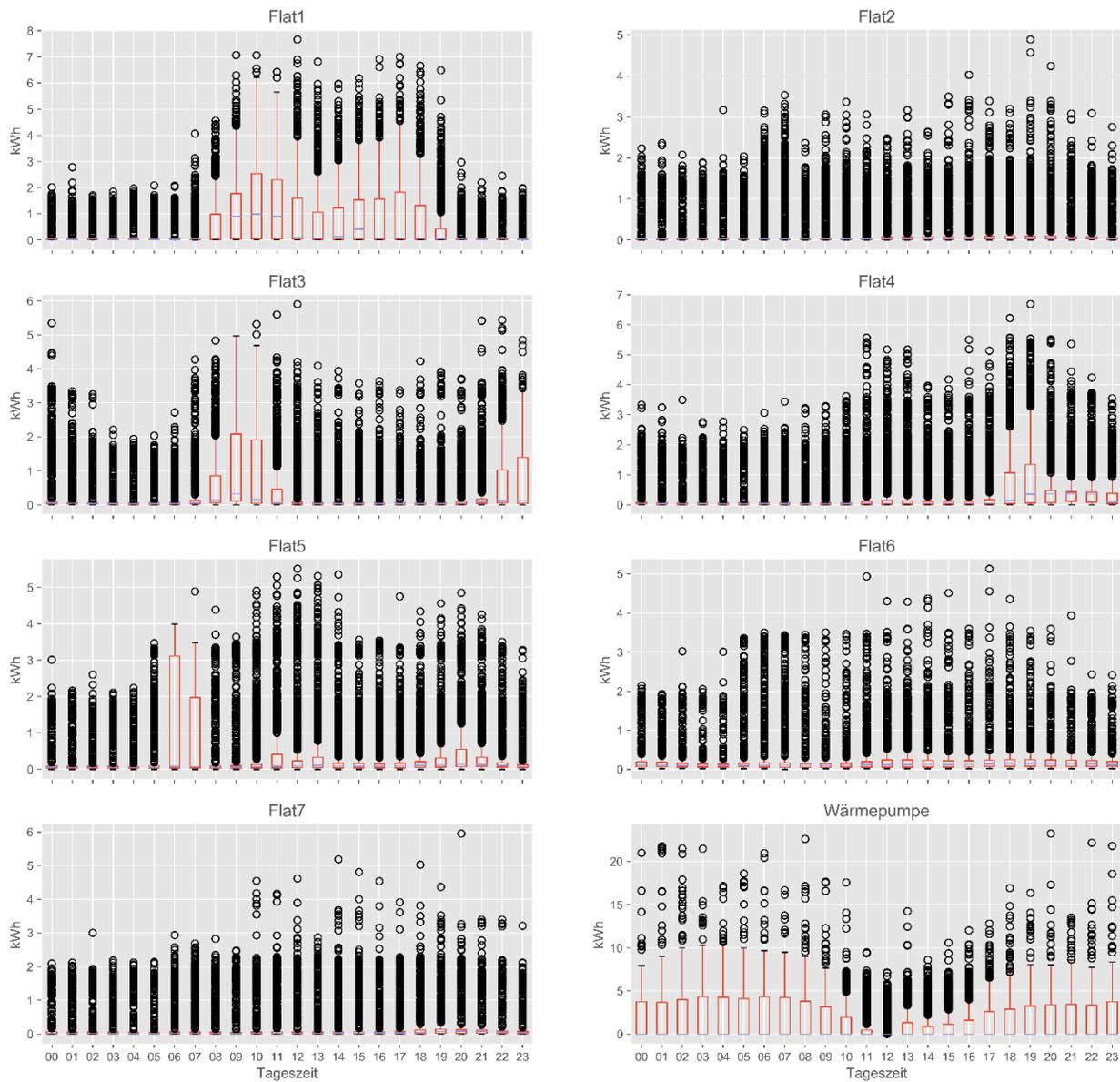


Abbildung 3: Boxplot der gemessenen Nachfrage aller Haushalte inkl. Wärmepumpe

3.1.2 Elektromobilität: Messung und ergänzende Simulation

Wie eingangs erwähnt ist am Objekt eine Ladestation mit 22kW installiert. Die nachfolgend Abbildung 4 (oben) zeigt einen Boxplot der Nachfrage mit einer 15 minütigen Auflösung. Da die Nachfrage mit 3454 kWh im Jahr noch nicht sehr ausgeprägt ist, wird mittels zweier Simulationen ergründet, wie sich unterschiedliches Ladeverhalten auf die Ergebnisse auswirken. Hierbei wird die Annahme getätigt, dass die Ladestation viermal wochentags und einmal sonntags, entweder tagsüber oder nachts verwendet wird. Die mittlere Ladeenergie liegt bei 20 kWh/d. Die beiden

Simulationen werden nachfolgenden entweder „EV (Tag)“ für eine Ladung des EVs tagsüber bzw. „EV (Nacht)“ für eine Ladung nachts, genannt.

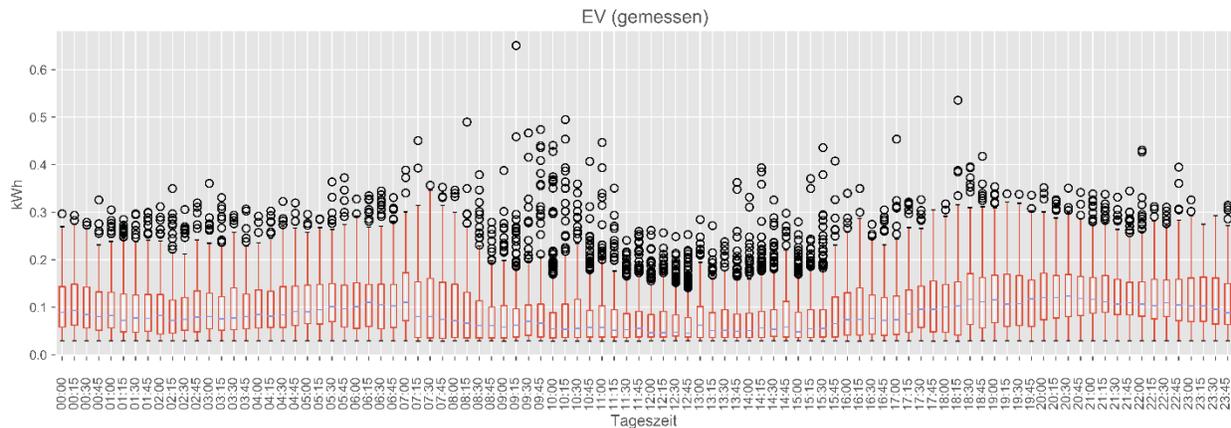


Abbildung 4: Gemessene Nachfrage der Elektromobilität.

3.1.3 Prozesse und Speicher

Für die Studie Hirschbach 9 werden folgende Annahmen in die Bestands- bzw. zu investierenden Anlagen getätigt:

- Eine Wärmepumpe (Ochsner GMLW 35 plus) mit 8,2 kW und einem COP von 4,1/4,4 (Normpunkt L2/W35)⁷,
- Einen Pufferspeicher (Ochsner PU 1000) mit einem Füllvermögen 900 l⁸ und durchschnittlichen Wärmeverlusten von 3,2 kWh/Tag,
- Zwei Heizstäbe mit 3,3 kW_{el},
- Einen Boiler mit (EHT 150) mit einem Füllvermögen von 150 l⁹, einer maximalen Leistung von 3,3 kW_{el} und durchschnittlichen Wärmeverlusten von 1,45 kWh/Tag,
- Potential der Photovoltaikanlage:
 - Ausrichtung Süd bei einer Ausrichtung von 154°S und einer Aufständigung von 15°:
 - Potential 17.63 kWp = 116 m², (Annahme von 6,5 m²/kWp)
 - Volllaststunden 970 h/kWp.
 - Ausrichtung Nord-Ost 67° (NO) und Süd-West 245° (SW) und einer Aufständigung von 15°
 - Potential von 15,93 kWp (NO) und 15.93 kWp (SW)

⁷ Eine detaillierte Darstellung der Wärmepumpe ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu finden.

⁸ Für eine Temperaturdifferenz von 60 °C ergibt sich daraus eine Speicherenergie von 70 kWh.

⁹ Für eine Temperaturdifferenz von 60 °C ergibt sich daraus eine Speicherenergie von 15 kWh.

