

DREIPHASIGE KACO STRANG- UND HYBRIDWECHSELRICHTER

Dimensionierungsleitfaden für Wohngebäude



DREIPHASIGE KACO STRANG- UND HYBRID-WECHSELRICHTER

Dimensionierungsleitfaden für Wohngebäude

Arne Surmann

Arne Groß

Matthias Kühnbach

Kontakt: arne.surmann@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Datum: 23.06.2023

Im Auftrag von KACO new energy GmbH

Hinweis: Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Inhalt

1	Executive Summary	4
2	Einleitung und Ziel	5
3	Methodik und Annahmen	6
3.1	Betrachtete Szenarien.....	6
3.2	Key Performance Indikatoren (KPI).....	7
4	Ergebnisse	10
4.1	Das Baseline Szenario	10
4.2	Mehrwert einer PV-Anlage	11
4.3	Mehrwert eines Batteriespeichers	16
4.4	Mehrwert der Einbindung gesteuerten Ladens	19
4.5	Vergleich der Szenarien	20
4.6	Dimensionierung	23
5	Anhang	26
5.1	Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Büro	26
5.2	Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Heimarbeit und Büro	28
5.3	Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Heimarbeit	30
5.4	Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Senior.....	32

1 Executive Summary

In diesem Dimensionierungsleitfaden wird anhand verschiedener Bewertungsfaktoren simulativ untersucht welche PV- und Batteriegrößen sich für welche Lastkombinationen besonders eignen. Dabei werden unterschiedliche Haushaltstypen, gesteuerte und ungesteuerte E-Autos und Wärmepumpen auf Lastseite untersucht.

Als Ergebnis ist festzuhalten, dass eine PV-Anlage mit einem KACO dreiphasigen Strang- oder Hybridwechselrichter die Stromkosten auf 20 Jahre gerechnet in den meisten Fällen verringert. Die Stromgestehungskosten liegen für Anlagen ab 5 kWp unter den Werten der Volleinspeisevergütung, eine reine **PV-Anlage** in Kombination mit dem KACO-Strangwechselrichter ist also in der Simulation **in allen untersuchten Szenarien wirtschaftlich sinnvoll**. In den meisten Fällen ist jedoch ein **Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung** bei angenommenen Netzbezugskosten von 40 ct/kWh **der Volleinspeisung vorzuziehen**. Lediglich für große PV-Anlagen mit kleinem Haushaltsverbrauch ist eine Volleinspeisung attraktiver. Da die Möglichkeit besteht vom einen in das andere Modell zu wechseln, kann es auch sinnvoll sein zunächst mit kleiner Haushaltslast eine große PV-Anlage zu betreiben und nach einigen Jahren eine Wärmepumpe oder ein E-Fahrzeug ins Heimenergiesystem zu integrieren, um dann zur Überschusseinspeisung zu wechseln. Aufgrund der im Vergleich zu den Kosten für die einzelnen Module hohen Fixkosten für Installation und Inbetriebnahme sorgt eine größere PV-Anlage immer für eine über die gesamte Lebenszeit der Anlage erhöhte Wirtschaftlichkeit. Es empfiehlt sich also **vorhandene Dachflächen vollständig auszunutzen**.

Reine PV-Systeme erreichen je nach Haushaltslast in der Simulation Autarkiegrade von 15-45%, wobei insbesondere der Haushaltstyp sowie das Vorhandensein von Großverbrauchern wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge starken Einfluss haben auf die Autarkiequote. Im Betrieb kann man abhängig von der PV-Spitzenleistung für den **Strangwechselrichter eine elektrische Systemeffizienz von etwa 97%** erwarten.

Durch ein **Batteriesystem** wird die Autarkiequote im Vergleich zur reinen PV-Anlage deutlich erhöht, während gleichzeitig die Unterschiede zwischen verschiedenen Lastkombinationen geringer werden. Die Systemeffizienz fällt etwas geringer aus, da mehr Konversionspfade möglich sind.

Durch die Verwendung eines **Heim-Energie-Management-Systems (HEMS)**, welches neben der Batterie auch Elektroautos steuert kann der **Autarkiegrad** für Haushalte ohne Wärmepumpe um durchschnittlich **5% gesteigert** werden, während bei Haushalten mit Wärmepumpe aufgrund des großen Verbrauchs keine nennenswerte Steigerung erreicht werden kann. Als nützlicher Nebeneffekt verringert das gesteuerte Laden die Zyklenzahl der Batterie, was zu einer Steigerung der Batterielebensdauer führen kann.

Es kann also festgehalten werden, dass sich im Durchschnitt über alle Simulationen der Eigenverbrauchsanteil und die **Autarkiequote des Szenarios PV zu PV-Batterie und von PV-Batterie zu HEMS erhöht**. Im Vergleich PV-Batterie zu HEMS mit Elektroauto verringert sich dadurch auch der Median der Stromkosten, die pro kWh Last entstehen. Im Vergleich PV zu PV-Batterie erhöht sich der Median leicht. Ob die Anschaffung eines Batteriespeichers ökonomisch sinnvoll ist, hängt von verschiedenen Parametern ab. Die Simulationen zeigen, dass **ab einer Jahreslast von etwa 4000 kWh** die Anschaffung einer **Batteriespeichers lohnend** wird, wobei eine Dimensionierung von 3 kWh Batteriekapazität pro MWh Jahresenergieverbrauch nicht überschritten werden sollte.

2 Einleitung und Ziel

Sinkende Kosten für Photovoltaiksysteme zusammen mit einem signifikanten Strompreisanstieg machen den Eigenverbrauch für Privatpersonen zu einer sinnvollen Alternative gegenüber dem reinen Netzbezug. Auch die Kosten für Batteriespeicher sind über die letzten Jahre gefallen, so dass PV-Batteriesysteme nicht nur für eine hohe Autarkiequote sorgen, sondern auch für immer mehr Haushalte wirtschaftlich attraktiv werden.

Der PV-Eigenverbrauch hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab. Neben den nahe liegenden Faktoren wie der installierten PV-Leistung, der Kapazität einer potenziellen Batterie und dem Jahresstromverbrauch sind auch die individuellen Verbrauchsprofile der Bewohner*innen relevant. Weiterhin ergänzen neue, große elektrische Lasten den Haushaltsverbrauch. Elektrische Wärmepumpen ersetzen zunehmend Gasthermen und Elektroautos die klassischen Benziner. Die individuelle elektrische Last beeinflusst nicht nur den PV-Eigenverbrauchsanteil im Heimenergiesystem, sondern hat auch Auswirkungen auf die optimale Anlagendimensionierung von PV-Anlage und Batterie.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Dimensionierungsleitfaden anhand verschiedener Bewertungsfaktoren simulativ untersucht, welche Anlagengrößen sich für welche Lastkombinationen besonders eignen. Als Inverter zur einfachen Anbindung von PV-Anlagen kommt dabei ein Simulationsmodell des KACO-Strangwechselrichters zum Einsatz, in Kombination mit einem Batteriespeicher wird der KACO Hybridwechselrichter simulativ eingebunden.

3 Methodik und Annahmen

Für die Studie wurden verschiedene Simulationen mit Hilfe des Fraunhofer Tools syn-PRO¹ gestartet. Dabei wurden verschiedene Systemzusammensetzungen im PV-Batteriesystem unter Berücksichtigung des charakteristischen Verhaltens jeweils eines dreiphasigen KACO Strang- und Hybridwechselrichters berücksichtigt.

3.1 Betrachtete Szenarien

Insgesamt wurden 4 Hauptszenarien untersucht. Für jedes Hauptszenario wurden wiederum eine Vielzahl an Subparametern variiert. Die Szenarien sind wie folgt definiert:

Szenario 1 „Baseline“: In diesem Szenario ist kein PV-System vorhanden und es werden lediglich ungesteuerte Lasten in verschiedenen Konstellationen simuliert. Die folgenden Parameter wurden variiert:

Charakteristische elektrische Haushaltslast (beeinflusst Jahresenergieverbrauch und Verbrauchszeiten)	Elektroauto		El. Wärmepumpe
	Typ (beeinflusst Batteriegröße und Verbrauch)	Wohnlage (beeinflusst Anzahl und Länge der Fahrten)	
<ul style="list-style-type: none"> • 2 Homeoffice Arbeiter*innen • 2 Arbeiter*innen mit externem Büro • 2 Arbeiter*innen mit 50% Homeoffice und 50% Büroarbeitszeit • 1 Rentner*in <p>-----</p> <p>→ Pro Kategorie je 10 Simulationen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kein E-Auto 		<ul style="list-style-type: none"> • Ja • nein
	<ul style="list-style-type: none"> • Kleinwagen • Mittelklasse • Luxusmodel 	<ul style="list-style-type: none"> • Ländlich • Städtisch 	

Für jede elektrische Haushaltslast wurden insgesamt 10 Simulationsdurchläufe durchgeführt, um stochastisches Verhalten innerhalb der jeweiligen sozioökonomischen Kategorien zu berücksichtigen. Insgesamt ergeben sich somit 560 Lastsimulationen.

Szenario 2 „PV“: Dieses Szenario baut auf den elektrischen Lastprofilen des Baseline Szenarios auf und ergänzt eine PV-Anlage zur elektrischen Lastdeckung und Überschusseinspeisung. Als Wechselrichter kommt ein dreiphasiger Strangwechselrichter zur Anwendung. Für die PV-Anlage wurden folgende Parameter variiert:

Installierte Leistung	Lage (die Lage beeinflusst die Direkt- und Diffusstrahlungswerte sowie die Temperatur)	Ausrichtung
<ul style="list-style-type: none"> • 5 kWp • 6 kWp • 7 kWp • 8 kWp • 9 kWp • 10 kWp 	<ul style="list-style-type: none"> • München • Hamburg 	<ul style="list-style-type: none"> • Süd • West-Ost

Es ergeben sich 24 Erzeugungssimulationen. In Kombination mit den Lastsimulationen aus Szenario 1 werden in Szenario 2 somit 13440 Fälle untersucht.

¹ <https://synpro-lastprofile.de/>

Szenario 3 „PV-Batterie“: In diesem Szenario wird eine Batterie zum Energiesystem hinzugefügt. Das Energiemanagement erfolgt im Hybridwechselrichter, welcher mit dem Ziel der Maximierung des Eigenverbrauchs entscheidet, ob PV-Energie zur direkten Deckung der elektrischen Last verwendet, in die Batterie gespeichert oder ins Netz eingespeist wird. Die Anzahl an Simulationen ist identisch zu der in Szenario 2. Als Batteriespeicher wurden 4 DOMUS 2.5 Module von Energy Depot¹ simuliert mit einer Gesamtkapazität von 10 kWh.

Szenario 4 „HEMS EV“: Im abschließenden vierten Szenario wird ein Energiemanagement des Fraunhofer ISE verwendet, um die Auswirkungen von unidirektional gesteuertem Laden eines Elektroautos im Zusammenspiel mit dem PV-Batteriesystem zu simulieren. Das Optimierungsziel ist weiterhin die Maximierung des Eigenverbrauchs. Es ergeben sich auch hier 13440 Simulationsmöglichkeiten, wobei nun die Lastprofile der Elektroautos aus Szenario 1 durch den Controller des Energiemanagementsystems, d.h. die angewandte Steuerungslogik, beeinflusst werden. Die Wärmepumpe wird nicht in die Optimierung mit einbezogen.

Insgesamt wurden 40880 Jahressimulationen mit einer Auflösung von 1 Minute durchgeführt. Für sämtliche Komponenten wurden die Leistungsströme erfasst und anschließend ausgewertet. Für diesen Bericht wurden die Hauptresultate zusammengefasst und in Kapitel 4 dargestellt.

3.2 Key Performance Indikatoren (KPI)

Zur Bewertung der verschiedenen Szenarien wurden Key Performance Indikatoren bestimmt, um das Energiesystem technisch, ökonomisch und ökologisch zu evaluieren. Die Indikatoren sind in Tabelle 1 aufgelistet inklusive Berechnungsgrundlage und Erläuterung der Aussagekraft.

