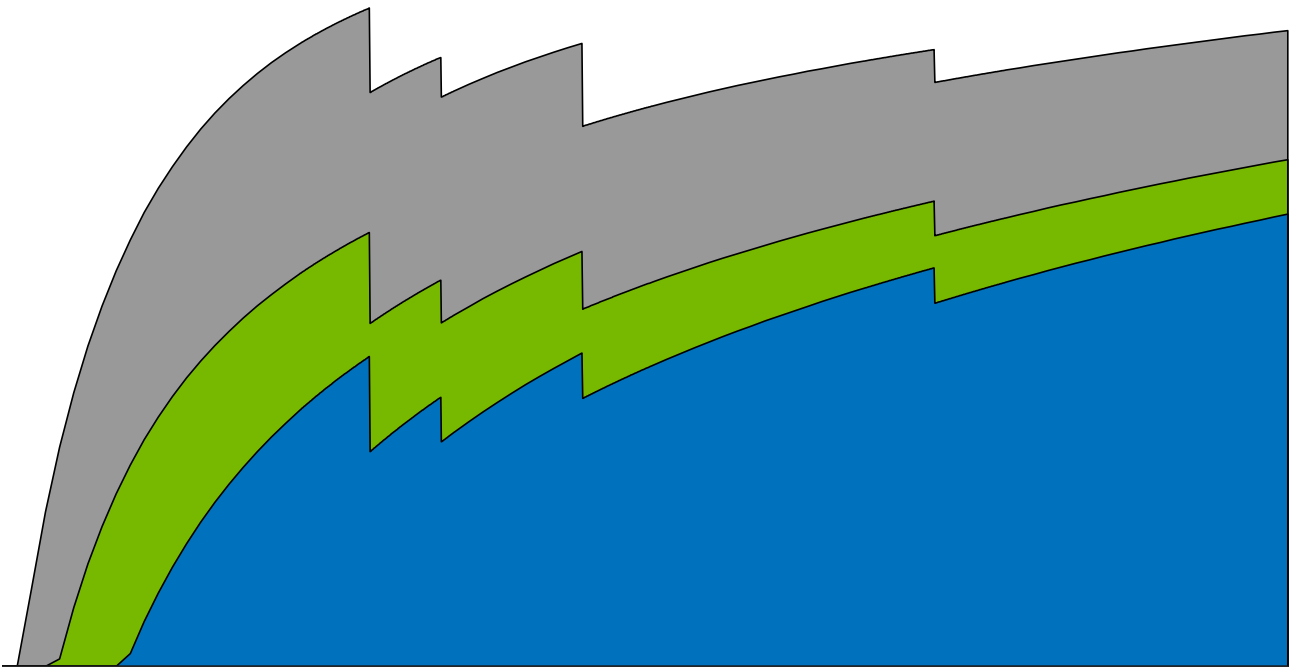


Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer



Kurzstudie

Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer

Autoren

Joseph Bergner

Volker Quaschnig

Mit besonderer Unterstützung durch:

Johannes Weniger, Bernhard Siegel und Selina Maier



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Wilhelminenhofstr. 75a
12459 Berlin

Version

Version 1.2 (März 2019)

Webseite

<http://pvspeicher.htw-berlin.de>

**Die vorliegende Kurzstudie wurde im Rahmen des Projekts
Energie 2020 der Verbraucherzentrale NRW beauftragt,
gefördert durch Mittel der Europäischen Union und des Landes Nordrhein-Westfalen.**

verbraucherzentrale

Nordrhein-Westfalen

Ansprechpartner bei der Verbraucherzentrale NRW

Udo Sieverding, Mitglied der Geschäftsleitung

Verbraucherzentrale NRW e.V.

Bereich Energie

Mintropstraße 27

40215 Düsseldorf

Zusammenfassung

In dieser Studie wurde untersucht, wie Photovoltaikanlagen für Prosumer sinnvoll dimensioniert werden sollten.

Es konnte gezeigt werden, dass sich die spezifischen Investitionskosten von Photovoltaik (PV)-Anlagen mit zunehmender Leistungsgröße deutlich reduzieren. Auf Basis einer statistischen Auswertung zeigte sich, dass ein Ansatz von festen und variablen Betriebskostenanteilen empfehlenswert ist.