- Volllaststunden 871 h/kWp (NO) und 990 h/kWp (SW)
- Ein- und Ausspeisewirkungsgrad der Batterie: 95 %

Um den Unterschied zwischen der unterschiedlichen Ausrichtung der PV Anlage zu beschreiben, zeigt Abbildung 5 eine *Heatmap* der Erzeugung über den Tag bzw. der Monate. Anhand der Abbildung ist bereits ersichtlich, dass eine südliche Ausrichtung höhere Volllaststunden zur Folge hat. In Summe kommt eine südliche Ausrichtung auf 969, eine nordöstliche auf 882 und eine südwestliche Ausrichtung auf 872 pro Jahr.

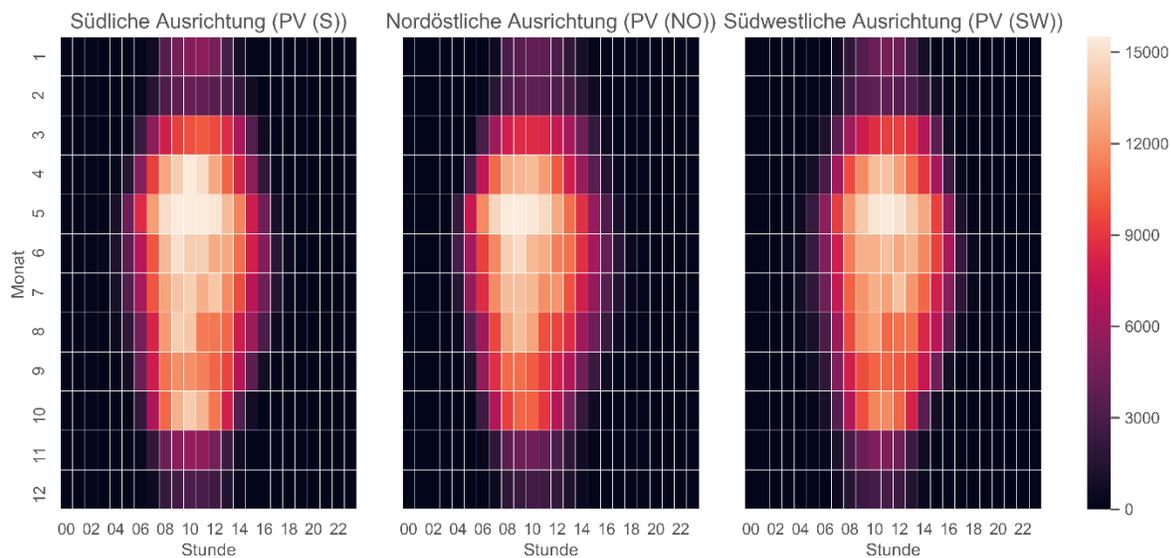


Abbildung 5: Heatmap der Erzeugung der PV Anlage je nach Ausrichtung

Weiters wurden hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit folgende Annahmen getätigt:

- a) Photovoltaik:
 - Investitionskosten GemA 20 €
 - spezifische Investitionskosten 850 €/kWp,
 - spezifische Fixkosten 10 €/kWp/a, und Messgebühr in 42 €/a (Messgebühr zzgl. Abrechnungsgebühr GemA)
- b) Wärmepumpe:
 - spezifische Fixkosten 10 €/kWp/a
- c) Heizstäbe:
 - spezifische Fixkosten 1 €/kWp/a
- d) Boiler:
 - spezifische Fixkosten 1 €/kWp/a
- e) Batteriespeicher:
 - spezifische Investitionskosten 950 €/kWh,
 - spezifische Fixkosten 0.5 €/kWp/a und 0.5 €/kWh/a

Der Energiepreis (bestehend aus Arbeits- und Leistungspreis) wurde gemäß der Tabelle 1 angenommen. Hierbei wurde die Preisstruktur von zwei Energielieferanten (Energie AG und Awattar GmbH) herangezogen und in weitere Folge in die beiden Fälle verglichen. Von der Energie AG wurde ein Tarif mit einer konstanten Energiekomponente herangezogen, während die Energiekomponente von Awattar über die Zeit variable ist. In weiterer Folge wird der Preis der Energie AG Fixtarif und jener von Awattar Real-Time-Pricing (RTP) genannt. Der RTP entspricht dabei dem EXAA Day-Ahead Spotpreis¹⁰ unterschieden. Im Anhang 6.2 der EXAA Day-Ahead Spotpreis für als Boxplot für jedes Monat des Jahres 2017 dargestellt.

Tabelle 1: Annahmen bez. des Strompreises mit fixem Tarif und Real-Time-Pricing (RTP)

	Fixtarif (Energie AG)			RTP (Awattar)		
	Höhe in ct/kWh	Höhe in €/kW	Höhe in €/a	Höhe in ct/kWh	Höhe in €/kW	Höhe in €/a
Beschaffung	4.7		15	EXAA		49.17
EffG Abgabe	0.02					
Netznutzungsentgelt (NE7)	3.83	41.28		3.83	41.28	
Netzverlustentgelt	0.2			0.2		
Ökostromförderungsbetrag	1.11			1.11		
Ökostrompauschale			28.38			28.38
Energieabgabe / Elektrizitätsabgabe	1.5			1.5		
KWK Pauschale			1.25			1.25
Entgelt für Messleistungen			28.8			28.8
Umsatzsteuer	2.27	8.26	14.69	1.33	8.26	21.52
Σ	13.63 ct/kWh	49.54 €/kW	88.12 €/a	7.97 ct/kWh(*)	49.54 €/kW	129.12 €/a

(*) Zusätzlich noch EXAA Spot (inkl. Steuer)

Zusätzlich wird für die Sicherstellung der dynamischen Allokation eine Messgebühr in 42 €/a pro Zählpunkt eingehoben.

3.2 Szenarien und Sensitivitäten

In der nachfolgenden Abbildung 6 wird der Unterschied zwischen den Szenarien (dargestellt als Kugeln) und den Sensitivitätsparametern (dargestellt als Blöcke) gezeigt. So sind Szenarien als Rahmenbedingung der Photovoltaik vor Ort, zu verstehen, während Sensitivitäten als Variation der anderen Rahmenbedingungen (bspw. Ansteckzeit EV) zu verstehen ist.

¹⁰ „Spotmarkt GreyPower AT: EXAA Energy Exchange Austria“, zugegriffen 2. Oktober 2018, <https://www.exaa.at/de/marktdaten/handelsresultate/GreyPower-AT>.

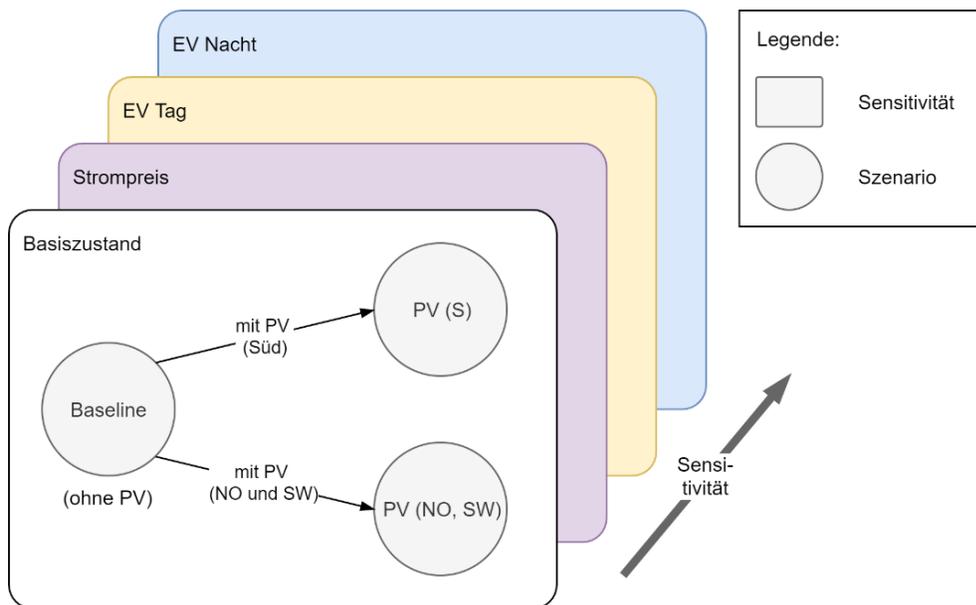


Abbildung 6: Unterschied zwischen Szenarien und Sensitivitäten

Es werden folgende **Szenarien** untersucht:

Baseline: In diesem Szenario wird angenommen, dass keine dezentrale Erzeugung und keine Elektromobilität verfügbar sind. Die Ergebnisse zeigen die Energiekosten aller Teilnehmer und stellen damit einen „Benchmark“ für die weitere Betrachtung zur Verfügung. Weiters ist in diesem Szenario kein smarter Boiler verfügbar. Als standardmäßiger Tarif wird RTP angenommen.