¹ <https://www.energydepot.ch/domus-2-5/>

KPI	Berechnung	Relevanz
Autarkiegrad	$\frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{Gesamtverbrauch}}$	Ein hoher Autarkiegrad führt zu Stromkosteneinsparungen für die Bewohner*innen und sorgt für Preisstabilität.
Eigenv. Quote	$\frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{Gesamterzeugung}}$	Eine hohe Eigenverbrauchsquote ist ein Indikator für eine hohe Wirtschaftlichkeit der Investition in die PV-Anlage.
Operative CO2 Emissionen	<p>Es wird der Eigenverbrauch mit einem Emissionsfaktor (EF) von 0 berücksichtigt sowie der Netzbezug (E^N) mit einem über die Jahre linear abnehmenden EF¹.</p> $\sum_{t=0}^{20} E_t^N * EF_t$	Je mehr Strombedarf durch lokale PV-Energie gedeckt werden kann, desto geringer der operative CO2 Ausstoß durch Reststrom. Diese Größe stellt ein gutes Instrument dar um die von den Bewohner*innen persönlich eingesparte CO2 Menge zu quantifizieren.
Durchschnittlicher Strompreis Zur Lastdeckung	<p>Der durchschnittliche Strompreis wird berechnet, indem die Investitionskosten (I) mit den Kosten für bezogenen Netzstrom (E_t^{Sup}) sowie den Erlösen für PV-Einspeisung (E_t^{Feed}) über die Lebensdauer (20 Jahre) verrechnet werden und das Ergebnis auf die Last (E_t^{Load}) im entsprechenden Zeitraum aufgeteilt wird.</p> $\frac{I + \sum_{t=0}^{20} [c^{Sup} E_t^{Sup} - c^{Feed} E_t^{Feed}]}{\sum_{t=0}^{20} E_t^{Load}}$ <p>Dabei wird eine Einspeisevergütung (c^{Feed}) von 8,2 ct/kWh sowie ein Strompreis (c^{Sup}) von 40 ct/kWh angenommen².</p>	Je niedriger der durchschnittliche Strompreis desto wirtschaftlicher ist die Anlage. Um gegenüber der Versorgung ausschließlich aus dem Netz einen finanziellen Vorteil zu bieten, muss der durchschnittliche Strompreis unter dem Preis des Netzstroms liegen
Systemeffizienz	Berücksichtigt dynamische Ladeverluste und Entladeverluste für die Energieflüsse PV zu Heimnetz, PV zu Batterie und Batterie zu Heimnetz, sowie Selbstentladeverluste der Batterie.	Eine hohe Effizienz der Batterie reduziert die elektrischen Verluste im Heimenergiesystem. Eine hohe Wechselrichtereffizienz reduziert die elektrischen Verluste im Heimenergiesystem.
Batterie-vollzyklen	$\frac{\text{Ausgespeicherte Energiemenge}}{\text{Kapazität der Batterie}}$	Sinnvoll um den Nutzungsgrad des Stromspeichers beurteilen zu können.

¹ Der EF wird vom Umweltbundesamt für die Vergangenheit bestimmt. Für die Berechnung nehmen wir ausgehend vom Wert für 2021 (420 g/kWh) eine lineare Abnahme der CO2 Emissionen bis 2045 auf 0 an. Historische Daten: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

² Der LCOE wird hier nicht berechnet, da dieser den Vorteil einer Batterie durch eine erhöhte Autarkiequote nicht berücksichtigen kann. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf (Seite 52)

Preisannahmen

Für die Berechnung des durchschnittlichen Strompreises sind verschiedene Preisannahmen getroffen worden. Die Preise beziehen sich immer auf die Endkundenpreise inkl. aller Steuern und Umlagen.

Als Investitionskosten wurden angenommen:

Table 2 Investitionskostenbestandteile eines PV-Batteriesystems. Die absoluten Werte wurden in der veröffentlichten Version der Studie entfernt.

	Kostenanteile für eine 10 kWp Anlage mit	
	Strangwechselrichter	Hybridwechselrichter
KACO-Wechselrichter	7%	14%
PV		
fixe Installationskosten	9%	8%
variable Modulkosten	49%	45%
10 kWh Batterie	35%	33%

Für die installierten Anlagen wird jeweils eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Zusätzliche Wartungskosten sind nicht berücksichtigt. Die Berechnung der Stromkosten setzt sich neben den Installationskosten aus den Kosten für den Netzbezug des verbleibenden Bedarfs abzüglich der Vergütung der eingespeisten PV-Energie zusammen. Dazu wurden folgende Preise angenommen:

Table 3 Netzbezugskosten und Einspeisevergütung

	Kosten/ Ertrag
Einspeisevergütung für Anlagen < 10 kWp gemäß EEG 2023	Überschusseinspeisung 8,2 ct/kWh
	Volleinspeisung 13 ct/kWh
Strompreis Netzbezug	40 ct/kWh

Für die Berechnung der durchschnittlichen Kosten über die Lebenszeit des (Hybrid-) Wechselrichters ist auch eine Annahme über die durchschnittlichen Stromkosten nötig. Berücksichtigt man die Preisentwicklung der letzten 10 Jahre, scheint ein durchschnittlicher Strompreis von 40 ct/kWh eine angemessene Schätzung zu sein. Sollte der aktuelle Trend anhalten und sich schon früher dauerhaft ein höherer Strompreis einstellen, sind die hier angenommenen 40 ct/kWh eine eher niedrige Schätzung.

Grundsätzlich gilt, dass sich eine PV-Anlage und insbesondere ein PV-Batteriesystem dann finanziell besonders lohnt, wenn die Preisdifferenz zwischen Einspeisevergütung und Bezugspreis groß ist.

Die Annahme eines Strompreises ist zum einen im aktuellen Marktgeschehen als auch im Hinblick auf zu erwartende tiefgreifende Änderungen in der Energiewirtschaft in den kommenden Jahren nicht seriös vorherzusehen. Das bedeutet, dass auch die ökonomische Bewertung nicht präzise sein können.

4 Ergebnisse

Die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Szenarien werden einzeln simuliert. Das Ergebnis jeder Simulation ist eine Jahreszeitreihe der relevanten Leistungen. Aus diesen Jahreszeitreihen werden die KPIs aus Abschnitt 3.2 berechnet.

Die Ergebnisse werden zunächst szenarienspezifisch dargestellt und anschließend in einem szenarienübergreifenden Kapitel verglichen, in dem auch Rückschlüsse auf die optimale Dimensionierung gezogen werden.

4.1 Das Baseline Szenario

Im Baseline Szenario wurden die reinen Lasten ohne PV-Anlage miteinander kombiniert. In Abbildung 1 sind die Jahresenergieverbräuche der elektrischen Lasten, gruppiert nach Verbraucherkategorien, dargestellt. Die mittleren Haushaltslasten variieren von 1973 kWh des einzelnen Seniors bis zu 3162 kWh der zwei Heimarbeiter*innen. Bei Hinzunahme eines E-Autos erhöht sich die Last um durchschnittlich 1654 kWh (städtisch) bzw. 1269 kWh (ländlich), wobei die Streuung der Fahrzeuge hoch ausfällt, je nach Häufigkeit der Nutzung und Energieverbrauch. Die Wärmepumpe erhöht den Energieverbrauch um weitere 6307 kWh, sorgt also für eine Verdreifachung im Vergleich zum reinen Haushaltsverbrauch. Den größten Energieverbrauch mit 12194 kWh weist das Szenario zweier Heimarbeiter*innen (3537 kWh) mit großem E-Auto (2350 kWh) und Wärmepumpe auf, den geringsten Verbrauch hat ein Senior ohne E-Auto und elektrische Heizung mit 1594 kWh.

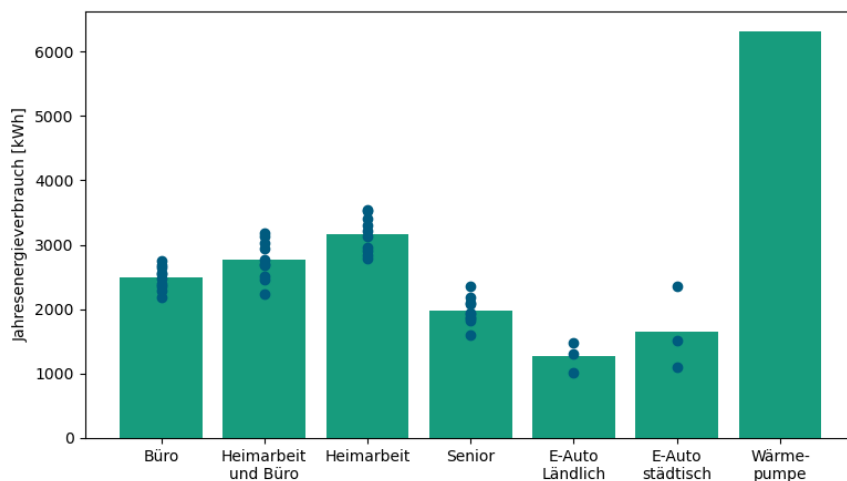


Abbildung 1 Jahresenergieverbräuche der einzelnen Lasten. Mittelwerte als Grüne Balken und Einzelwerte als Blaue Punkte.

Neben dem elektrischen Gesamtenergieverbrauch ist für die Evaluation des PV-Anlagennutzen vor allem relevant, welcher Anteil der Last während des Tages erfolgt. In Abbildung 2 sind für die verschiedenen Kategorien diese Anteile aufgetragen. Dabei wurden die Tages- und Nachtzeiten (Sonnenauf- bzw. Untergang) für die zwei Standorte München und Hamburg betrachtet. Die ortsspezifischen Ergebnisse unterscheiden sich jedoch nur geringfügig. Erwartungsgemäß schneiden Büroarbeitende mit einer Tageslastquote von 44% am schlechtesten ab. Ein Mix aus Heim- und Büroarbeit erhöht die Quote um 9 Prozentpunkte auf 53%. Die höchste Quote haben Heimarbeitende mit 57% und Senioren mit 56%. Bei den E-Autos ist eine hohe Streuung zu

verzeichnen von 46% bis 74%, wobei die städtische Nutzung eher zu ungesteuerten Ladevorgängen während des Tages führen als die ländliche Nutzung. Die simulierte Wärmepumpe hat mit 38% Tageslastquote eine schlechte Quote aufgrund geringerer Außentemperaturen während der Nachtstunden. Dies ist stark abhängig von den Solltemperaturen im Haus. In der Simulation wurde ohne eine Nachtabsenkung der Heiztemperaturen gearbeitet.

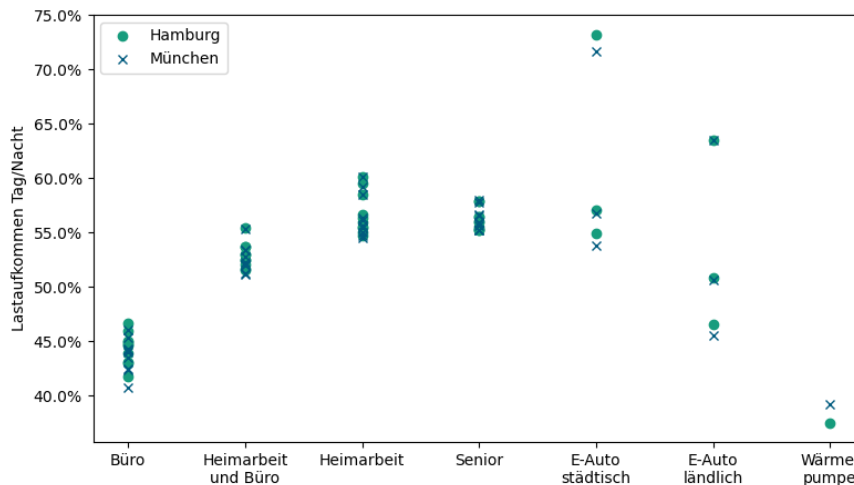


Abbildung 2 Anteil der Last, der am Tag stattfindet

4.2 Mehrwert einer PV-Anlage

Im Szenario „PV“ wurde zu den Lastsimulationen eine PV-Anlagensimulation gestartet. Dabei wurde als Wechselrichter der Strangwechselrichter verwendet. Dieser hat über alle berechneten Szenarien gesehen eine durchschnittliche Effizienz von 97,1%. Dabei hängt die Effizienz im individuellen Fall von der durchschnittlichen PV-Leistung ab. Generell gilt: je weniger Niedriglastbetrieb (<10% der Nennleistung), desto effizienter der Wechselrichter. Daher ist der relevanteste Parameter für die Systemeffizienz die PV-Spitzenleistung. Da der KACO-Strangwechselrichter auch unter Teillast (20% - 100% Nennleistung) eine hohe Effizienz aufweist, ist der Effekt gering. Zwischen dem effizientesten und am wenigsten effizienten Szenario beträgt der Unterschied einen Prozentpunkt (vgl. Abbildung 3).

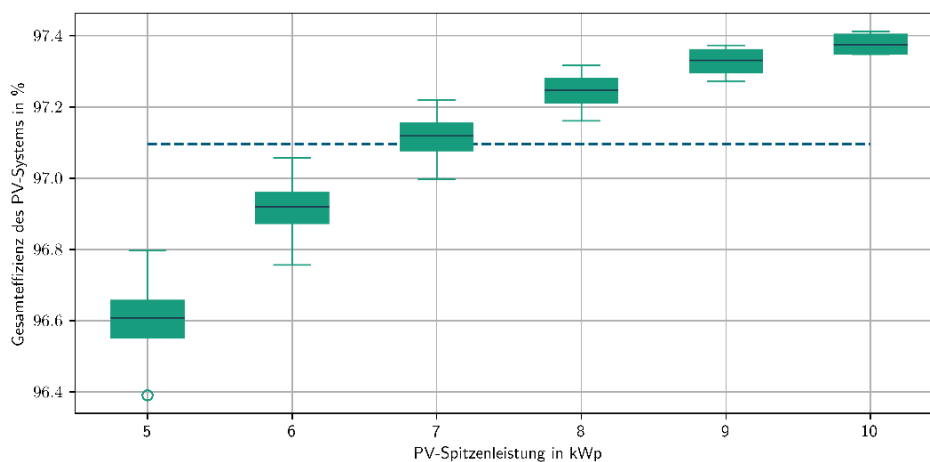


Abbildung 3 Konversionseffizienz des PV-Wechselrichters

Die Autarkiequote im Szenario „PV“ erstreckt sich je nach installierter Leistung und Lastgang auf einen Bereich von 15-45%. Ein hoher Autarkiegrad stellt sich dann ein, wenn PV-Erzeugung und Stromverbrauch simultan erfolgen. In Abbildung 4 sind alle Autarkiewerte für die verschiedenen Simulationen über der Jahreslast aufgetragen.