Im Ergebnis zeigt die Studie anhand von drei exemplarischen Haushalten, welche PV-Anlagenleistung für die Prosumer am wirtschaftlichsten ist. Folgende wichtige Erkenntnisse konnten aus der Untersuchung gewonnen werden:

- PV-Anlagen, die nur auf den Stromverbrauch des Gebäudes ausgelegt werden, erreichen nicht das wirtschaftliche Optimum. Vielmehr erzielen in den meisten Fällen möglichst große Anlagen die höchste Rendite und maximal mögliche finanzielle Einsparungen.
- Die Belastung des Eigenverbrauchs mit anteiliger EEG-Umlage bei PV-Anlagen mit einer Leistung größer als 10 kW wirkt sich geringer, als gemeinhin angenommen, auf die Wirtschaftlichkeit aus. Bereits mit einer geringen zusätzlichen Leistung kann die Belastung kompensiert werden.
- Für die verschiedenen Haushaltsstromverbräuche werden in einem Referenzszenario bei 10 kW-Anlagen Renditen zwischen circa 2,8 bis 4,7 % erzielt. Der Kauf einer PV-Anlage stellt somit weiterhin eine attraktive Investition dar.
- Der Spielraum für die Wirtschaftlichkeit ist bei kleinen PV-Anlagen vor allem bei niedrigem Stromverbrauch gering.
- Eine Überförderung der PV-Anlagen ist nicht erkennbar. Die in Kürze umzusetzenden Smart Meter Pflichten schmälern die Wirtschaftlichkeit deutlich, ohne für die Betreiber einen Nutzen zu bieten.
- Batteriespeicher verschlechtern das wirtschaftliche Ergebnis der PV-Anlage. Lediglich in der Kombination eines kleinen Speichers mit einer großen PV-Anlage lässt sich überhaupt eine schwach positive Rendite erzielen.

Auch für den Klimaschutz bietet die Installation größerer PV-Anlagen Vorteile, da die vorhandenen Dachflächen besser genutzt werden. Die Kurzstudie belegt, dass dieses im Sinne des Klimaschutzes erwünschte Investitionsverhalten unter den derzeitigen Rahmenbedingungen auch finanziell attraktiv ist. Prosumer können somit einen aktiven Beitrag zur Energiewende, zum Klimaschutz und zur Dekarbonisierung leisten.

Die Dimensionierungsempfehlung für verschiedene Zielgrößen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Weitere Erläuterungen zum tieferen Verständnis der Tabelle 1 finden sich unter Punkt 3.2.1 der Studie.

Tabelle 1: Vergleich der Anlagendimensionierung auf Basis verschiedener Zielgrößen.

Zielgröße	PV-Anlagendimensionierung		
Szenario	S	M	L
Hoher Eigenverbrauch	< 3 kW	< 4,5 kW	< 7 kW
Hoher Autarkiegrad*	bis zu 6 kW	bis zu 9 kW	bis zu 14 kW
Maxima der Investitionsrendite gemäß Abb. 3.5	8, 10, 20 kW	8, 10, 20 kW	8, 10, 20 kW
Max. Einsparung	10 kW oder >12 kW	10 kW oder >12 kW	10 kW oder >12 kW
Hoher Klimaschutz	maximale Anlagengröße		

*Weitere Steigerung des Autarkiegrad erscheint nicht sinnvoll s. Abb. 3.6.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
1 Einleitung und Definition wichtiger Begriffe	5
2 Ermittlung spezifischer Systempreise für verschiedene PV-Anlagengrößen	8
2.1 Bundesweit	8
2.2 Bundesland Nordrhein-Westfalen	9
2.3 Weitere Kostenbestandteile	10
3 Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen aus Betreibersicht ..	12
3.1 Definition und Festlegung des Referenzszenarios	13
3.2 Berechnung von Einsparung und Investitionsrendite im Referenzszenario für verschiedene Anlagengrößen	15
3.2.1 <i>Diskussion der Auswahlentscheidung Dimensionierung der PV-Anlagengröße am Stromverbrauch oder an der verfügbaren Dachfläche auf Basis der Ergebnisse</i> ..	17
3.2.2 <i>Restriktionen sowie positive und negative Drittwirkungen der Dimensionierungsempfehlung</i>	18
3.3 Sensitivitätsanalyse	20
3.3.1 <i>Strompreisvariation</i>	20
3.3.2 <i>Szenario: Gleich große Belegung eines gleichgeneigten Ost-West Daches anstelle einer Südausrichtung</i>	23
3.3.3 <i>Einsatz intelligenter Messsysteme (Smart Meter)</i>	25
3.3.4 <i>Szenario: Anschaffung eines Batteriespeichers</i>	27
3.3.5 <i>Würdigung und Interpretation der Ergebnisse</i>	29
3.4 Ableitung von Auslegungsempfehlungen zur sinnvollen Dimensionierung von PV-Anlagen	30
4 Fazit	31
5 Datenquellen und Literatur	32
Anhang	34