PV (S): In diesem Szenario wird die Wirtschaftlichkeit der südausgerichteten PV (mit einer maximalen Leistung jeweils von 17,63 kWp) untersucht.

PV (NO, SW): In diesem Szenario wird die Wirtschaftlichkeit der PV mit Ausrichtung NO und SW (mit einer maximalen Leistung von jeweils 15,93 kWp) untersucht.

In der nachfolgenden Abbildung 7 wird dargestellt, dass die doppelte PV Kapazität (in kWp) bei eine südwestlichen und nordöstlicher Ausrichtung angebracht werden können.

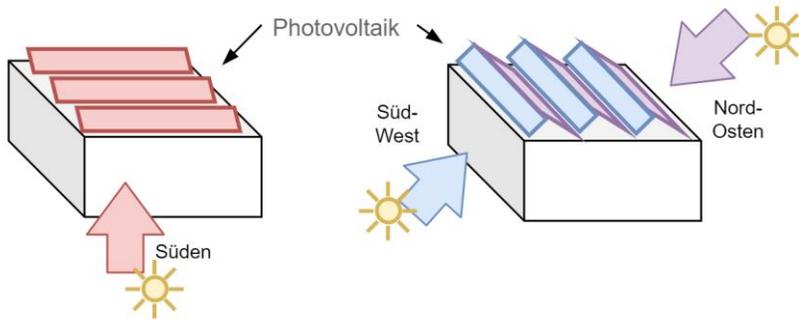


Abbildung 7: Unterschied in den südlicher oder südwestlicher und nordöstlicher Ausrichtung

Zusätzlich werden **Sensitivitäten** von jedem Szenario durchgeführt. Es werden folgende Sensitivitäten betrachtet:

Basiszustand: In dieser Sensitivität gibt es keine Elektromobilität, es wird das Tarifmodell RTP angewandt.

Strompreis: In dieser Sensitivität wird das Tarifmodellen Fixtarif statt RTP berücksichtigt.

EV Tag: In dieser Sensitivität wird die Elektromobilität tagsüber geladen.

EV Nacht: Im Gegensatz zu EV wird die Elektromobilität in dieser Sensitivität nachts geladen.

4 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse beschrieben. Zunächst wird die Korrelation von solarer Erzeugung und Energieverbrauch berechnet (4.1), dann folgen die Ergebnisse der Optimierung (4.2 - 4.7).

4.1 Korrelation von solarer Erzeugung und Energieverbrauch

Anfanges wird die Direktnutzungswertigkeit der PV Erzeugung betrachtet. Dabei wird bestimmt, inwiefern der zeitliche Verlauf der Nachfrage mit der solaren Einstrahlung (d.h. PV Erzeugung) übereinstimmt. Damit lässt sich auch direkt auf die Wirtschaftlichkeit schließen, da eine höhere Übereinstimmung auch einen höheren Eigenverbrauchsanteil zur Folge hat. Damit gehen Kosteneinsparung einher.

Die Direktnutzungswertigkeit der Erzeugung aus Photovoltaik wird durch die Pearson-Korrelation¹¹ zwischen dem Verbraucher und der Photovoltaikerzeugung bestimmt. Die Pearson-Korrelation, ist ein dimensionsloses Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs zwischen zwei Vektoren. Er kann Werte zwischen -1 und +1 annehmen. Bei einem Wert von +1 (bzw. -1) besteht ein vollständig positiver (bzw. negativer) linearer Zusammenhang zwischen den betrachteten Merkmalen. Ein Wert von 0 bedeutet, dass weder ein positiver noch ein negativer Zusammenhang vorliegt.

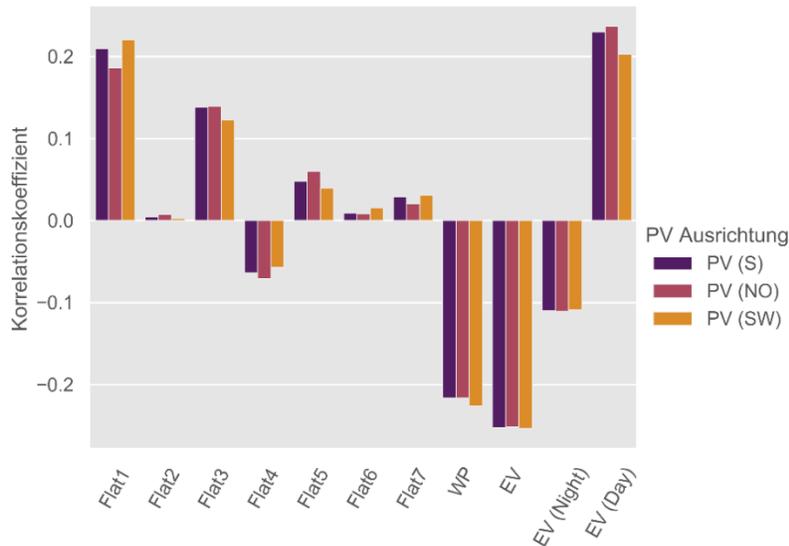


Abbildung 8: Korrelationskoeffizient von solarer Einstrahlung und Stromverbrauch

Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse der Korrelationsberechnung. So ist der Korrelationskoeffizient des Verbrauchs mit dem der solaren Erzeugung abgebildet. Dabei ist ersichtlich, dass Flat 1 und die EV Ladung (tagsüber) die höchste Korrelation mit der Photovoltaikerzeugung hat. Die geringe (negative) Korrelation der Wärmepumpe/Zentralheizung lässt sich mit der Tatsache erklären, dass die Heizung vor allem im Winter, zu einer Zeit geringer solarer Einstrahlung, betrieben wird. Die Haushalte, wiederum, sind aufgrund des beruflichen Alltags, tagsüber keine großen Verbraucher und konsumieren aus diesem Grund nur wenig Strom in den Tageszeiten. Bei den Haushalten fällt auf, dass sie zum Teil einen hohen Korrelationskoeffizienten bei einer NO bzw. SW Ausrichtung, als bei einer S Ausrichtung haben. Die lässt sich vor allem durch die Aktivitäten an den Morgen- (NO) bzw. Abendstunden (SW) erklären.

¹¹ Benesty J., Chen J., Huang Y., Cohen I. (2009) Pearson Correlation Coefficient. In: Noise Reduction in Speech Processing. Springer Topics in Signal Processing, vol 2. Springer, Berlin, Heidelberg

4.2 Gesamtkosten und Kostenstruktur

Die nachfolgende Abbildung 9 und Tabelle 2 zeigen die gesamten Kosten, bestehend aus Investitions-, Netzbezugs- und Fixkosten, abzüglich der Erlöse durch Einspeisung. Die höchsten Gesamtkosten entstehen im Baseline, da keine Investition in PV möglich ist. In keinem der betrachteten Szenarien und Sensitivitäten ist die Investition in eine Batterie wirtschaftlich, sprich die Kapazität der Batterie beträgt jeweils 0 kWh.

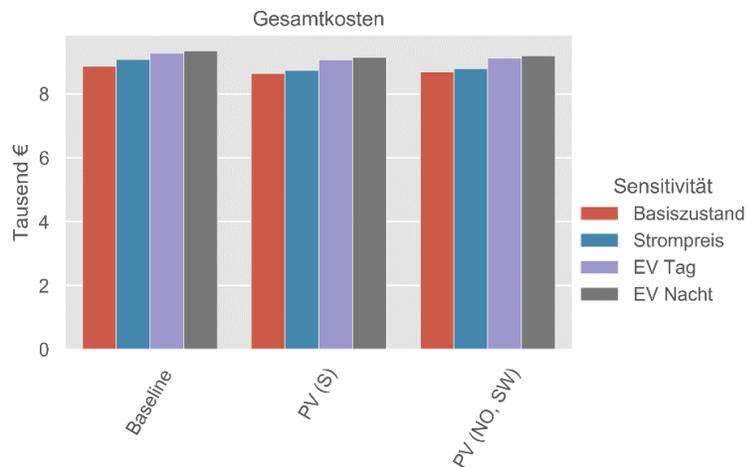


Abbildung 9: Gesamtkosten aller betrachteten Szenarien und Sensitivitäten

Die Sensitivität *Basiszustand* beinhaltet die gemessene EV. Dabei ist der jährliche Verbrauch geringer als bei den beiden simulierten Sensitivitäten (EV Tag und Nacht), Damit lassen sich die geringen Kosten im Vergleich zu den anderen Szenarien erklären. Die Kostensteigerung zu der Sensitivität *Strompreis* lässt sich durch die Mehrkosten von Flat im Vergleich zu RTP erklären. Die geringe Kostensteigerung von *EV Nacht* zu *EV Tag* ist das Ergebnis aus dem höheren Preis in den Abendstunden im Vergleich zu den Mittagsstunden. Dies ist auch in der Abbildung 15 aus dem Appendix 6.2 ersichtlich.