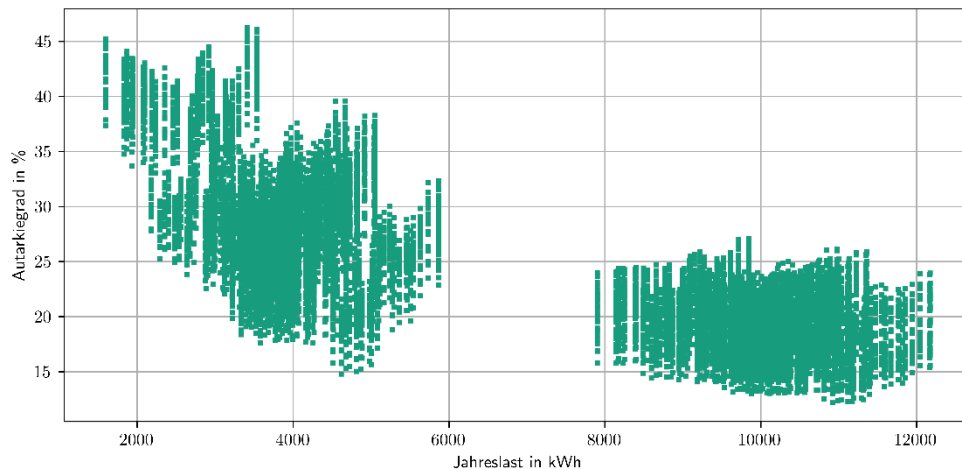


Abbildung 4 Autarkiequote in Abhängigkeit der Jahreslast. Der Block mit hoher Jahreslast auf der rechten Seite enthält die Haushalte mit Wärmepumpen.

Zwar lässt sich erkennen, dass eine höhere Jahreslast tendenziell zu einer geringeren Autarkiequote führt, die Korrelation fällt jedoch geringer aus als erwartet. Der mittlere Autarkiegrad über alle Simulationen in Szenario 2 beträgt 24%. Die Korrelation einzelner Parameter ist in den folgenden Abbildungen 5 – 10 als Boxplot dargestellt. Innerhalb der Boxen befinden sich 50% der Werte begrenzt durch das obere und untere Quartil, die Whisker umfassen den letzten Wert innerhalb des 1,5-fachen Interquartilsabstand. Alle weiteren Werte außerhalb der Whisker sind als Kreise dargestellt. Der Medianwert ist jeweils als schwarzer Strich eingezeichnet. Der Mittelwert über alle Simulationen in Szenario „PV“ ist in den folgenden Abbildungen als blau gestrichelte Linie dargestellt.

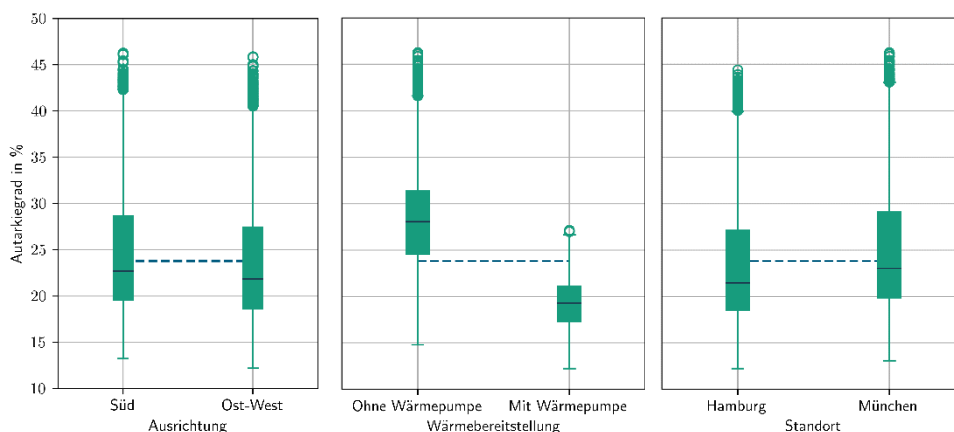
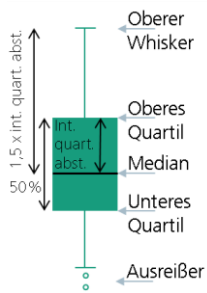


Abbildung 5 Verteilung der Autarkiequote in Abhängigkeit der zwei betrachteten Ausrichtungen, der Art der Wärmebereitstellung sowie der Standorte

Bezüglich der Ausrichtung der PV-Anlage (siehe Abbildung 5 links) lässt sich feststellen, dass ein geringfügig höherer Autarkiegrad bei Südausrichtung auftritt. Dies ist auf die höhere Gesamterzeugung bei Südausrichtung zurückzuführen. In einzelnen Fällen, vor allem für Personen mit geringer Last in den Mittagsstunden (reine Büroarbeit), ist es dennoch sinnvoller eine Ost-West Anlage zu installieren, um von einem höheren Ertrag in den späten Nachmittagsstunden zu profitieren.

Im mittleren Teil von Abbildung 5 lässt sich ablesen, dass das Vorhandensein einer Wärmepumpe aufgrund der hohen zusätzlichen Last (vgl. Abbildung 1) und des in der Simulation geringen Tag/Nacht Lastverhältnisses (vgl. Abbildung 2) die Autarkiequote deutlich verringert.

Aufgrund der erhöhten Einstrahlungsmenge ergibt sich durch die Standortwahl für München bei ansonsten gleicher Anlagenkonfiguration und Lastaufkommen eine höhere Autarkie als in Hamburg (vgl. Abbildung 5 rechter Plot).

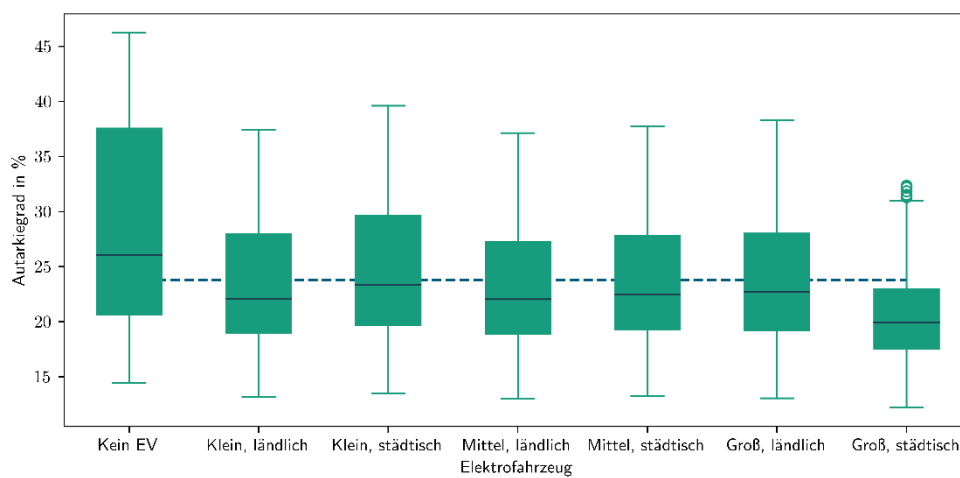


Abbildung 6 Abhängigkeit der Autarkiequote vom Elektrofahrzeugtyp.

In Abbildung 6 ist der Einfluss des Elektroautos auf den Autarkiegrad zu sehen. Es ist festzustellen, dass das Vorhandensein eines Elektroautos aufgrund der zusätzlichen Last die Autarkiequote mindert, die Kategorie des Elektroautos ist in den Simulationsergebnissen jedoch weniger relevant. Generell gilt, je häufiger ein Auto tagsüber daheim ist, desto größer die Autarkie.

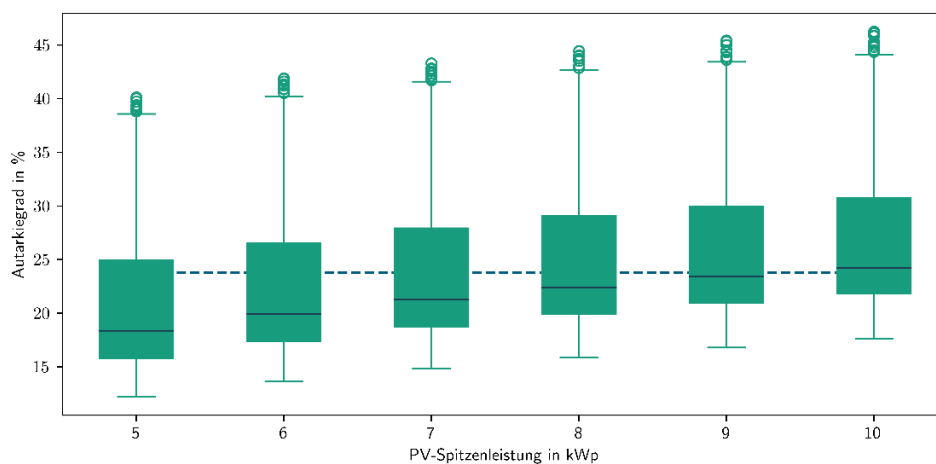


Abbildung 7 Abhängigkeit der Autarkiequote von der installierten PV-Spitzenleistung.

Mit steigender PV-Anlagengröße steigt erwartungsgemäß auch der Autarkiegrad (vgl. Abbildung 7) während die Eigenverbrauchsquote gegenläufig abnimmt.

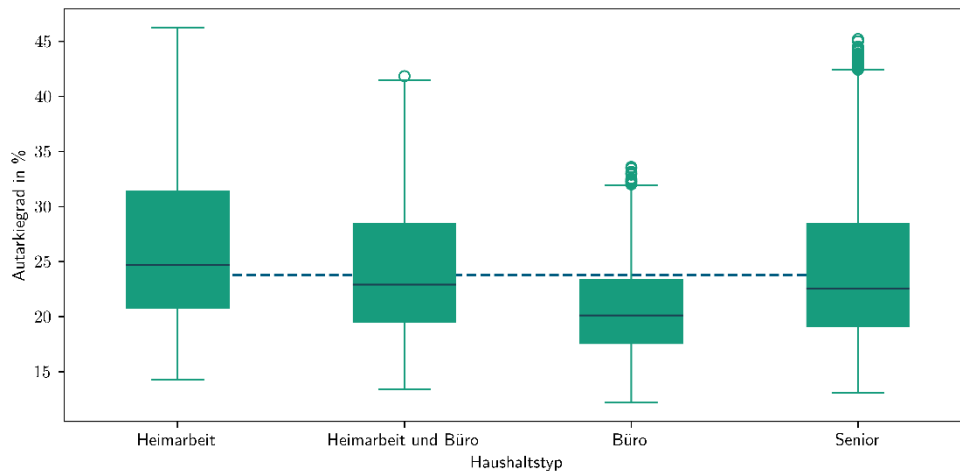


Abbildung 8 Abhängigkeit der Autarkiequote vom Haushaltstyp. Der Mittelwert ist in blau gestrichelt gezeigt. Für Haushalte mit Büroarbeit, ergibt sich eine geringere Autarkiequote, da der Strom eher in den morgen und Abendstunden verbraucht wird.

Anders als bei den vorangegangenen Parametern, ist die Änderung der Autarkie in Abhängigkeit des Haushaltstyps nicht primär auf die Größe der Gesamtlast zurückzuführen, sondern das tageszeitabhängige Aufkommen der Last. So weisen Heimarbeitende im Schnitt einen um 5 Prozentpunkte höheren Autarkiegrad auf als im externen Büro Arbeitende.

Die durchschnittlichen Stromkosten stellen sich abhängig von der PV-Anlagegröße dar wie in Abbildung 9 gezeigt. Diese liegen substanziiell unter den für Netzstrom angenommenen 40 ct/kWh. Eine PV-Anlage ohne Batterie lohnt sich in sämtlichen Simulationen.

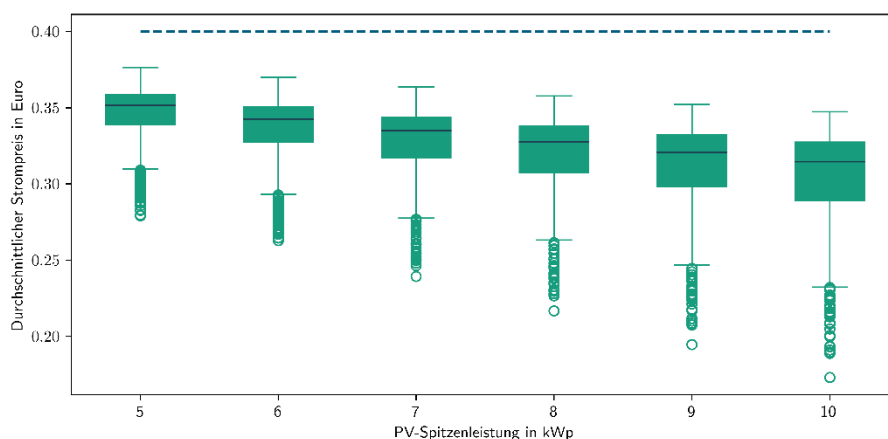


Abbildung 9 Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Spitzenleistung für Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung. Netzbezugskosten als blau gestrichelte Linie.