1 Einleitung und Definition wichtiger Begriffe

In diesem Jahr erlebte Europa einen Jahrhundertsommer [1] mit Dürren [2], überdurchschnittlich vielen Waldbränden in Nordeuropa [3] und rekordverdächtig vielen Sonnenstunden [4]. Bei der aktuellen Entwicklung der Treibhausgasemissionen ist dies nur ein Vorgeschmack einer zunehmenden Überhitzung des Klimas.

Im aktuellen Bericht des Weltklimarates [5] wurde eindrücklich dargestellt, dass aktuelle Beobachtungen zur Geschwindigkeit und den Auswirkungen der von Menschen verursachten Erderwärmung die computergestützten Untersuchungen aus dem Jahr 2014 in den Schatten stellen [6]. Die Erde überhitzt schneller und die Auswirkungen auf das Klimasystem sind fataler als angenommen. Einen Hoffnungsschimmer sehen die Klimaforscher dennoch: Das Schlimmste ließe sich abwenden, wenn bis Mitte des Jahrhunderts sowohl Wärmeversorgung, Verkehr und Energieversorgung kein CO₂ mehr ausstoßen.

Eine technische Möglichkeit dem Klimawandel zu begegnen ist die Photovoltaik (PV). Mit Solarenergie kann fossiler Brennstoff eingespart werden und Kohle, Gas und Öl können im Boden bleiben. Für die Energiewende ist ein Anteil der Solarenergie am gesamten Stromverbrauch von 20 % bis 30 % wirtschaftlich sinnvoll und vor dem Hintergrund der Akzeptanz der Energiewende auch notwendig [7]-[9]. Dies entspricht einer Leistung von bis zu 200 GW Aufdach- und 200 GW Freiflächenanlagen [7], [8].

Mit der Solarenergie bietet sich für den einzelnen Haushalt die Möglichkeit

- jährliche Stromkosten durch den Verbrauch des eigenen Solarstroms zu reduzieren,
- die Energiewende voran zu bringen und
- sich durch Stromproduktion von der passiven Rolle des Energieverbrauchers zu emanzipieren.

Somit können die Personen im Haushalt zu aktiven Verbraucher_innen (engl. Prosumer) werden. In dieser Studie wird der Frage nachgegangen, welche PV-Anlagenleistungen für Prosumer am wirtschaftlichsten sind. Zum besseren Verständnis sind einige zentrale Begriffe an dieser Stelle im Glossar vorab erläutert:

Glossar

Begriff	Erklärung
Abzinsung (auch Diskontierung)	Die Abzinsung ist ein Instrument, um einzelne Beträge, die irgendwann während des Betrachtungszeitraums anfallen, vergleichbar zu machen. Die zukünftigen Einnahmen und Ausgaben werden „abgezinst“, also mit negativen Zinsen entsprechend der Inflation oder Rendite belegt, um zu bestimmen, welchen Wert diese zu einem anderen Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn der Investition hätten.
Autarkiegrad	Anteil des elektrischen Stromverbrauchs eines Gebäudes, der durch eine PV-Anlage gedeckt wird.
EEG	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die Vergütung von erneuerbarem Strom, den Einspeisevorrang und zahlreiche andere energiewirtschaftliche und die erneuerbaren Energien betreffende Details.
EEG-Umlage	Die EEG-Umlage wird für jede verbrauchte Kilowattstunde erhoben, um die Förderkosten des EEG zu tragen. Im EEG sind jedoch Ausnahmen definiert. So ist der selbst erzeugte und zeitgleich verbrauchte Strom privilegiert (Direktverbrauch). Betreiber kleiner PV-Anlagen zahlen keine und ab 10 kW eine reduzierte EEG-Umlage auf den Direktverbrauch.
Eigenverbrauchsanteil	Anteil der PV-Erzeugung, der direkt im Gebäude verbraucht wird.
Einsparung	Finanzielle Differenz aus den Energiekostenbilanzen mit und ohne Installation eines PV-Systems.
Energiekostenbilanz	Summierung aller eingehenden und ausgehenden Energieströme nach ihrer finanziellen Wertigkeit.
Datum der Inbetriebnahme	Der Zeitpunkt, zu dem die Anlage gemäß EEG-Vorgaben erstmalig Strom erzeugt hat.
Investitionsrendite (auch Projektrendite)	Die Investitionsrendite ist der Zins, mit dem die jährlichen Einzahlungsüberschüsse abzuzinsen sind, damit der Barwert aller Einzahlungsüberschüsse genau gleich den Investitionskosten wird. Diese Rendite lässt den Nettobarwert nach einem bestimmten Zeitraum genau Null werden.
Lastprofil	Der zeitliche Verlauf des elektrischen Stromverbrauchs.
Nettobarwert einer Investition (auch Kapitalwert)	Eine auf einen Zeitpunkt abgezinsten Zahlung wird als Barwert bezeichnet. Unter dem Nettobarwert ist die Summe aller abgezinsten Ein- und Auszahlungen zu verstehen. In dieser Studie werden die Strombezugskosten eines Gebäudes mit PV den Strombezugskosten des gleichen Gebäudes ohne PV gegenübergestellt. Die Einsparungen durch die PV werden ebenfalls abgezinst und bilden den Nettobarwert der Einsparung.
Parameter	Veränderbare Eingangsgröße(n).
Preisindex	Auf ein Referenzjahr bezogene Preise.
Referenzsimulation	Mit einem festgelegten Set von Parametern durchgeführte Simulation, welche die Ausgangslage für die Sensitivitätsanalyse darstellt.
Sensitivitätsanalyse	Methodik, mit der bewertet werden kann, wie Kennzahlen auf Änderungen von Eingangsparametern reagieren.

Begriff	Erklärung
Systempreis (auch Investitionskosten)	Der Systempreis eines PV-Systems enthält alle Kosten von den Modulen über den Wechselrichter bis hin zur Installation der PV-Anlage. Dieser Preis wird zur besseren Vergleichbarkeit meist spezifisch in Euro pro Kilowatt installierter Leistung angegeben.
Szenarien	Ein bestimmtes Set an Eingangsgrößen definiert ein Szenario. Hierbei werden belastbare Einzelannahmen zu den Eingangsgrößen in einem Referenzszenario zusammengeführt. Die Berechnung von verschiedenen Szenarien dient der Abbildung verschiedener Ausgangssituationen (bspw. hoher oder niedriger Stromverbrauch).
Wetterdaten	Unter Wetterdaten werden in dieser Studie Einstrahlungs- und Temperaturverläufe verstanden. Diese Wetterdaten werden benötigt, um das physikalische Verhalten von PV-Systemen zu simulieren und sind somit Eingangsgröße der Untersuchung.
Wirtschaftlichkeitsberechnung	Die Kosten-Nutzen-Analyse als Summe aller Kosten und Einnahmen zeigt, ob eine Investition rentabel ist. Hierbei werden verschiedene Kennzahlen (Investitionsrendite und Nettobarwert) zur Bewertung herangezogen.

2 Ermittlung spezifischer Systempreise für verschiedene PV-Anlagengrößen

Am Anfang jeder PV-Installation steht die Frage: Wie viel kostet eine PV-Anlage? Die Investitionskosten für PV-Anlagen sind seit Anfang des Jahrtausends rapide gefallen und stagnieren in den letzten Jahren auf niedrigem Niveau (siehe Abbildung 2.1). Unterschiedliche Angebote werden dabei häufig über den spezifischen Preis, also in Euro pro Kilowatt installierter PV-Leistung, verglichen. Die Höhe der spezifischen Preise ist dabei abhängig von der PV-Anlagenleistung. Meist werden diese für Anlagenleistungsklassen angegeben, wie auch beim Preisindex in Abbildung 2.1. Eine detaillierte und kontinuierliche Betrachtung erscheint jedoch bei PV-Anlagen kleiner 10 kW zielführender, da eine deutliche Kostenreduktion durchlaufen wird (vgl. Abbildung 2.2). Die Beantwortung der Frage „Wie viel kostet eine PV-Anlage?“ setzt daher die Kenntnis der spezifischen Investitionskosten und der möglichen PV-Leistung voraus.