Tabelle 2: Zahlenwerte der Gesamtkosten und Abweichung zu jeweiligen Baseline Ergebnis

Sensitivität	Szenario	Gesamtkosten in € bzw. %	
Basiszustand	Baseline	8 870	-
	PV (S)	8 650	-2.5%
	PV (NO, SW)	8 698	-2.0%
Strompreis	Baseline	9 091	-
	PV (S)	8 736	-3.9%
	PV (NO, SW)	8 794	-3.4%
EV Tag	Baseline	9 292	-
	PV (S)	9 073	-2.4%
	PV (NO, SW)	9 128	-1.8%
EV Nacht	Baseline	9 351	-
	PV (S)	9 155	-2.1%
	PV (NO, SW)	9 199	-1.7%

Abbildung 10 zeigt eine detaillierte Aufschlüsselung der gesamten Kosten (aus Abbildung 9). So ist ersichtlich, dass die Investitionskosten im Verhältnis zu den Netzbezugskosten eine untergeordnete Rolle einnehmen. Dennoch werden durch die Investition in *Smarte Boiler* die Investitionskosten nahezu verdoppelt. Die Fixkosten nehmen ebenfalls eine gewichtige Rolle ein. So ist insbesondere das Netznutzungsentgelt, daher die €/kW Komponente herauszuheben. Auf diesen Aspekt wird in Abschnitt 4.5 eingegangen, wobei vorab angemerkt werden kann, dass sich die Spitzenlast in dem betrachteten Fall nicht, bzw. nur geringfügig reduziert.

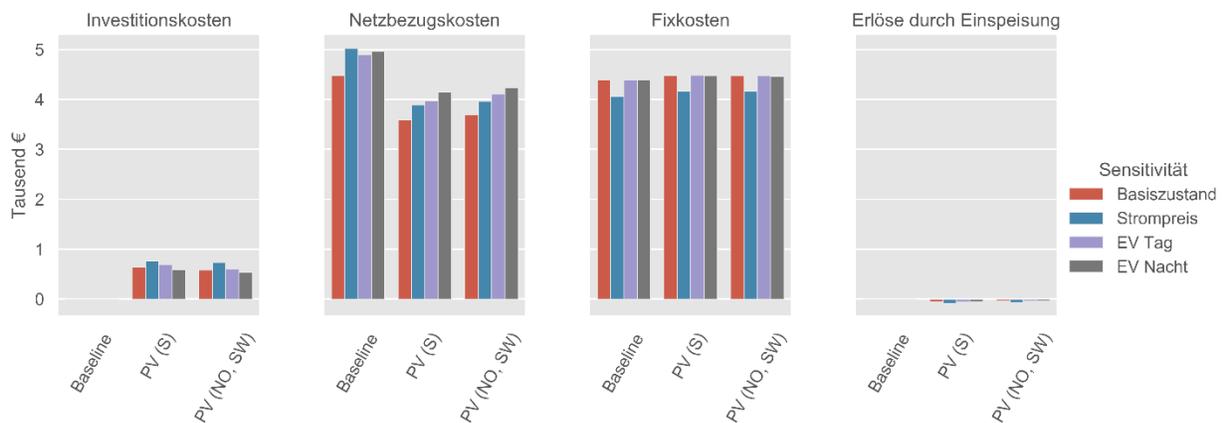


Abbildung 10: Detaillierte Aufschlüsselung der Gesamtkosten

Die Erlöse durch die Einspeisung nehmen eine untergeordnete Rolle ein. Dies lässt sich auf zwei Tatsachen zurückführen: (i) es werden nur geringe Energiemengen eingespeist und (ii) die Vergütung durch den Großhandelspreis ist sehr gering. Die Tatsache (ii) beeinflusst maßgeblich Tatsache (i). Die eingespeiste Energie wird vor allem durch die Aktivierung von lokaler Flexibilität (bspw. Wärmepumpe) reduziert. Damit wird der Eigenverbrauchsgrad gesteigert (Stichwort Eigenverbrauchsoptimierung).

4.3 Wert der PV Erzeugung

Aus dem Delta des *Baseline* Szenarios und den jeweiligen PV Investition-Szenarien kann der Wert der PV Erzeugung abgeleitet werden. Dieser ist in der Abbildung 11, in Abhängigkeit der Sensitivität dargestellt.

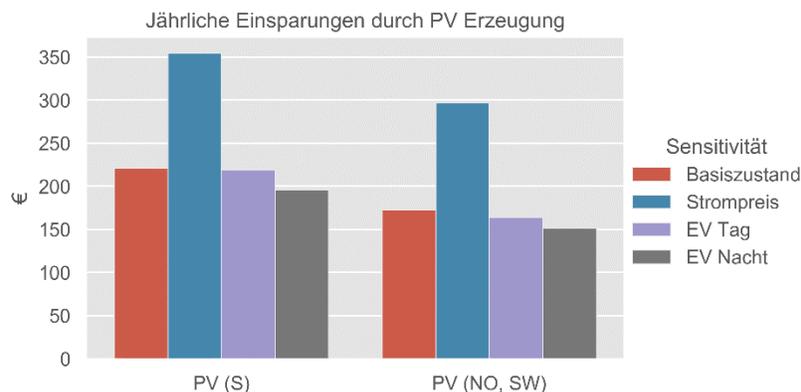


Abbildung 11: Wert der PV Erzeugung

Daraus ersichtlich, dass der Wert der PV Erzeugung am höchsten ist, wenn ein Fixtarif vorliegt. Er beträgt hierbei ~350€ für die gesamte PV Anlage, wobei die Kosten der PV Anlage, wie bspw. Wartungs- und Kapitalkosten bereits abgezogen sind. Der Unterschied von Fixtarif auf RTP lässt sich durch die Wertigkeit der PV Erzeugung erklären. Wie in Abschnitt 6.2 erklärt ist der Großhandelspreis zur Mittagszeit niedriger, als bspw. morgens oder abends. Ein Fixtarif trägt dieser Tatsache jedoch nicht Rechnung, da er den ganzen Tag über konstant bleibt und somit die PV Erzeugung aufwertet.

4.4 Installierte Spitzenleistung der Photovoltaik Anlage

Die Abbildung 12 zeigt die installierte Leistung aller Szenarien und Sensitivitäten. Da für das Szenario *Baseline* die Option PV nicht verfügbar ist, wird dieses Szenario in der Abbildung nicht dargestellt. Aus den Ergebnissen lassen sich zwei Aussagen ableiten: Dachfläche ist ausreichend vorhanden und eine südliche Ausrichtung hat die höchsten Vorteile. Die Sensitivität *Strompreis* (d.h. Fixtarif statt RTP) hat die höchste installierte PV Leistung zur Folge. Prinzipiell kann die Flexibilität der Wärmepumpe (durch den Pufferspeicher) für drei Anwendungen genutzt werden:

- a) Optimierung des PV Eigenverbrauchs,
- b) Optimierung der Netzspitzenlast und
- c) Optimierung des Energiebezugs aus dem Netz, da sich der Preis der Beschaffung zeitlich ändert.

In der Sensitivität *Strompreis* kann die Flexibilität ausschließlich für (a) die Optimierung der PV Erzeugung und (b) der Netzspitzenlast verwendet werden. Aus diesem Grund wird eine höhere PV Leistung installiert um den Anteil der erzeugten Energiemenge zu steigern. Auf die Optimierung der Netzspitzenlast wird im folgenden Abschnitt 4.5 eingegangen.