Seit dem EEG 2023 können sich Anlagenbesitzer jährlich entscheiden, ob sie statt Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung lieber ein Model der Volleinspeisung wählen. In diesem Fall wird der PV-Strom vollständig ins Netz gespeist und (für Anlagen kleiner 10 kWp) mit 13 ct/kWh vergütet. Alle Simulationen in Szenario „PV“ wurden noch

einmal mit diesem Vergütungsmodell durchgerechnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 zu sehen.

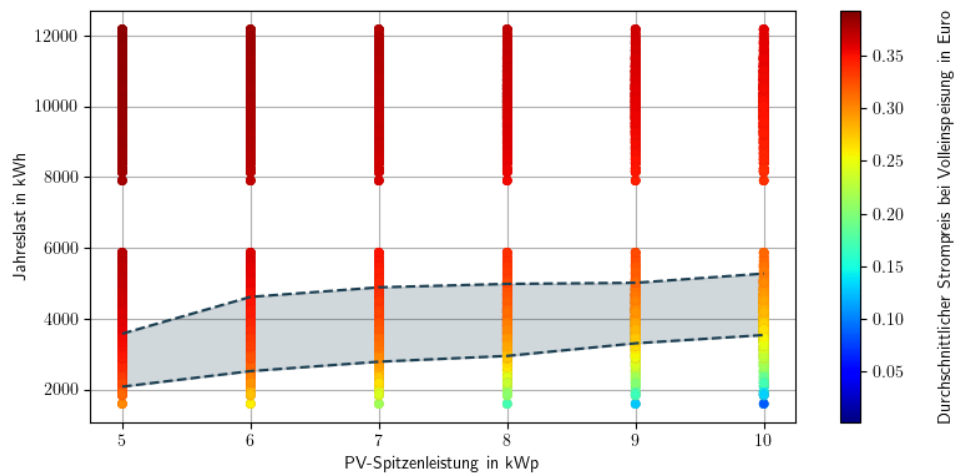


Abbildung 10 Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Spitzenleistung und der Jahreslast für Volleinspeisung. Unterhalb des grau hinterlegten Bereiches sind die durchschnittlichen Stromkosten bei Volleinspeisung niedriger. Oberhalb des grau hinterlegten Bereiches führt die Überschusseinspeisung zu geringeren Kosten. Im Graubereich ist das Ergebnis szenarioabhängig.

Zusätzlich zu der Farbcodierung der durchschnittlichen Strompreise sind zwei Linien eingezeichnet basierend darauf, ob im konkreten Szenario durch Voll- oder Überschusseinspeisung ein besseres Ergebnis erzielt werden kann. Unterhalb des grau hinterlegten Bereiches (also bei kleinen Lasten und damit geringerem Eigenverbrauch) sind die durchschnittlichen Stromkosten bei Volleinspeisung in allen Szenarien niedriger. Oberhalb des grau hinterlegten Bereiches führt die Überschusseinspeisung in allen Fällen zu geringeren Kosten. Innerhalb des grau hinterlegten Bereiches gibt es sowohl Szenarien, bei denen Volleinspeisung ein besseres Ergebnis erzielt, als auch Szenarien, bei denen Überschusseinspeisung zum niedrigeren Strompreis führt.

Man erkennt, dass es in der meisten Fällen nicht lukrativ ist eine Volleinspeisung zu wählen. Allerdings zeigt sich, dass der Strompreis bei großen PV-Anlagen > 8 kWp für kleine Haushaltslasten < 3000 kWh in der Volleinspeisung geringer sein kann. Im grau hinterlegten Band liegen die Stromkosten beider Vergütungsformen oft nah beieinander. Welche Wahl der Vergütungsform im konkreten Fall günstiger ist, hängt hier vom erzielten Eigenverbrauchsanteil ab. Je höher dieser Anteil, desto eher sollte die Überschusseinspeisung gewählt werden.

Unabhängig von der gewählten Vergütungsform sind in Abbildung 11 die Stromgestehungskosten für die einzelnen Anlagengrößen basierend auf den in Tabelle 2 angenommenen Investitionskosten dargestellt. Man erkennt, dass alle Werte unterhalb der 13 ct/kWh Schwelle der Volleinspeisevergütung liegen und Anlagen > 8kWp in 75% der Fälle unterhalb der Schwelle für Überschusseinspeisevergütung von 8,3 ct/kWh produzieren.

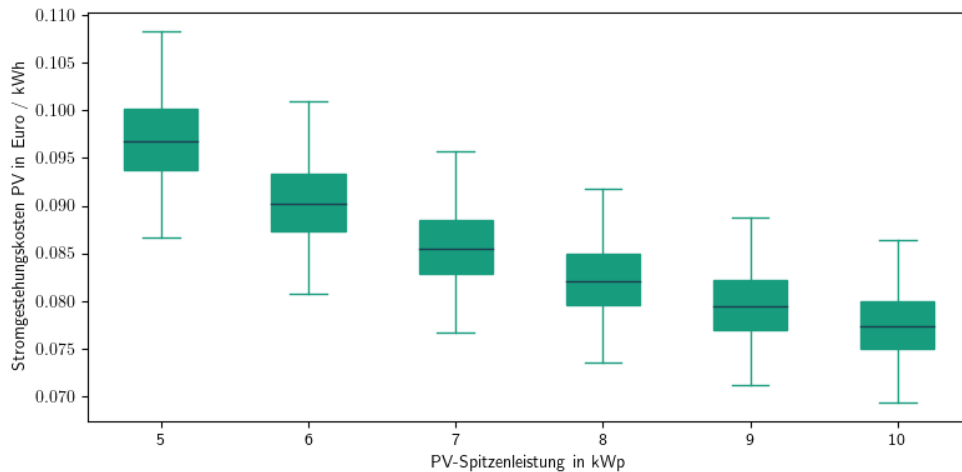


Abbildung 11 Stromgestehungskosten für die verschiedenen Anlagengrößen

Zur Einordnung der Ergebnisse muss an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Annahmen zu Investitionskosten und zu der Strompreisentwicklung großen Unsicherheiten unterliegen. Zum aktuellen Zeitpunkt der Berichtserstellung sind die Investitionskosten für PV-Anlagen höher als hier angenommen, zukünftig sehen wir die getroffenen Annahmen jedoch als realistisch an¹.

- Eine PV-Anlage ist unter den getroffenen wirtschaftlichen Annahmen immer wirtschaftlich sinnvoll.
- Die Überschusseinspeisung stellt gegenüber der Volleinspeisung in den meisten Fällen die wirtschaftlich attraktivere Variante dar. Für große PV-Anlagen und kleine Haushaltslasten kann jedoch die Volleinspeisung sinnvoller sein.
- Im Betrieb kann man abhängig von der PV-Spitzenleistung für den Strangwechselrichter eine Systemeffizienz von etwa 97% erwarten.
- Mit einem reinen PV-System ergibt sich in den vorliegenden Simulationen ein Autarkiegrad von 15-45 %
- Insbesondere der Haushaltstyp sowie, ob Großverbraucher wie Wärmepumpe und Elektrofahrzeug genutzt werden, hat einen starken Einfluss auf die Autarkiequote.
- Der Autarkiegrad und damit auch die finanzielle Ersparnis ist höher, wenn ein hoher Anteil des Stroms während des Tags verbraucht wird. Etwa bei Beschäftigten im Homeoffice.

4.3 Mehrwert eines Batteriespeichers

Im dritten Szenario wird neben der Haushaltslast ein PV-Batteriesystem bestehend aus einer PV-Anlage, einer Batterie mit einer Kapazität von 10 kWh und einem KACO Hybridwechselrichter simuliert. Für dieses Szenario 3 ergibt sich eine deutlich höhere Autarkiequote von bis über 90%.

¹ Vgl. Fraunhofer ISE: „STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN“

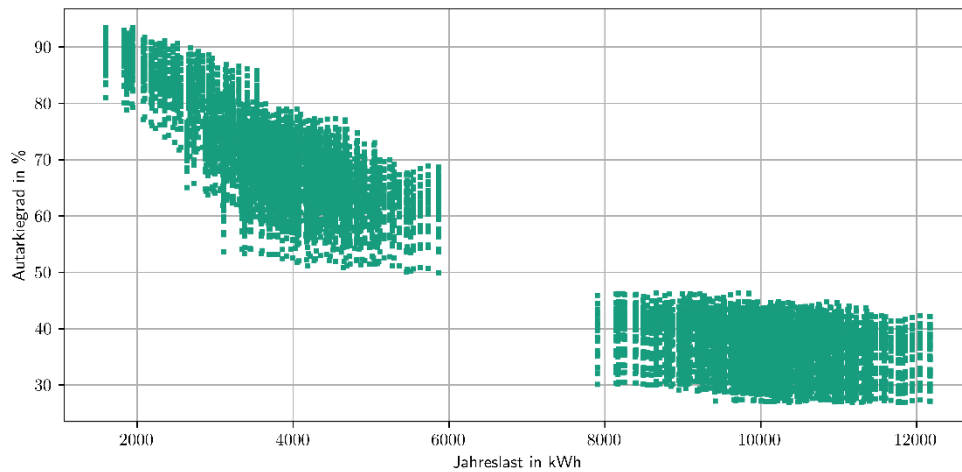


Abbildung 12 Autarkiequote in Abhängigkeit der Jahreslast für alle Simulationen des Szenario 3. Der Block mit hoher Jahreslast auf der rechten Seite enthält die Haushalte mit Wärmepumpen.

Dabei lässt sich beobachten, dass insbesondere der Unterschied zwischen den verschiedenen Haushaltstypen und für die Elektrofahrzeuge verschimmt. Hier kann die PV-Energie über die Batterie zwischengespeichert werden und so die Last decken, die nicht am Tag anfällt (vgl. Abbildung 13).

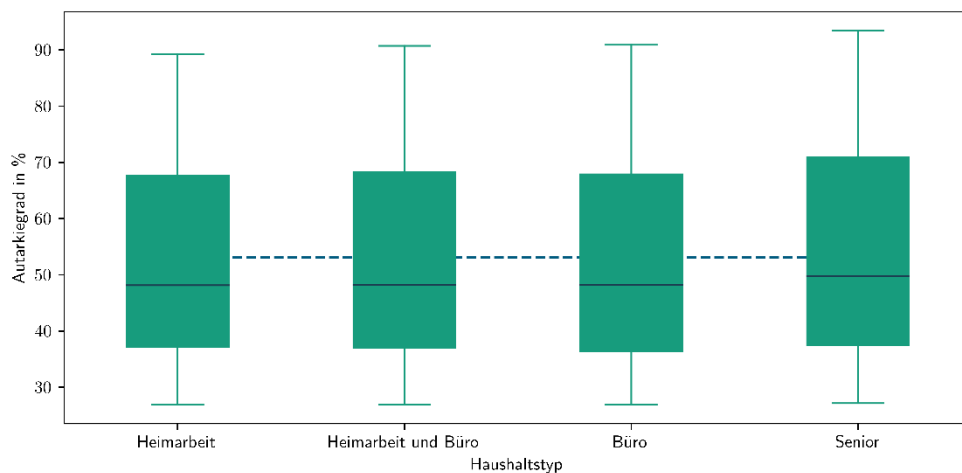


Abbildung 13 Abhängigkeit der Autarkiequote vom Haushaltstyp. Der Mittelwert ist in blau gestrichelt gezeigt. Durch die Batterie verringern sich die Unterschiede zwischen den einzelnen Haushaltstypen.

Dieser Effekt lässt sich bei der Wärmepumpe nicht beobachten. Zum einen hat diese insgesamt einen sehr hohen Stromverbrauch, zum anderen ist der Wärmebedarf in den Wintermonaten höher in denen der PV-Ertrag geringer ist. Da eine Batterie keinen saisonalen Speicher darstellt, kann die PV-Energie nicht zur Deckung der zusätzlichen Last genutzt werden.

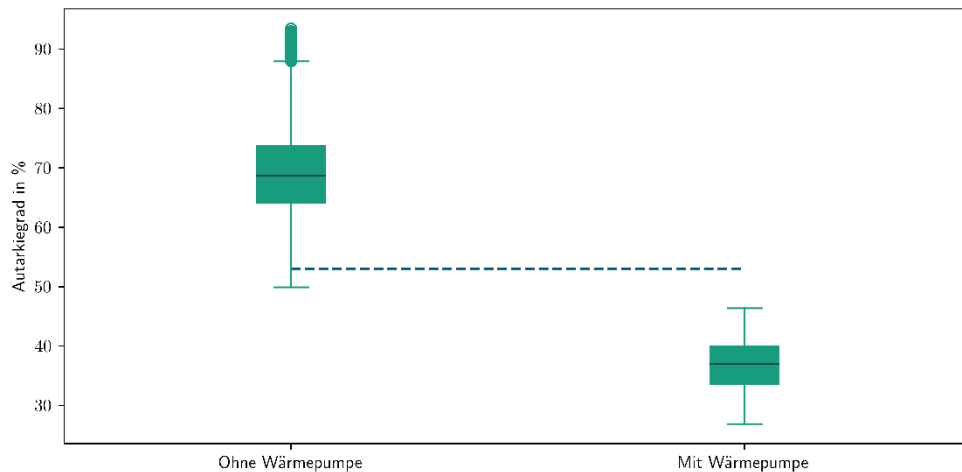


Abbildung 14 Abhängigkeit der Autarkiequote davon, ob eine Wärmepumpe installiert ist. Der Mittelwert ist in blau gestrichelt gezeigt. Die Autarkie in Haushalten ohne Wärmepumpen erhöht sich durch eine Batterie im Mittel deutlich stärker.