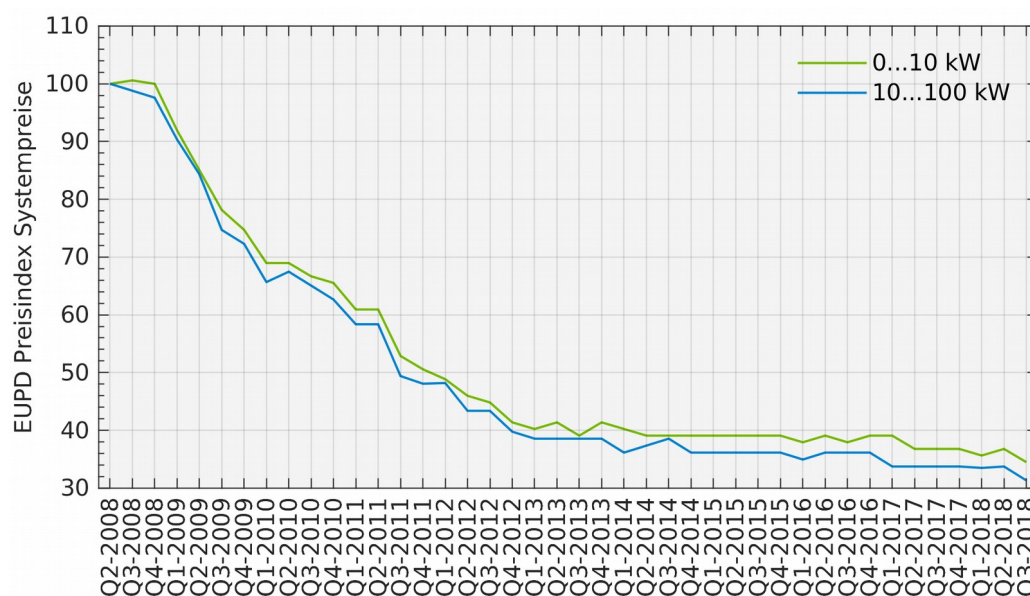


Abbildung 2.1: Bundesweiter EUPD Preisindex von 2008 bis 2018 mit Basis Q3 2008 [10].

Zur Ermittlung spezifischer Systempreise wurde in dieser Studie auf die Angebotsdaten des Photovoltaikforums zurückgegriffen [11]. Nutzer_innen des Forums können Angebote für PV-Anlagen in standardisierter Form hochladen und von erfahreneren Nutzer_innen bewerten und sich gegebenenfalls beraten lassen. Aus den einzelnen Forumsbeiträgen lassen sich einheitliche Angaben zur Leistung der PV-Anlage, zum spezifischen Preis in Euro pro Kilowatt installierte PV-Leistung sowie die anonymisierte Postleitzahl entnehmen.

In diese Studie sind alle Beiträge vom 01.01.2017 bis 04.09.2018 eingeflossen. Der Datensatz wurde um unplausible und leere Angebote bereinigt, so dass knapp 1800 Angebote ausgewertet wurden. Nach dem aktuellen Preisindex von EUPD (Q3 2018) lassen sich die maximalen Nettopreise um 2.000 € pro Kilowatt ermitteln. Die Angebote oberhalb dieses maximalen Preises werden dargestellt, jedoch in der Ermittlung der Kostenfunktion nicht berücksichtigt, da eine Investition bei solch hohen Kosten unwahrscheinlich ist.

2.1 Bundesweit

Bundesweite Angebote zwischen 0 und 20 kW wurden detailliert ausgewertet und sind in Abbildung 2.2 in Grau dargestellt. Die Angebote weisen eine relativ breite Streuung auf. Die Streuung der spezifischen Preise kann mit regionalen Engpäs-

sen in den Handwerksbetrieben erklärt werden und unterstreicht die Notwendigkeit des Angebotsvergleichs. Anhand der Datenpunkte ist erkennbar, dass kleinere PV-Anlagen tendenziell etwas teurer angeboten werden als größere Solaranlagen. Wird lediglich eine geringe Solarleistung installiert, so sind die mittleren Kosten hierfür mit etwas unter 2.000 € pro Kilowatt sehr hoch. Der Hintergrund hierfür sind einerseits Kosten für grundlegende Arbeiten wie Zähleranschluss, Montage der Leistungselektronik und Ähnliches, die sonst auf eine höhere Leistung verteilt werden können. Andererseits kommen auch höhere spezifische Kosten für den Wechselrichter zum Tragen (siehe Abbildung 2.4). Die mittleren spezifischen Kosten sinken bei zunehmender Anlagengröße von 1.923 € auf 1.200 € pro Kilowatt installierte PV-Leistung (vgl. Abbildung 2.2). Die meisten Angebote wurden im Leistungsbereich zwischen 4 und 10 kW unterbreitet. Insbesondere bei 10 kW streuen die Angebote deutlich zwischen 1.000 € und 3.000 € pro Kilowatt. Für größere PV-Anlagen gibt es eine geringere Datengrundlage mit regelmäßigen Preisen zwischen 1.000 € und 1.500 € pro installiertem Kilowatt Solarleistung.