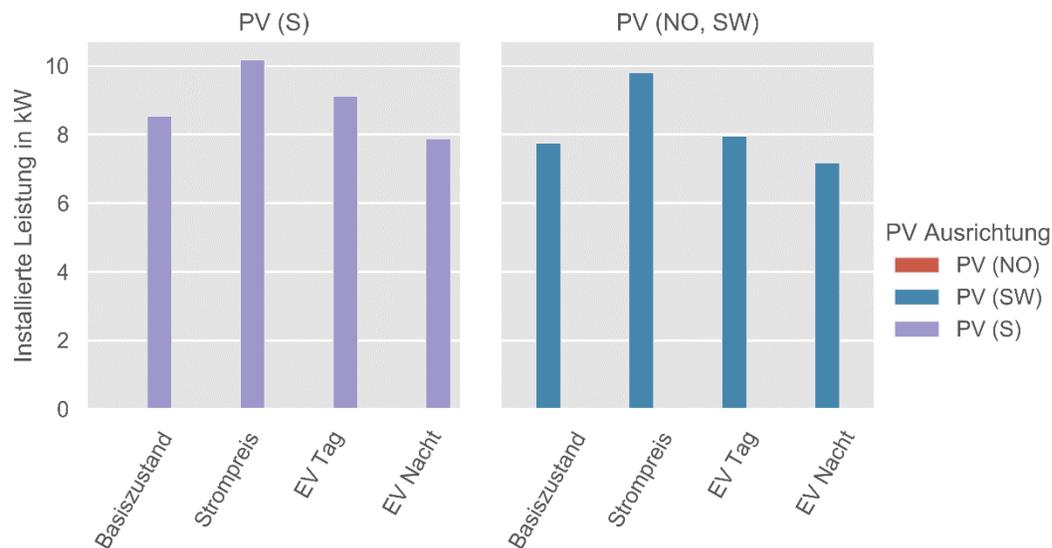


Abbildung 12: Installierte PV Leistung

4.5 Residuallast des gesamten Wohnhauses

In der Abbildung 13 ist die Dauerlinie der Residuallast dargestellt. Wie in Next Kraftwerke (2019)¹² beschrieben, ist die Residuallast der Anteil am gesamten lokalen Stromverbrauch unabhängig von lokaler Erzeugung und Speicherung. Es handelt sich also um den Restbedarf an Strom, der aus dem Netz gedeckt wird oder bei negativen Werten um überschüssige Einspeisung der Erzeugungsanlage in das Netz. Eine Dauerlinie ist die grafische Darstellung der Messwert in der Reihenfolge ihrer Größe. Mit Hilfe von Dauerlinien werden die Unter- beziehungsweise Überschreitungshäufigkeiten der Messwerte in einem bestimmten Zeitraum beschrieben. Eine Dauerlinie entsteht durch Sortierung der Messwerte ihrer Größe nach, beginnend mit dem größten Wert, wobei die Abszisse die Zeitachse darstellt.

¹² Residuallast: Schwankungen im Energiesystem ausgleichen [WWW Document], n.d. URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/residuallast> (accessed 1.8.19).

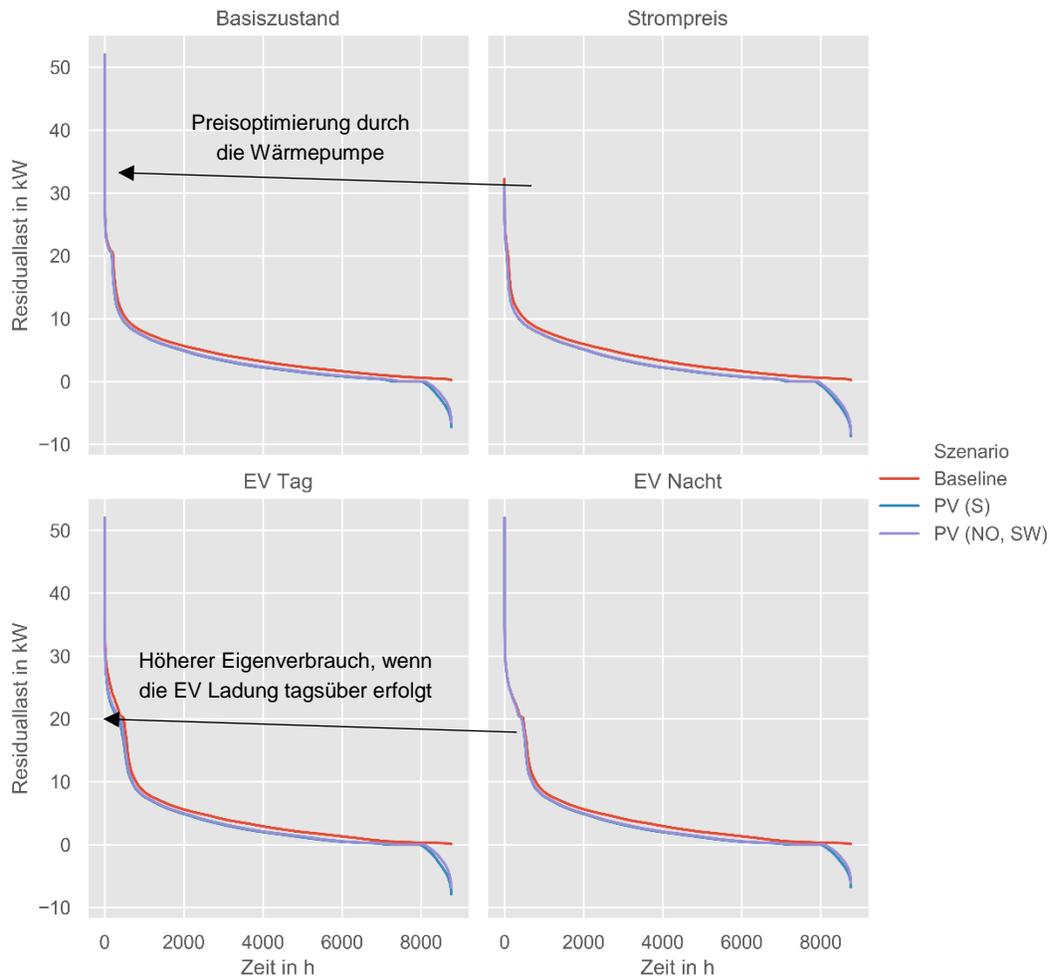


Abbildung 13: Residuallast des gesamten Wohnhauses

Wie in Abbildung 13 eingetragen, können aus der Residuallast einige Aussagen getroffen werden: So hat die Preisoptimierung der Wärmepumpe, beim Vergleich von *Basiszustand* und *Strompreis* einen anderen Verlauf, vor allem im Bereich der Spitzenlast zur Folge. Dadurch, dass in *Strompreis* die installierte PV Leistung den höchsten Wert aufweist, ist auch die eingespeiste Energie am höchsten. Die eingespeiste Energie ist als die Fläche im negativen Bereich der Residuallast zu interpretieren. Beim Vergleich der beiden EV Sensitivitäten ist ersichtlich, dass *EV Tag* einen höheren Eigenverbrauchsgrad aufweist, als *EV Nacht*. Das ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass das Laden tagsüber eine höhere Korrelation mit der PV Erzeugung zur Folge hat.

4.6 Überschusseinspeisung

Abbildung 14 zeigt die eingespeiste Energiemenge. Diese Abbildung 14 geht mit einher mit der installierte PV Leistung von Abbildung 12. So hat das Szenario *Strompreis* bei südlicher Ausrichtung mit der höchsten installierten PV Leistung die höchste Einspeisung zur Folge.

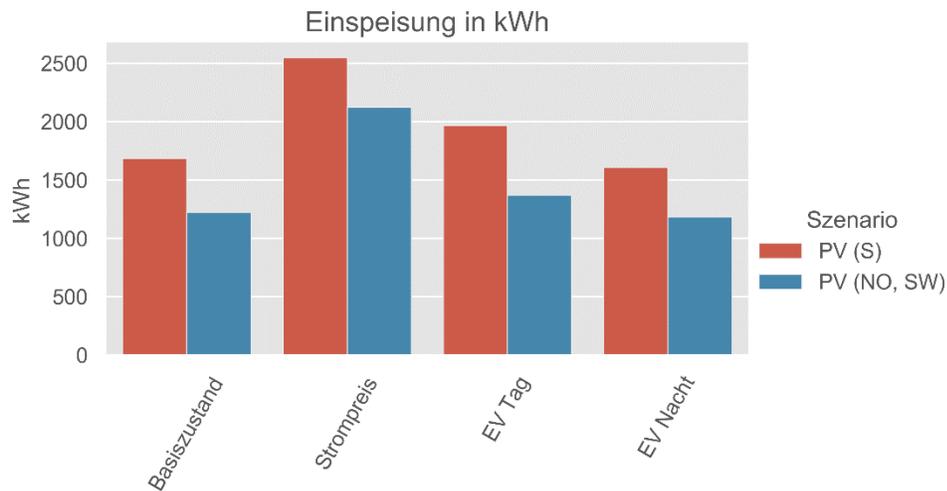


Abbildung 14: Eingespeiste Energiemenge in kWh

4.7 Weitere Untersuchungen

Es ist zu berücksichtigen, dass die Annahmen in dieser Arbeit (bspw. Beschreibung der Verbraucher) einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse haben. So zeigt der nachfolgende Appendix 6.3 weitere Untersuchungen: Da bei den gemessenen Daten der Warmwasserverbrauch nicht identifiziert bzw. dynamisiert werden kann, wurde er synthetisch erstellt. Daraus kann abgeleitet werden, dass zwar Bedarf an einer größeren Installation ist, jedoch die Wirtschaftlichkeit nicht gesteigert werden kann.