Durch den deutlich gestiegenen Autarkiegrad lohnt sich in vielen Fällen die hohe Investition in ein Batteriesystem. Für Anlagen > 7 kWp ist der Median des Strompreises für Anlagen mit Batteriespeicher unterhalb des Strompreises für reine PV-Anlagen ohne Batteriespeicher (vgl. Abbildung 15). Auch für kleinere PV-Anlagen kann ein Speicher sinnvoll sein, wenn die Haushaltslast ebenfalls gering ist bzw. zu ungünstigen Zeiten stattfindet.

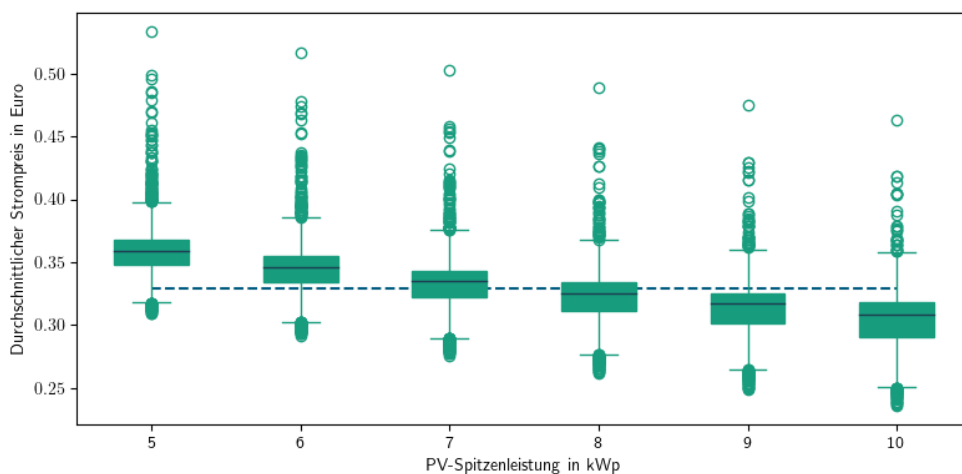


Abbildung 15 Abhängigkeit der durchschnittlichen Stromkosten von der PV-Spitzenleistung. Die blau gestrichelte Linie gibt die durchschnittlichen Stromkosten für das Szenario „PV“ als Referenzgröße an.

Die Gesamteffizienz des Systems liegt etwas tiefer als ohne Batterie, da nun Konversionsverluste prinzipiell durch mehrere Pfade entstehen können.

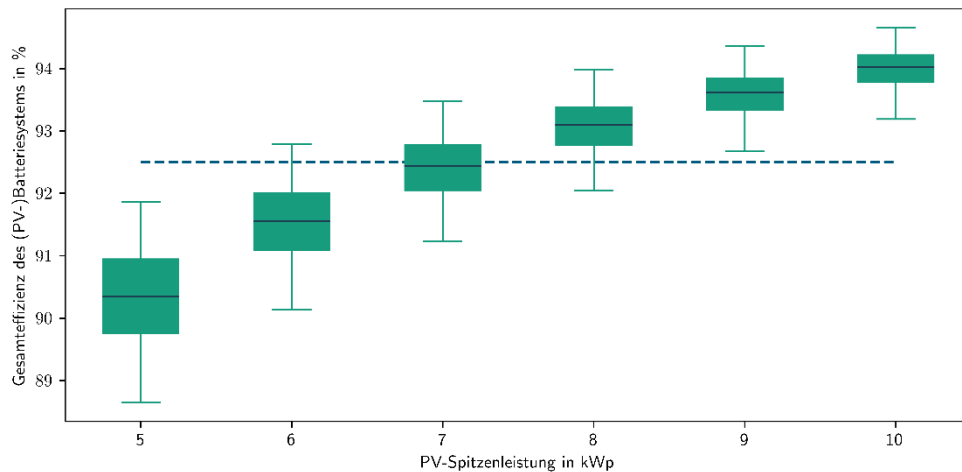


Abbildung 16 Abhängigkeit der Effizienz von der PV-Spitzenleistung. Der Mittelwert ist in blau gestrichelt dargestellt.

Weiterhin ist die Spitzenleistung der installierten PV-Anlage der relevanteste Parameter für die Effizienz des Batteriesystems.

- Durch ein Batteriesystem wird die Autarkiequote im Vergleich zur reinen PV-Anlage deutlich erhöht.
- Die Unterschiede zwischen verschiedenen Szenarien werden geringer, da Energie zeitlich verschoben werden kann und so der Tag-/Nachtanteil ausgeglichen werden kann.
- Die Systemeffizienz ist geringer, da mehr Konversionspfade möglich sind.

4.4 Mehrwert der Einbindung gesteuerten Ladens

Im letzten Szenario wurde ein Energiemanagementsystem, das Elektrofahrzeugladevorgänge steuert, untersucht. Dabei wird der Ladevorgang PV-optimiert durchgeführt. Das heißt, dass das Fahrzeug nur mit einer reduzierten Leistung geladen wird, wenn ausreichend PV-Leistung zur Verfügung steht. Die Batterie wird nur dann geladen, wenn das Elektrofahrzeug nicht geladen wird. Um das Fahrzeug vor kommenden Fahrten voll zu laden, wird auch Energie aus der Batterie genutzt.

Die linken Punkte in Abbildung 17 zeigen Simulationen ohne Wärmepumpe. Für diese sieht man, dass die Autarkiequote um ungefähr 5 Prozentpunkte steigt, wenn man ein EMS nutzt.

Im Durchschnitt wird PV-Energie bei einer geringeren Leistung als die 11 kW Maximalleistung der Ladesäule erzeugt. Durch die Nutzung eines HEMS wird die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs reduziert. Bei dieser geringeren Leistung kann sie zu einem höheren Anteil aus PV-Erzeugung gedeckt werden. Die verbleibende PV-Energie reicht weiterhin aus, um große Teile der Haushaltslast zu decken.

Bei der Nutzung einer Wärmepumpe (rechte Punktewolke in der Abbildung) wird der Großteil des Stroms ohnehin für den großen Verbraucher Wärmepumpe genutzt. Dadurch muss zum Laden des E-Autos fast immer Strom aus dem Netz bezogen werden und ein HEMS ist in den Optimierungsmöglichkeiten deutlich eingeschränkt, eine Steigerung des Autarkiegrads ist minimal.

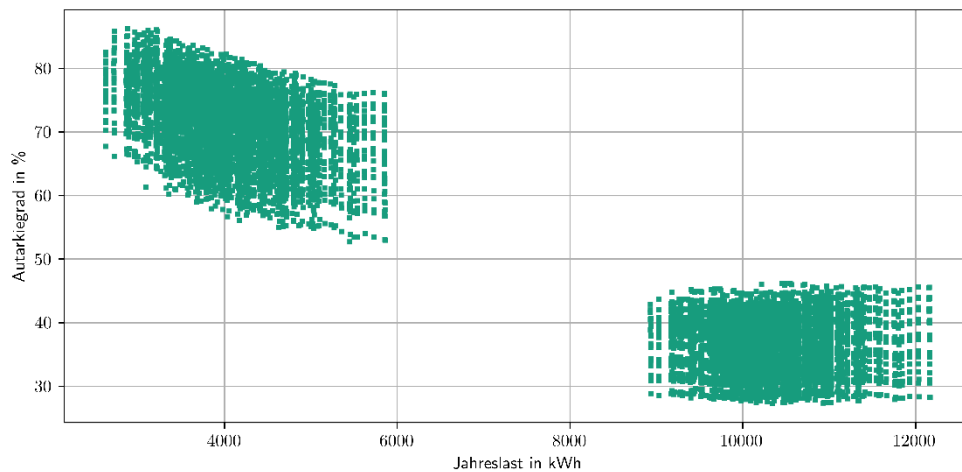


Abbildung 17 Autarkie in Abhängigkeit der Jahreslast mit EMS

Durch ein HEMS kann der Autarkiegrad für Haushalte ohne Wärmepumpe um durchschnittlich 5% gesteigert werden, während bei Haushalten mit Wärmepumpe aufgrund des großen Verbrauchs keine nennenswerte Steigerung erreicht werden kann

4.5 Vergleich der Szenarien

Nach der Betrachtung der einzelnen Szenarien sollen hier die unterschiedlichen Szenarien miteinander verglichen werden. Das letzte Szenario, in dem ein EMS untersucht wird, kann nur für Haushalte mit Elektrofahrzeugen evaluiert werden, da sich die Steuerung auf Ladeverschiebung bezieht. Dadurch tauchen in diesem Szenario die Simulationen mit den niedrigeren Jahreslasten nicht auf. Im Vergleich ergeben sich folgende Durchschnittswerte der KPIs für die Szenarien.

Tabelle 4 Gegenüberstellung der KPIs für die verschiedenen Szenarien

	Autarkie	Strompreis	Systemeffizienz	Batterie Vollzyklen
Baseline	0 %	40,0 ct/kWh	-	-
PV	24 %	32,6 ct/kWh	97,4 %	-
PV-Batterie	53,4 %	32,9 ct/kWh	93,5 %	191,7
HEMS EV	54,7%	32,0 ct/kWh	93,5 %	179,2

Im Vergleich zwischen den Szenarien PV-Batterie und HEMS EV zeigt sich, dass sich die Anzahl an Vollzyklen leicht verringert, da mehr Energie direkt in das Elektrofahrzeug geladen wird, anstatt in der Batterie zwischengespeichert zu werden. Dies schon im Durchschnitt die Batterie und verlängert die Lebensdauer.

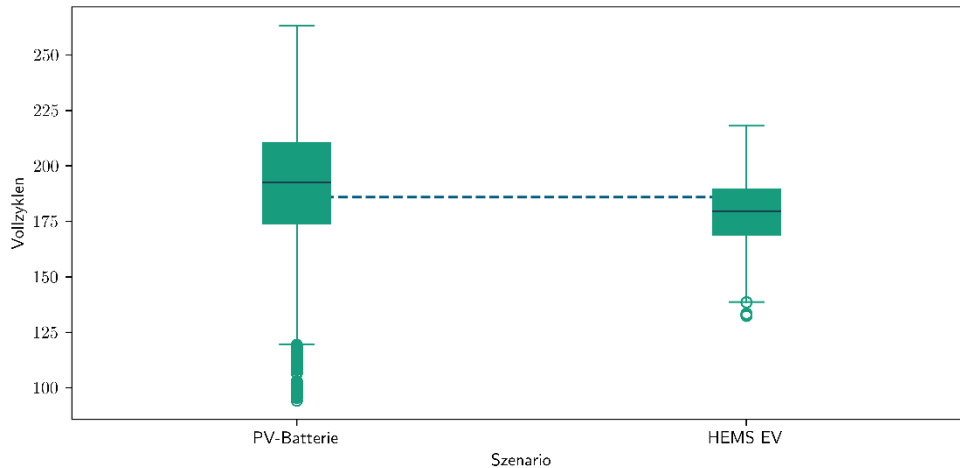


Abbildung 18 Anzahl der Vollzyklen pro Jahr. Bei Vergleichen mit dem Szenario HEMS EV muss beachtet werden, dass dieses weniger Simulationen enthält, da alle Szenarien ohne Elektrofahrzeug ausgeschlossen sind.

Die Stromkosten verringern sich im Median zwischen den Szenarien leicht. Die Outlier in den beiden Szenarien PV und PV-Batterie sind die Simulationsergebnisse ohne Elektrofahrzeug. Beim Szenario PV haben die Haushalte mit geringer Jahreslast tendenziell einen höheren Autarkiegrad (siehe Abbildung 4) und damit einen geringeren Strompreis. Beim Szenario PV-Batterie kann in diesen Haushalten die Autarkiequote am wenigsten erhöht werden. Die Investitionskosten für die Batterie erhöhen dadurch die durchschnittlichen Stromkosten für diese Haushalte. Im Szenario HEMS EV sind diese Haushalte mit geringen Jahreslasten nicht vertreten.

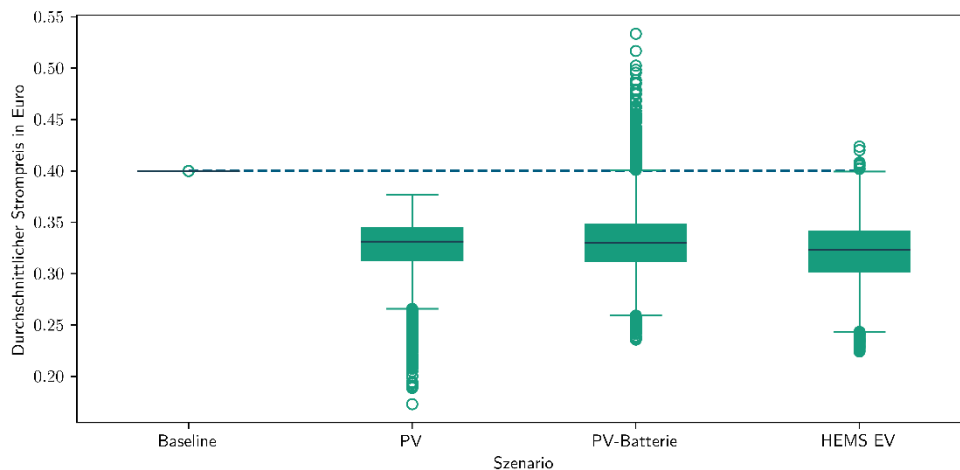


Abbildung 19 Durchschnittliche Stromkosten. Bei Vergleichen mit dem Szenario HEMS EV muss beachtet werden, dass dieses weniger Simulationen enthält, da alle Szenarien ohne Elektrofahrzeug ausgeschlossen sind.

Neben dem Autarkiegrad stellt die Eigenverbrauchsquote einen weiteren verbreiteten energetischen Indikator dar. Tendenziell ist ein hoher Eigenverbrauchsanteil erstrebenswert.

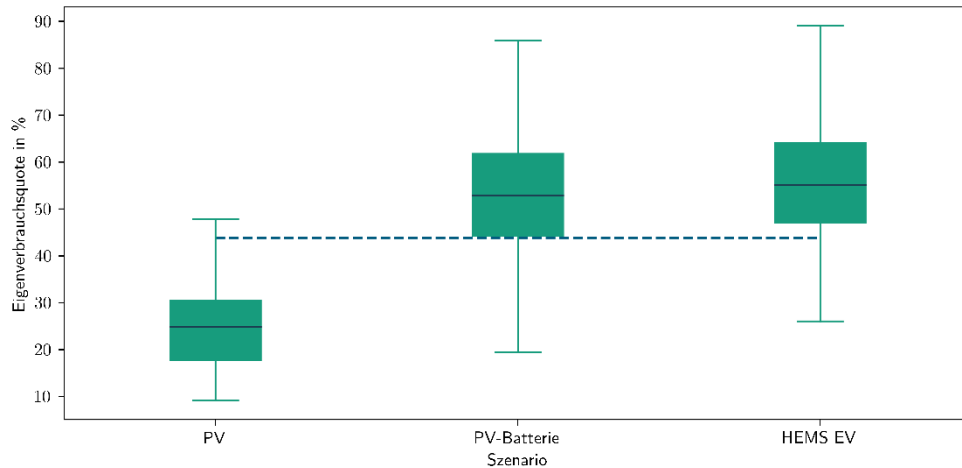


Abbildung 20 Eigenverbrauchsquote im Vergleich zwischen den Szenarien. HEMS EV berücksichtigt nur Szenarien mit Elektrofahrzeug.

Sowohl Eigenverbrauchsquote als auch Autarkiegrad steigen im Durchschnitt zwischen den verschiedenen Szenarien. Durch die Benutzung der Batterie kann PV-Energie in Zeiten ohne PV-Erzeugung verschoben werden. Durch ein HEMS kann zusätzlich noch die Beladung des Elektrofahrzeugs auf die PV abgestimmt werden und so mehr PV-Strom direkt verbraucht werden.

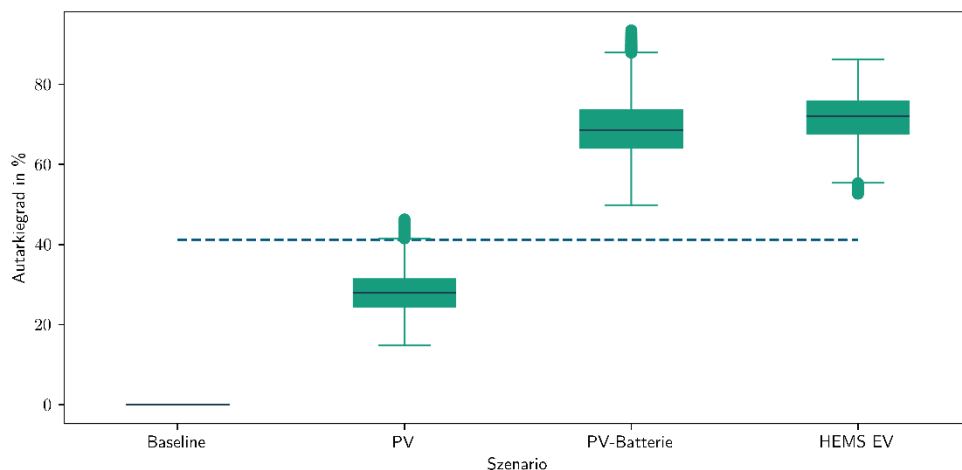


Abbildung 21 Autarkiequote im Vergleich zwischen den Szenarien. HEMS EV berücksichtigt nur Szenarien mit Elektrofahrzeug.

- Im Durchschnitt über alle jeweiligen Simulationen erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil und die Autarkiequote vom Szenario PV zu PV-Batterie und von PV-Batterie zu HEMS EV.
- Im Vergleich PV-Batterie zu HEMS EV verringert sich auch der Median der Stromkosten, die pro kWh Last entstehen. Im Vergleich PV zu PV-Batterie erhöht sich der Median leicht.
- Ob die Anschaffung eines Batteriespeichers ökonomisch sinnvoll ist, hängt von verschiedenen Parametern ab.
- Das gesteuerte Laden von E-Autos verringert die Zyklenzahl der stationären Batterie und kann somit zu einer Steigerung der Batterielebensdauer führen.

4.6 Dimensionierung

Um eine Aussage über eine Dimensionierung einer PV-Anlage zu machen, wurde die PV-Spitzenleistung auf die Jahreslast normiert. In einer Veröffentlichung von 2014¹ geht die HTW Berlin davon aus, dass eine PV-Größe von 1 kWp / MWh zusammen mit einer Batteriegröße von 1 kWh / MWh mit den damaligen Preisannahmen ein ökonomisches Optimum ergibt. Die dortige Methodik wurde auf die vorliegenden Simulationsergebnisse angewendet. Für die drei Szenarien mit PV ergeben sich die folgenden Graphiken. Erneut zeigt jeder Punkt einen Haushalt. Eine Aufteilung nach Haushalten ist im Anhang zu finden

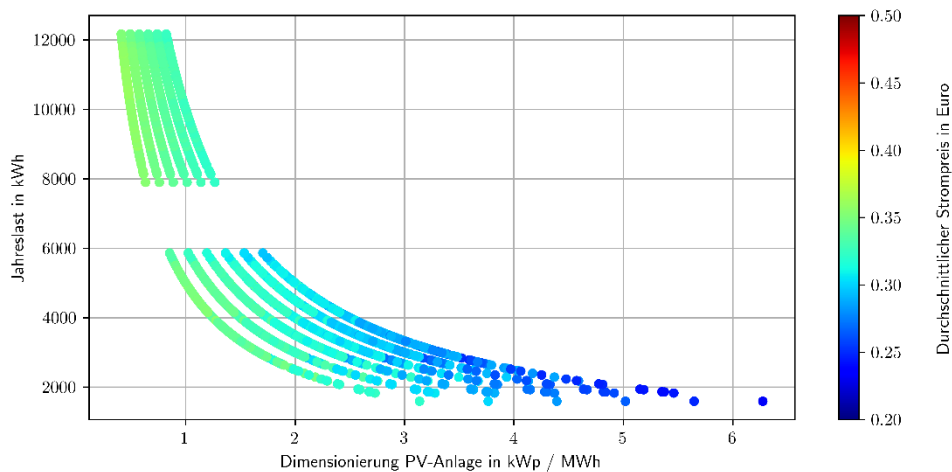


Abbildung 22 Szenario 2: Nur PV. Durchschnittliche Stromkosten (über das Jahr) pro Haushalt in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

Für das Szenario „PV“ ergeben sich die geringsten Stromkosten bei einer geringen Jahreslast. Eine größere PV-Anlage verringert die Stromkosten in fast allen Fällen.

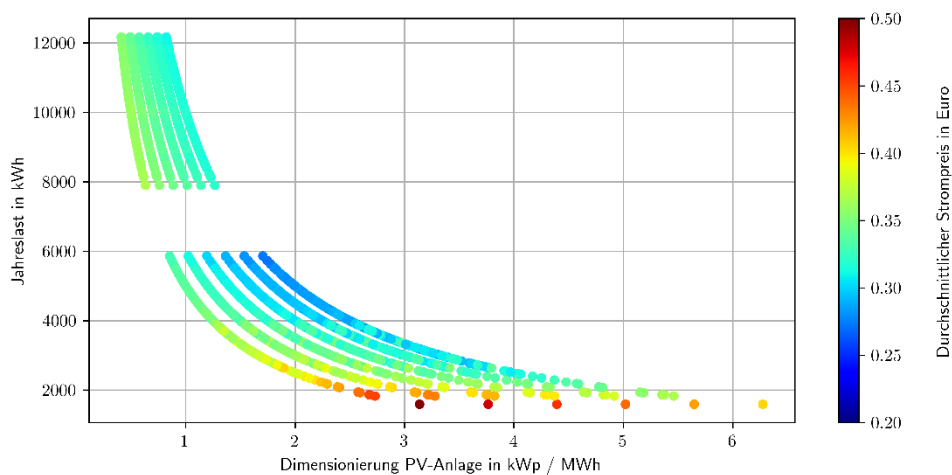


Abbildung 23 Szenario 3: PV-Batterie. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

¹ Weniger et al.: Sizing of Residential PV Battery Systems <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.160>

Für das Szenario „PV-Batterie“ kehrt sich die Abhängigkeit von der Jahreslast um. Für die Haushalte ohne Wärmepumpe gilt, dass die Stromkosten tendenziell sinken, wenn die Jahreslast steigt. Weiterhin gilt aber in den vorliegenden Simulationen, dass eine größere PV-Anlage immer einen geringeren durchschnittlichen Strompreis nach sich zieht.

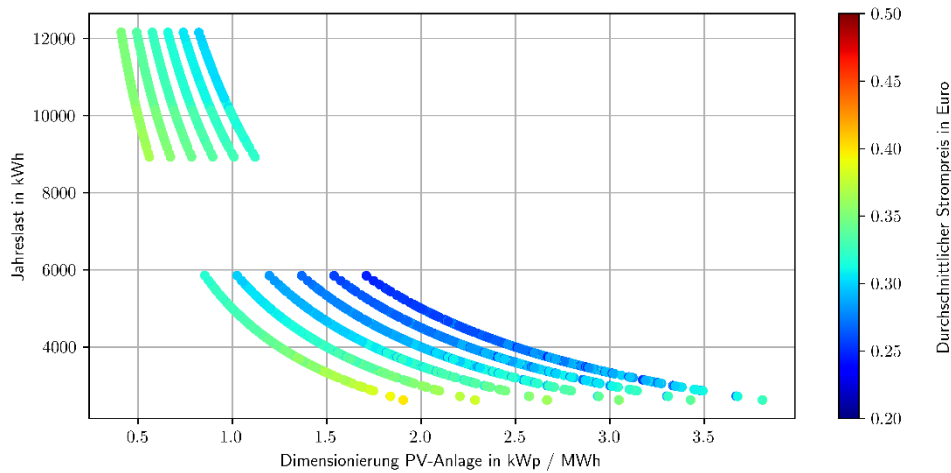


Abbildung 24 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage.

Für das HEMS-Szenario ergeben sich die gleichen Beobachtungen wie beim Szenario PV-Batterie. Allerdings ist der Strompreis generell geringer. PV-optimiertes Laden des eigenen Elektrofahrzeugs stellt also immer einen Mehrwert dar.

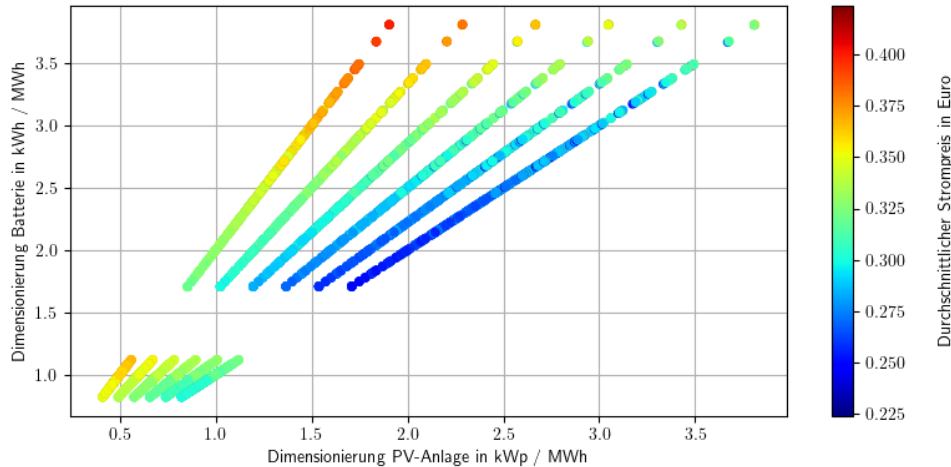


Abbildung 25 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Dimensionierung der PV-Anlage sowie der Batteriekapazität normiert auf die Jahreslast.