5 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass das vorrangige Ziel des Projekts „Hirschbach 9“, die Reduktion der Kosten, möglich ist. Eine Vielzahl an Szenarien hat untersucht, wie sich unterschiedliche Gegebenheiten auf das optimale lokale System auswirken. Es konnte gezeigt werden, dass sich, trotz der geringeren installierbaren Maximalleistung, eine südliche Ausrichtung der PV Anlage als die wirtschaftliche Variante erweist.

Ein wichtiger Faktor der Wirtschaftlichkeit sind die Verbraucher. Es gilt diese zu überzeugen an der gemeinschaftlichen Erzeugung teilzunehmen. So ist, aufgrund der Energienachfrage und der ausgezeichneten Korrelation, der Friseurbetrieb der Schlüsselkunde um die Wirtschaftlichkeit garantieren zu können. Die Elektromobilität (insbesondere mit einer Ladung tagsüber) ist ebenfalls ein wichtiger Abnehmer. Falls die Verbraucher überzeugt werden können, ihren Verbrauch um die Mittagszeit zu legen (bspw. Zeitschaltung der Waschmaschine, Geschirrspüler), kann die Wirtschaftlichkeit ebenfalls gesteigert werden.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die Wahl des Stromtarifs einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des lokalen Systems hat. So betrachtet ist der Fixtarif, aus Kundensicht, unwirtschaftlicher als der Real-Time-Price, führt jedoch im optimalen Fall zu einer größeren PV Anlage. Somit ist der Fixtarif interessanter aus der Sicht des PV Anlageninvestors. Daraus kann geschlussfolgert werden, dass die Wahl des Entrichtungspreises für gemeinschaftlich erzeugtem Strom einen wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftliche Größe der PV Anlage hat und bei der Planung berücksichtigt werden muss.

Die Arbeit hat gezeigt, dass eine Steigerung der Flexibilität, den Eigenverbrauchsgrad steigern kann. Dies wurde am Beispiel einer intelligenten Warmwassersteuerung untersucht. Bei der Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten, welche durch die Inbetriebnahme dieser Steuerung entstehen, wurde gezeigt, dass diese nicht im Verhältnis der Mehreinnahmen stehen. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition ist somit nicht gegeben.

6 Appendix

6.1 Methodenbeschreibung

$$\begin{aligned}
 \min_{e,p} \quad & \text{total costs} = \\
 & \sum_p (A_p + C_p^{\text{fix}\%}) \left(b^P C_p^{\text{invfix}} + \sum_j p_{j,p}^P C_p^{\text{invpower}} \right) \\
 & + \sum_s \sum_c \sum_j (A_s + C_s^{\text{fix}\%}) \left(p_{j,s}^{S_{\max}} C_s^{\text{invpower}} + e_{j,s}^{SOC} C_s^{\text{invcapacity}} \right) \\
 & + \sum_c p_c^G C_c^{\text{fix}\%} \\
 & + \sum_j \sum_t \sum_c e_{j,t,c}^{G2L} C_{t,c}^{\text{Retail}} \\
 & - \sum_j \sum_t \sum_c e_{j,t,c}^{L2G} C_{t,c}^{\text{Market}} \\
 \text{subject to} \quad & \sum_p e_{j,t,p,c}^{P2L} + e_{j,t,c}^{G2L} + e_{j,t,c}^{C2L} + \sum_s e_{j,t,s,c}^{S2L} = E_{j,t,c}^L + \sum_p e_{j,t,c}^{L2P} + e_{j,t,c}^{L2G} + e_{j,t,c}^{L2C} + \sum_s e_{j,t,s,c}^{L2S} \\
 & e_{j,t,p,c}^{P2G} \leq e_{j,t,c}^P \eta_{t,p}^{P_{\text{out}}} \\
 & \sum_j p_{j,p}^P \leq \begin{cases} b_p^P A^{\text{Roof}} / A^{\text{PV-per.m}^2} & c \in \{\text{Solar}\} \\ b_p^P P_p^{\text{Pmax}} & c \in C / \{\text{Solar}\} \end{cases} \\
 & e_{j,t,p}^P \leq e_{j,t,c,p}^{L2P} P_{t,p}^{\text{in}} \quad c \in C / \{\text{Solar}\} \\
 & e_{j,t,p,c}^P \Delta T \leq p_{j,p}^P \\
 & \sum_j (e_{j,t,c}^{G2L} - e_{j,t,c}^{L2G}) \Delta T \leq P_c^{G_{\max}} \\
 & \sum_j e_{j,t,c}^{L2C} = \sum_j e_{j,t,c}^{C2L} \\
 & e_{j,t,c}^{L2C} \Delta T \leq p_c^C \\
 & e_{j,t,c}^{C2L} \Delta T \leq p_c^C \\
 & e_{j,t,s,c}^{SOC} = e_{j,t-1,s,c}^{SOC} + \eta_s^{\text{in}} e_{j,t,s,c}^{L2S} - 1/\eta_s^{\text{out}} e_{j,t,s,c}^{S2L} \\
 & e_{j,0,s,c}^{SOC} = e_{j,T,s,c}^{SOC} = 0 \\
 & e_{j,t,s,c}^{L2S} \leq p_{j,s,c}^S \\
 & e_{j,t,s,c}^{S2L} \leq \begin{cases} p_{j,s,c}^{S_{\max}} \\ e_{j,t-1,s,c}^{SOC} \end{cases} \\
 & e_{j,t,s,c}^{SOC} \leq e_{j,s,c}^{SOC_{\max}}
 \end{aligned}$$