Abbildung 25 zeigt die optimale Dimensionierung von PV und Batterie relativ zur Jahreslast. Unter den hier durchgeführten Simulationen wurden die optimalen Stromkosten bei einer Batteriegröße von 1,5 - 2 kWh pro MWh Jahreslast und einer Dimensionierung der PV-Anlage von mindestens 1,5 kWp pro MWh erreicht, wobei für die PV-Anlagengröße in der Regel die Dachfläche vollständig ausgenutzt werden sollte. Auch wenn unklar ist, ob diese Ergebnisse auf andere Batteriegrößen verallgemeinert werden können, zeigt sich hier, dass die bisher häufig verwendete Dimensionierungsregel von 1kWp / MWh und 1kWh / MWh nicht optimal ist.

Die Abbildungen aus diesem Abschnitt sind im Anhang für die vier einzelnen Haushaltstypen erstellt. Dabei zeigt sich, dass die Unterschiede zwischen den einzelnen Haushaltstypen gering sind und sich aus den unterschiedlichen Jahreslasten ergeben.

Eine Ausnahme bildet das Szenario 2 „nur PV“: Dabei ist der Strompreis für den Haushaltstyp Büroarbeit etwas höher, da der Verbrauch meist außerhalb der sonnenreichen Stunden passiert. Dass eine größere PV-Anlage aber den Strompreis verringert, ist weiterhin richtig.

- Eine PV-Anlage mit einem KACO Dreiphasen Strang- oder Hybridwechselrichter verringert die Stromkosten auf 20 Jahre gerechnet in den meisten Fällen.
- Aufgrund der im Vergleich zu den Kosten für die einzelnen Module hohen Kosten für Installation und Inbetriebnahme sorgt eine größere PV-Anlage immer für geringere Stromkosten.
- Ab einer Jahreslast von etwa 4000kWh lohnt sich die Anschaffung eines Batteriespeichers.
- Wenn ein Elektrofahrzeug vorhanden ist, sollte dieses durch ein Energiemanagementsystem mit der Batteriesteuerung verknüpft werden.
- Während eine größere PV-Anlage wirtschaftlich immer einen Vorteil bietet, kann die Anschaffung einer Batterie, die größer als 3 kWh Kapazität pro MWh Jahreslast ist, zu insgesamt höheren Stromkosten führen.

5 Anhang

5.1 Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Büro

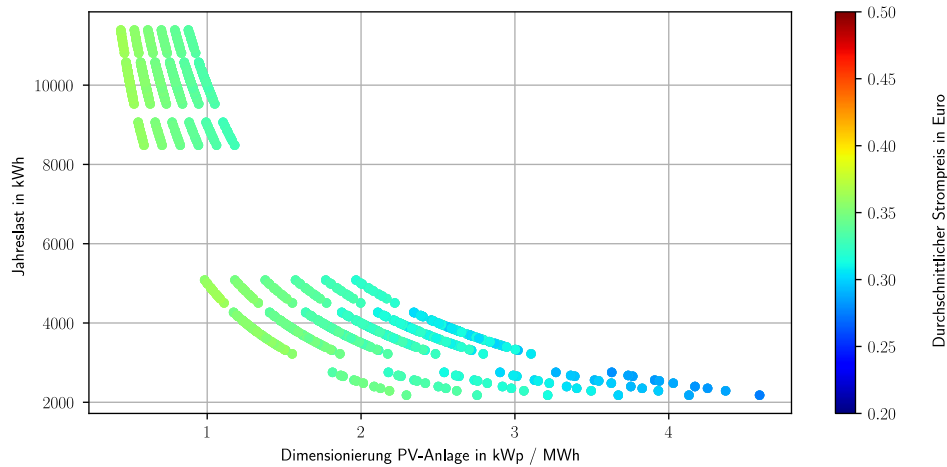


Abbildung 26 Szenario 2: Nur PV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

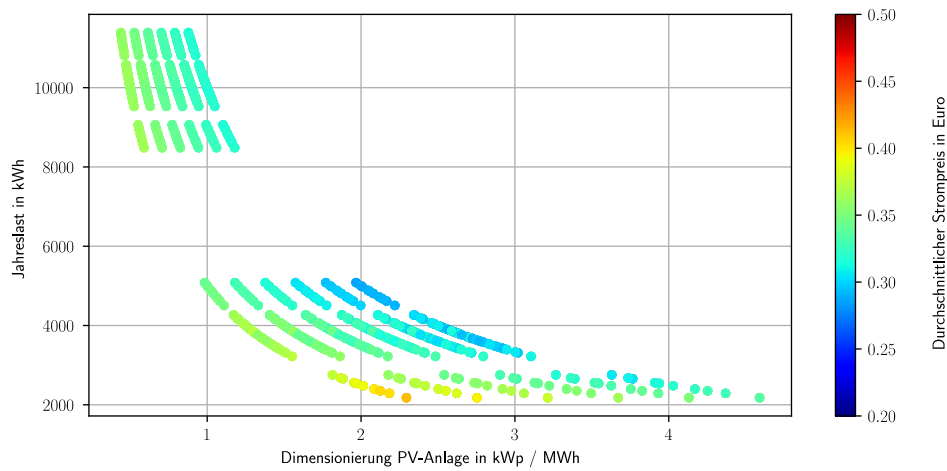


Abbildung 27 Szenario 3: PV-Batterie. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

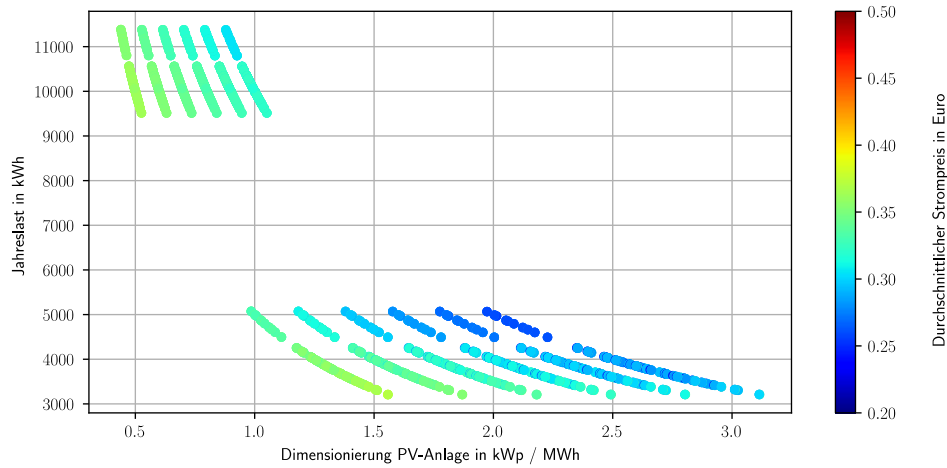


Abbildung 28 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage.

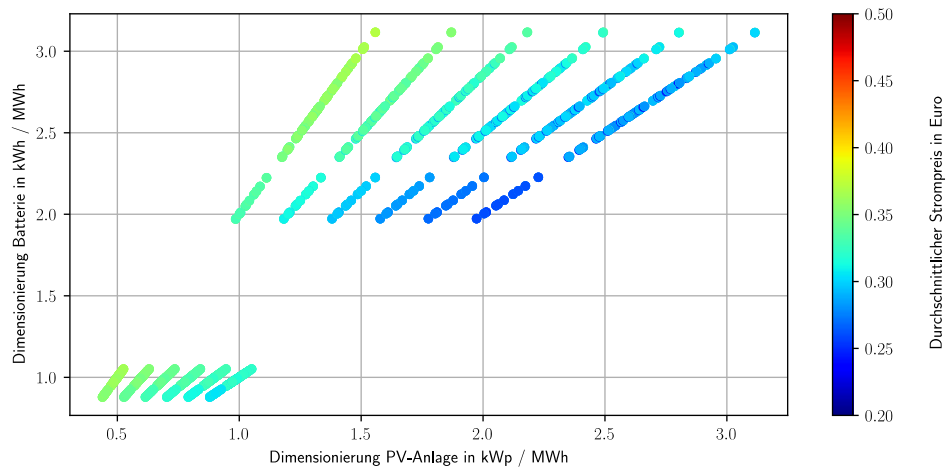


Abbildung 29 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Dimensionierung der PV-Anlage sowie der Batteriekapazität normiert auf die Jahreslast.

5.2 Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Heimarbeit und Büro

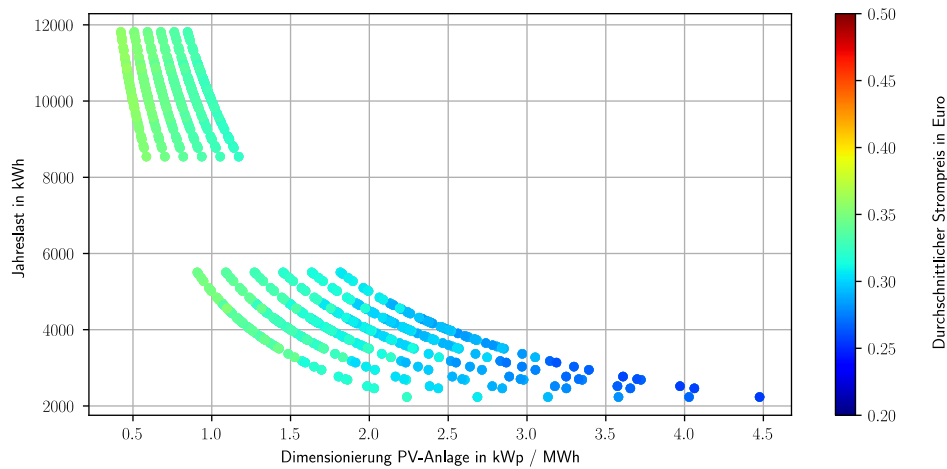


Abbildung 30 Szenario 2: Nur PV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

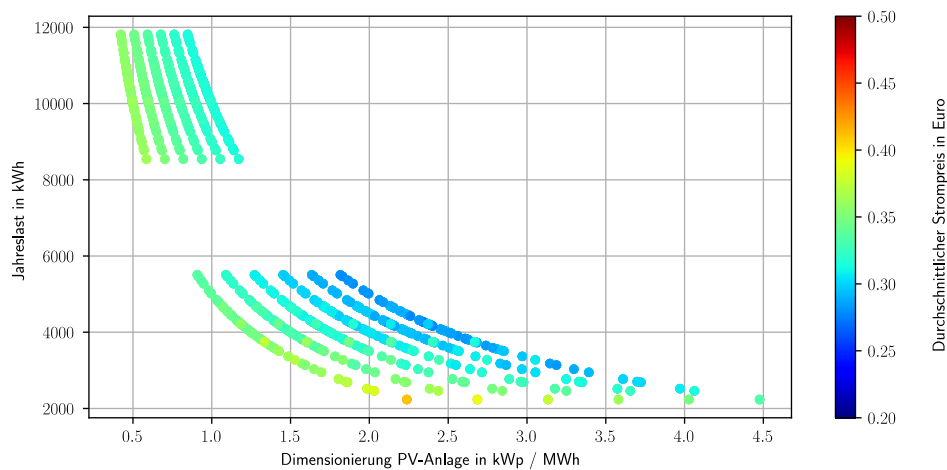


Abbildung 31 Szenario 3: PV-Batterie. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

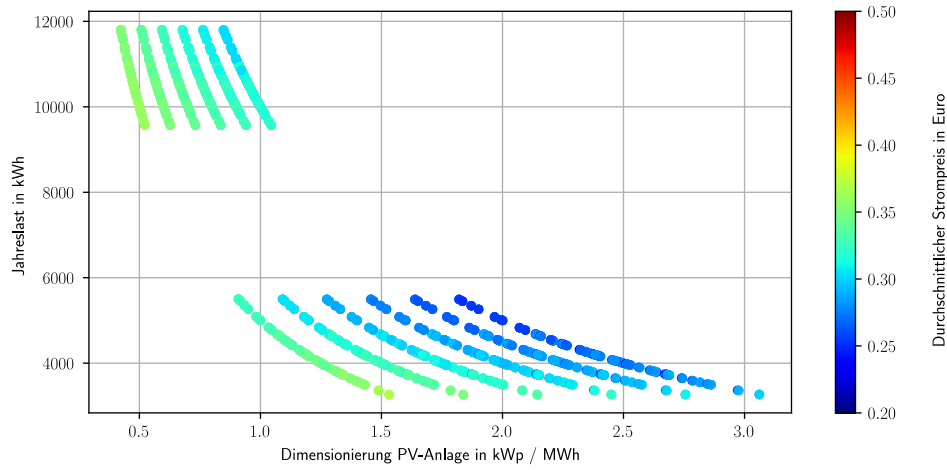


Abbildung 32 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage.

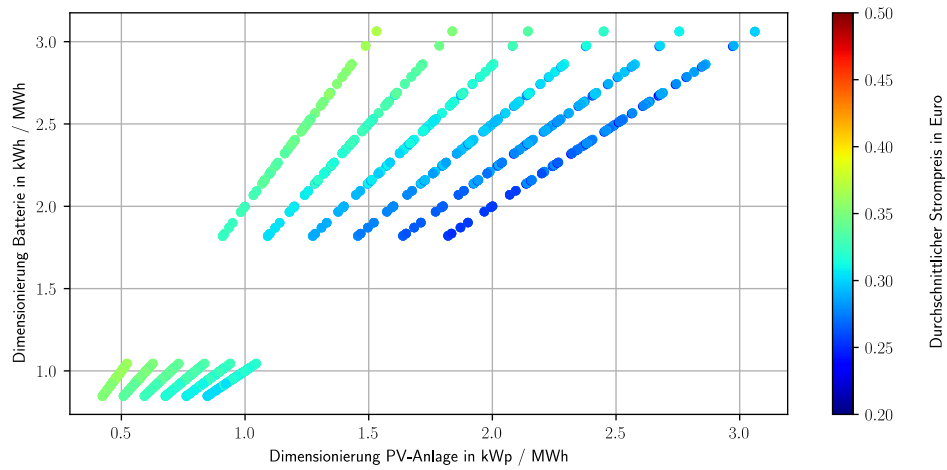


Abbildung 33 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Dimensionierung der PV-Anlage sowie der Batteriekapazität normiert auf die Jahreslast.

5.3 Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Heimarbeit

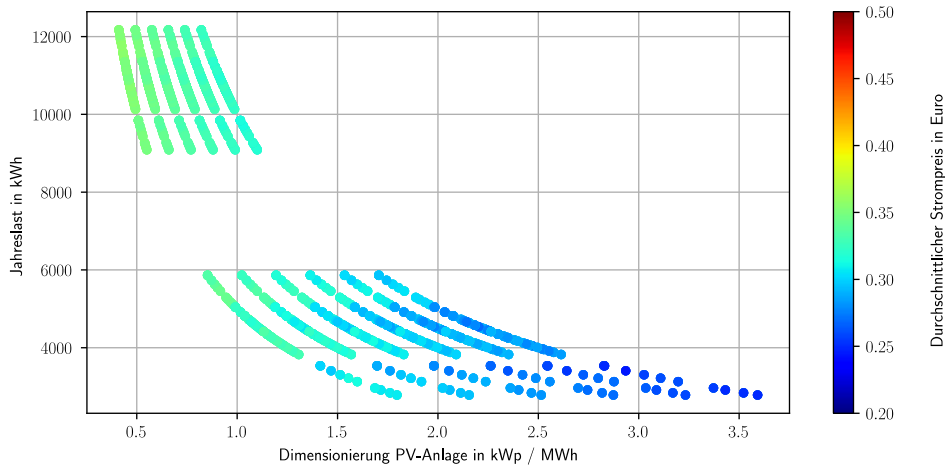


Abbildung 34 Szenario 2: Nur PV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

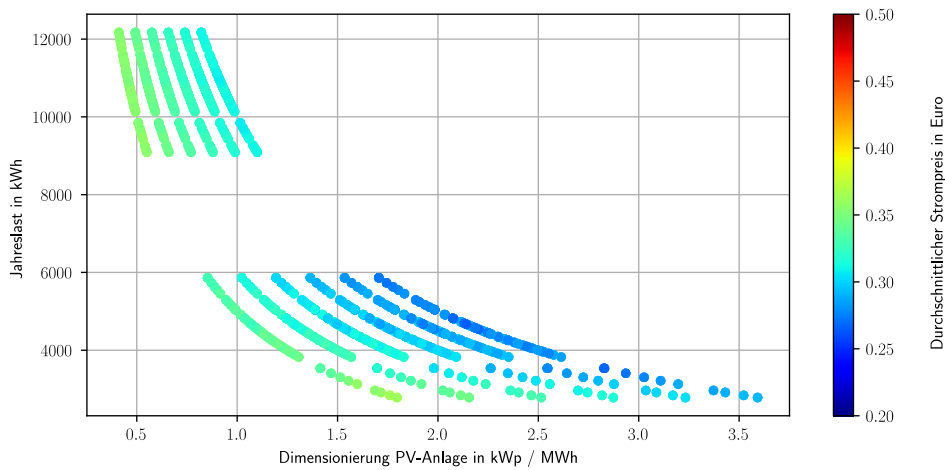


Abbildung 35 Szenario 3: PV-Batterie. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

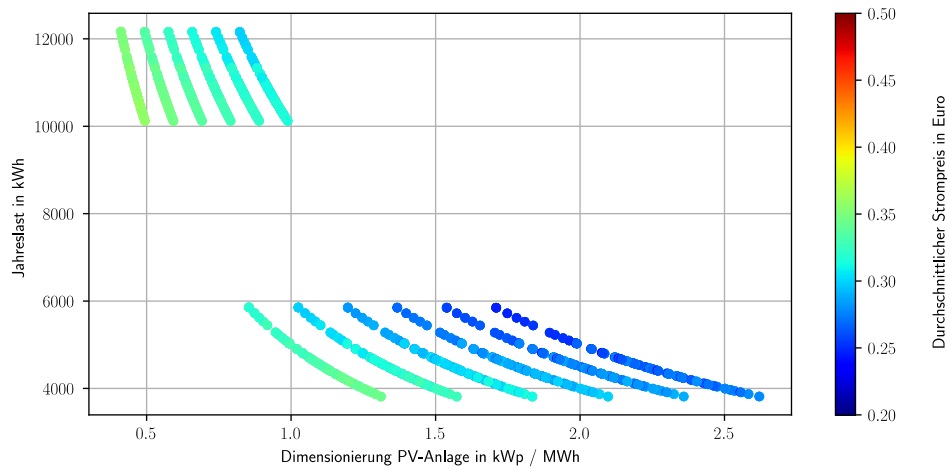


Abbildung 36 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage.

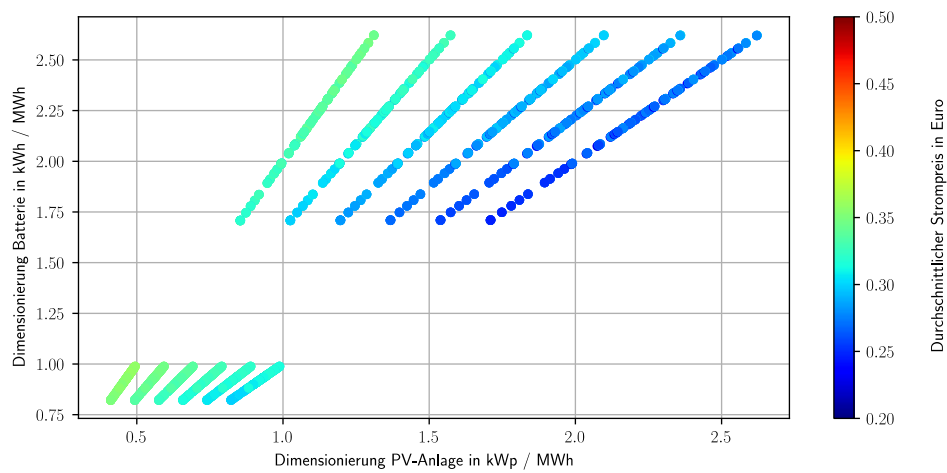


Abbildung 37 Szenario 4: HEMS EV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Dimensionierung der PV-Anlage sowie der Batteriekapazität normiert auf die Jahreslast.

5.4 Dimensionierung für Haushalte der Kategorie Senior

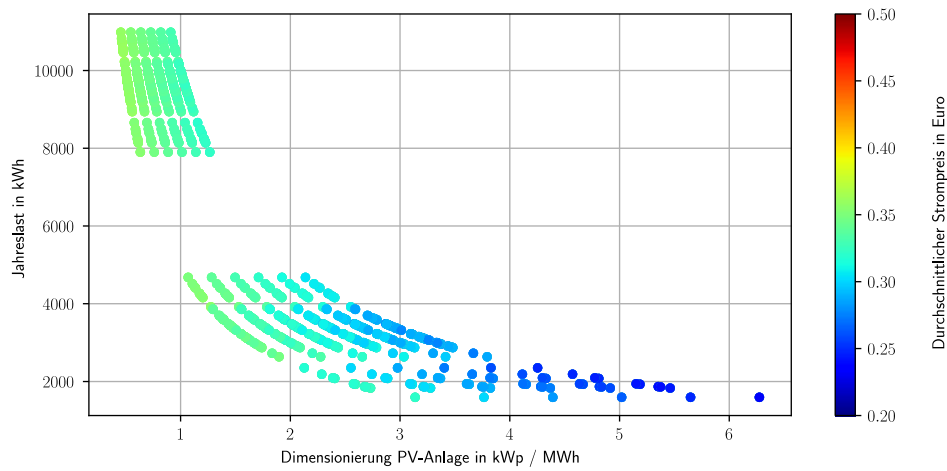


Abbildung 38 Szenario 2: Nur PV. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

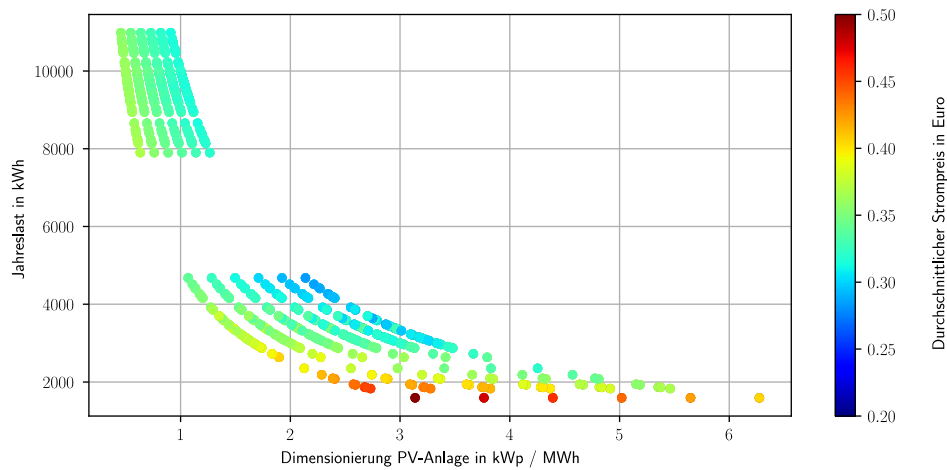


Abbildung 39 Szenario 3: PV-Batterie. Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage

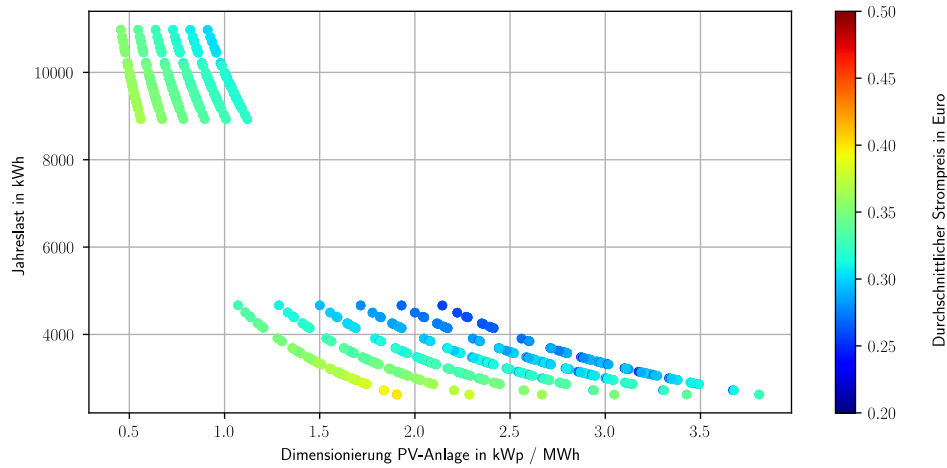


Abbildung 40 Szenario 4: HEMS EV: Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Jahreslast und der Dimensionierung der PV-Anlage.

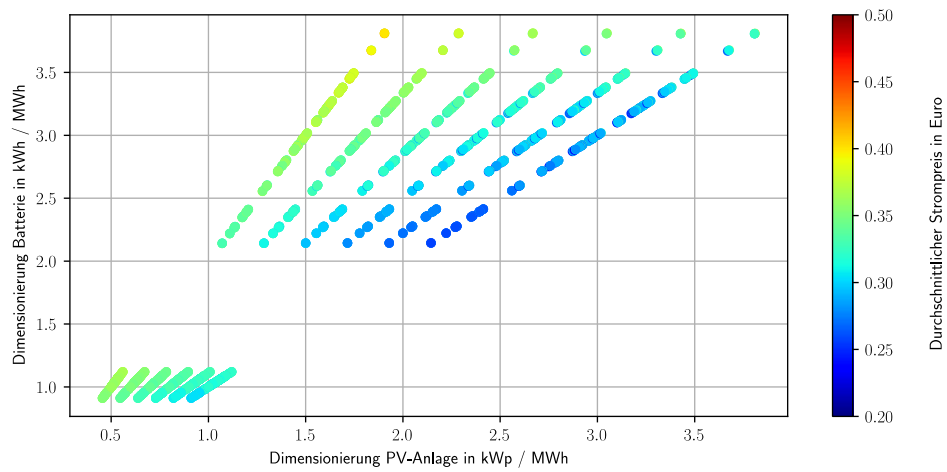


Abbildung 41 Szenario 4: HEMS EV: Durchschnittliche Stromkosten in Abhängigkeit der Dimensionierung der PV-Anlage sowie der Batteriekapazität normiert auf die Jahreslast.