Costs process

Costs storage

Costs grid

Costs retail purchase

Revenues market

Load

Process

Cell

Battery

6.2 Großhandelsstrompreis (EXAA Day-Ahead) des Jahres 2017

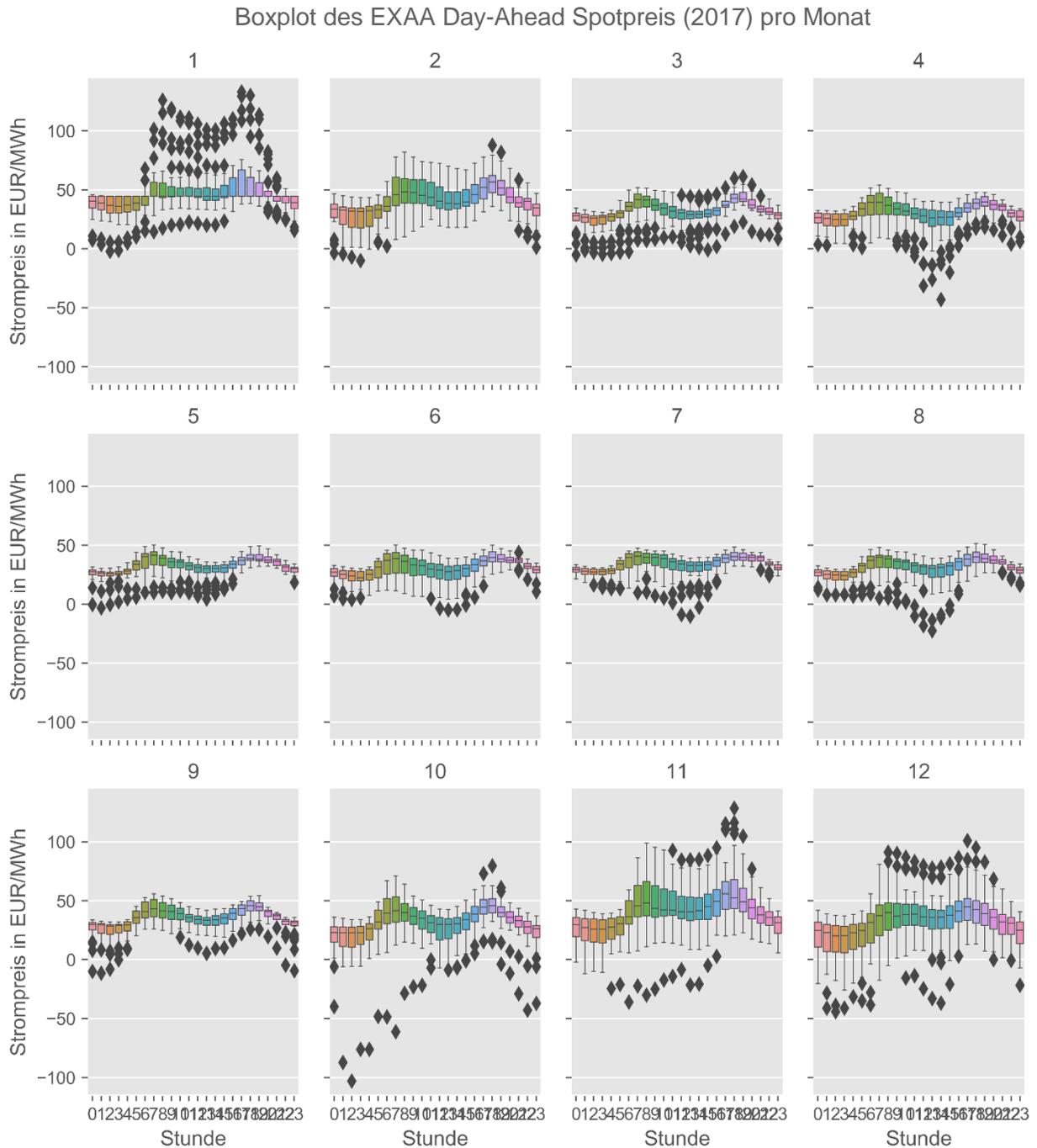


Abbildung 15: Verteilung des Großhandelsstrompreises jedes Monats über den Tag

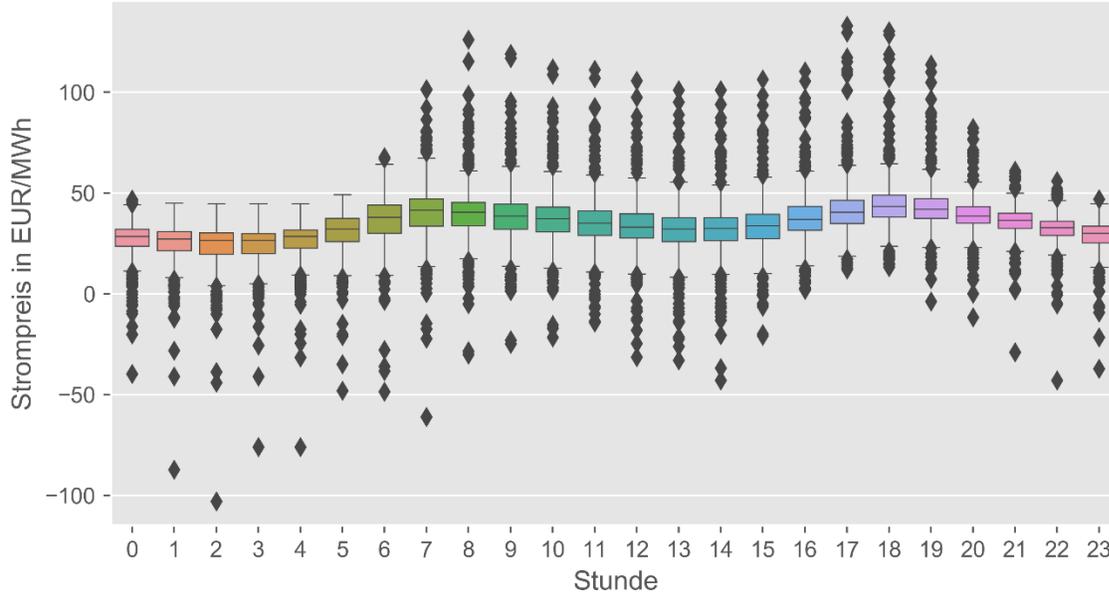


Abbildung 16: Mittlerer EXAA Day-Ahead Spotpreis über einen Tag im gesamten Jahr 2017.

6.3 Ergebnisse mit simulierten Zeitreihen (Warmwasserverbrauch)

Da bei den gemessenen Profilen nicht auf den Warmwasserverbrauch geschlossen werden kann, werden dieses für eine ergänzende Bewertung des Flexibilitätspotential simuliert. Nachfolgend wird zunächst beschrieben, wie diese Zeitreihen simuliert werden, darauf folgend werden die Ergebnisse beschrieben.

6.3.1 Simulation des Warmwasserverbrauchs

Bspw. wird der Warmwasserverbrauchs des Friseurs ist aus den Öffnungszeiten abgeleitet. Da der Warmwasserverbrauch in den Betriebszeiten stattfindet, wird im Modell in dieser Hinsicht berechnet. Die nachfolgende Abbildung 17 zeigt beispielhaft den Verbrauch dieses Friseurs einer Woche im Juni 2017. In Summe ergibt das für das gesamte Gebäude einen Warmwasserbedarf von 13 309 kWh/a.

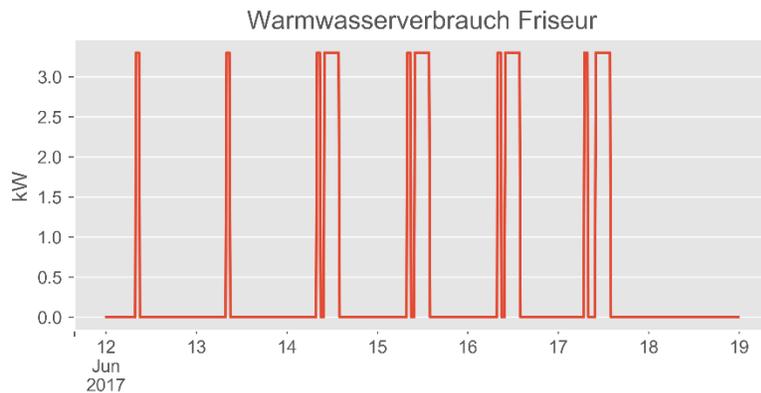


Abbildung 17: Elektrischer Warmwasserverbrauch des Friseurs in einer Woche in kW.

Ergänzend wird der Stromverbrauch mithilfe von Standardlastprofile (Flat 1) und des *LoadProfileGenerators* (Flat 2-8) von Noah Daniel Pflugradt (TU Chemnitz)¹³ synthetisch erstellt. Diesbezüglich wird für die Bewohner folgende Annahmen getätigt:

- Flat 1: Friseur mit dem Standardlastprofil G4 mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 150 kWh/a/m² und einer Fläche von 58 m² (= 8 700 kWh/a wobei 3 775 kWh für die Warmwasserbereitstellung aufgewendet werden),
- Flat 2: Mann, Single, >65 Jahre alt,
- Flat 3: Mann, Single, 30-65 Jahre alt, berufstätig,
- Flat 4: Single, berufstätig,
- Flat 5: Frau, Single, >65 Jahre alt,
- Flat 6: Student, Single, geringfügig berufstätig,
- Flat 7: Frau, Single, 30-65 Jahre alt, berufstätig,
- Flat 8: Mann, Single, Student.

6.3.2 Ergänzende Szenarien und Sensitivität

Ergänzend zu den Hauptergebnissen dieser Arbeit sind *Smart Boiler* zu verstehen:

Smarte Boiler: Zusätzlich wird in diesem Szenario angenommen, dass smarte E-Boiler (mit Investitionskosten von 15.000€ mit einer Abschreibungsdauer von 10a¹⁴) vorhanden sind.

¹³ Noah Daniel Pflugradt, „Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten“, Dissertation, 26. August 2016, <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa-209036>.

¹⁴ Entspricht bei einem WACC von 2 % einer Annuität von 1 669 €/a.

6.3.3 Gesamtkosten und Kostenstruktur

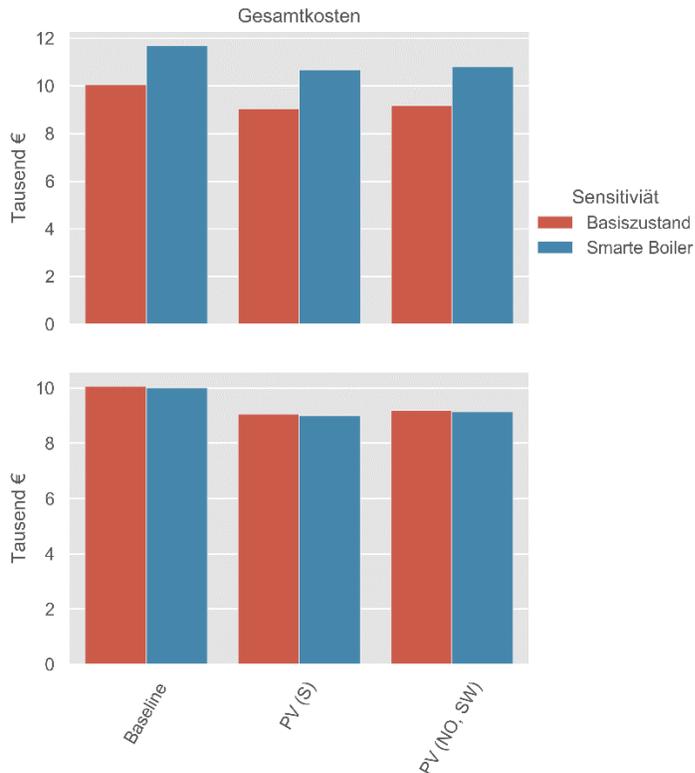


Abbildung 18: Gesamtkosten aller betrachteten Szenarien und Sensitivitäten mit (oben) und ohne (unten) den Kosten für Smarte Boiler

Die Sensitivität *Smarte Boiler* entsprechen dem Basiszustand mit einer optimalen Steuerung der Warmwasserversorgung. So können die Kosten bereits ohne PV gesenkt werden, falls die zusätzlichen Investitionskosten nicht anfallen (unterer Teil der Abbildung 18). Durch eine zusätzliche Investition in PV Kapazität, können die Kosten noch weiter gesenkt werden. So ist ersichtlich, dass die Investitionskosten im Verhältnis zu den Netzbezugskosten eine untergeordnete Rolle einnehmen. Dennoch werden durch die Investition in *Smarte Boiler* die Investitionskosten nahezu verdoppelt. Die Fixkosten nehmen ebenfalls eine gewichtige Rolle ein. So ist insbesondere das Netznutzungsentgelt, daher die €/kW Komponente herauszuheben.

6.3.4 Installierte Spitzenleistung der Photovoltaik Anlage

Die Abbildung 19 zeigt die installierte Leistung für den simulierten Warmwasserverbrauch. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass PV (S) ist die gesamte Dachfläche zu klein. Im Detail bedeutet, dass wenn die PV ausschließlich Richtung Süden ausgerichtet ist, ist die Dachfläche zu gering um das wirtschaftliche Optimum erreichen zu können, dass bedeutet eine größere PV-Anlage könnte noch mehr Kosteneinsparungen erwirken. Dies zeigt sich daran, dass bei jeder

Sensitivität die PV bis zu 17,5 kW ausgebaut wird, obwohl eine weitere Kostensenkung möglich ist. Bei dem Szenario PV (NO, SW) die gesamt zu installierende PV Leistung höher, obwohl die NO und SW Ausrichtung geringere Volllaststunden als S zu Folge hat.

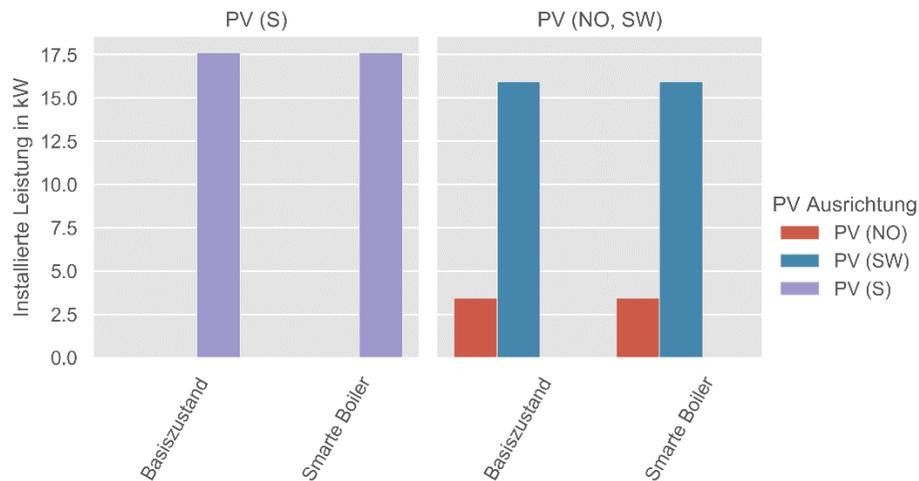


Abbildung 19: Installierte PV Leistung

6.3.5 Residuallast des gesamten Wohnhauses

In der Abbildung 20 ist die Dauerlinie der Residuallast dargestellt. Wie in Next Kraftwerke (2019)¹⁵ beschrieben, ist die Residuallast der Anteil am gesamten lokalen Stromverbrauch unabhängig von lokaler Erzeugung und Speicherung. Es handelt sich also um den Restbedarf an Strom, der aus dem Netz gedeckt wird oder bei negativen Werten um überschüssige Einspeisung der Erzeugungsanlage in das Netz. Eine Dauerlinie ist die grafische Darstellung der Messwert in der Reihenfolge ihrer Größe. Mit Hilfe von Dauerlinien werden die Unter- beziehungsweise Überschreitungshäufigkeiten der Messwerte in einem bestimmten Zeitraum beschrieben. Eine Dauerlinie entsteht durch Sortierung der Messwerte ihrer Größe nach, beginnend mit dem größten Wert, wobei die Abszisse die Zeitachse darstellt.

¹⁵ Residuallast: Schwankungen im Energiesystem ausgleichen [WWW Document], n.d. URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/residuallast> (accessed 1.8.19).

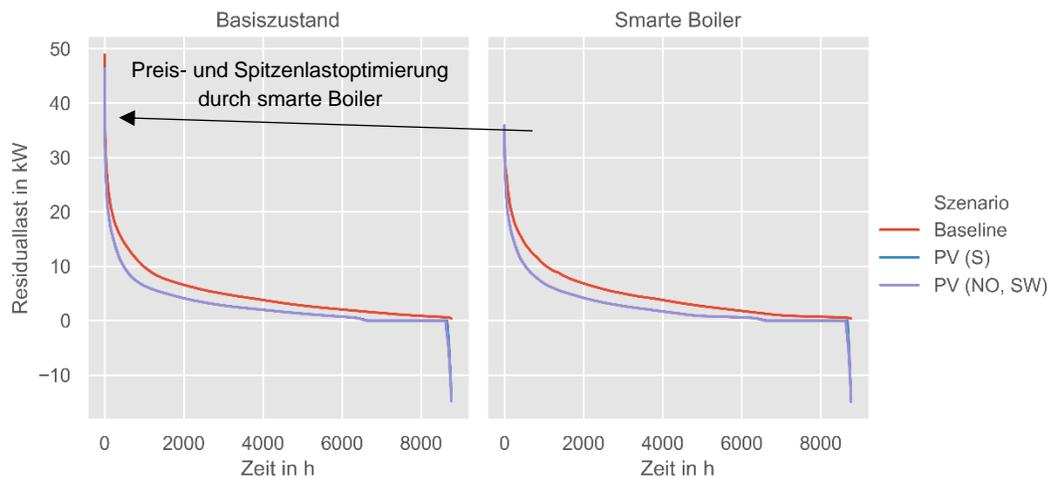


Abbildung 20: Residuallast des gesamten Wohnhauses

Beim Vergleich *Smarte Boiler* mit *Basiszustand* ist ersichtlich, dass durch *Smarte Boiler* ein Teil der Spitzenlast reduziert werden kann. Die Einspeisung bleibt jeweils unverändert. Abbildung 20 zeigt den dazugehörigen Spitzenwert des Netzbezugs, als auch die Spitzenlast (maximale Residuallast) und der Einspeisung (minimale Residuallast).

6.3.6 Überschusseinspeisung

Abbildung 21 zeigt die eingespeiste Energiemenge. Diese Abbildung 21 geht mit einer mit der installierten PV Leistung von Abbildung 19 Abbildung 12. So hat das Szenario *Strompreis* (bei NO und SW Ausrichtung) mit der höchsten installierten PV Leistung die höchste Einspeisung zur Folge.

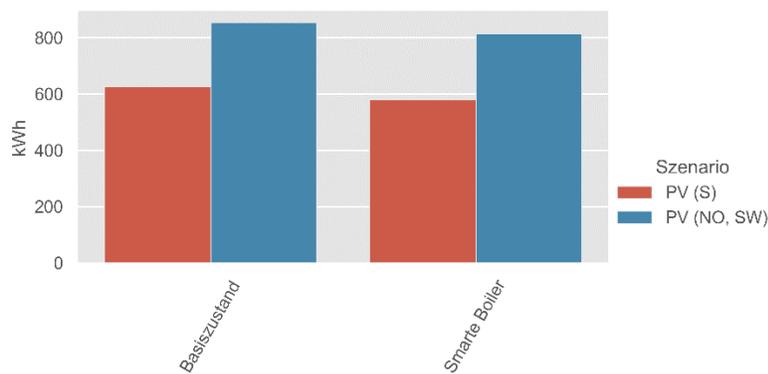


Abbildung 21: Eingespeiste Energiemenge in kWh