Die mittleren bundesweiten Kosten für die Investition in eine PV-Anlage mit der PV-Leistung $P_{pv,r}$ lassen sich mit folgender Gleichung und den Parametern $I_0 = 1.923 \text{ € /kW}$ und $p = 0,16$ und der Mehrwertsteuer MwSt von 19% beschreiben:

$$I_{pv} = (I_0 \cdot P_{pv,r}^{-p}) \cdot P_{pv,r} \cdot (1 + \text{MwSt}) \quad (2.1)$$

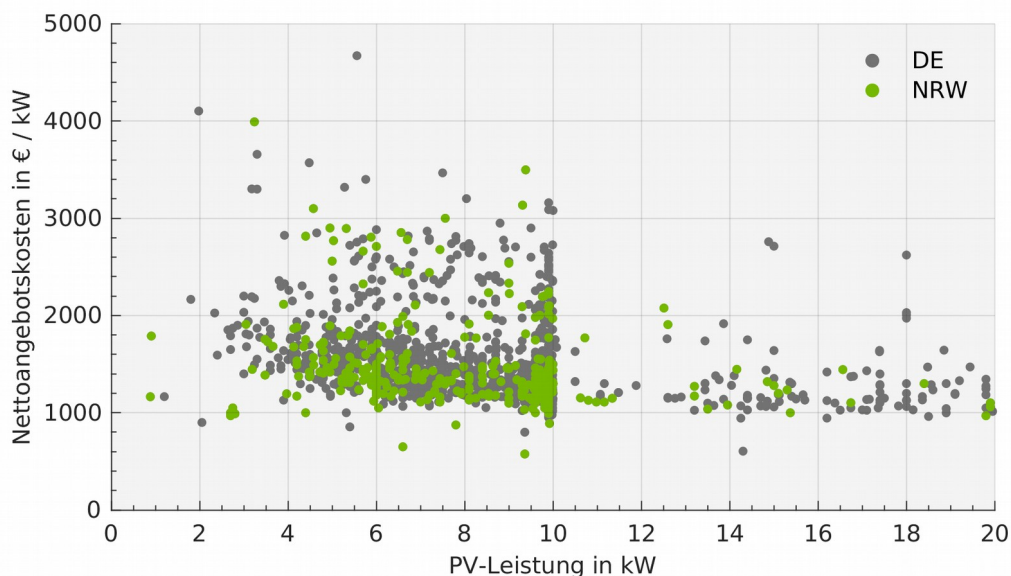


Abbildung 2.2: Angebotspreise (netto, ohne Mehrwertsteuer) für PV-Anlagen bundesweit (DE) und in Nordrhein-Westfalen (NRW). Auswertungszeitraum: 01.01.2017 - 04.09.2018.

2.2 Bundesland Nordrhein-Westfalen

Im Fokus dieser Studie stehen PV-Anlagen im Bundesland Nordrhein-Westfalen, die Angebote für die Postleitzahlen von Nordrhein-Westfalen wurden daher in Abbildung 2.2 farblich in Grün hervorgehoben. Die angebotenen Anlagen in Nordrhein-Westfalen fügen sich gut in die bundesweite Darstellung ein und sind tendenziell etwas günstiger als im Bundesdurchschnitt. Mit Gleichung 2.1 und den Parametern $I_0 = 1.750 \text{ €/kW}$ und $p = 0,1296$ lassen sich auch für Nordrhein-Westfalen mittlere Investitionskosten bestimmen. Die spezifische Kostenfunktion ist in Abbildung 2.3 und die Funktionswerte sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Mittlere Investitionskosten einschl. Mehrwertsteuer für PV-Anlagen bundesweit (DE) und in Nordrhein-Westfalen (NRW).

P in kW	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
DE in €/kW	2.049	1.834	1.719	1.641	1.584	1.538	1.501	1.469	1.442	1.417
NRW in €/kW	1.904	1.740	1.651	1.591	1.545	1.509	1.479	1.454	1.432	1.413

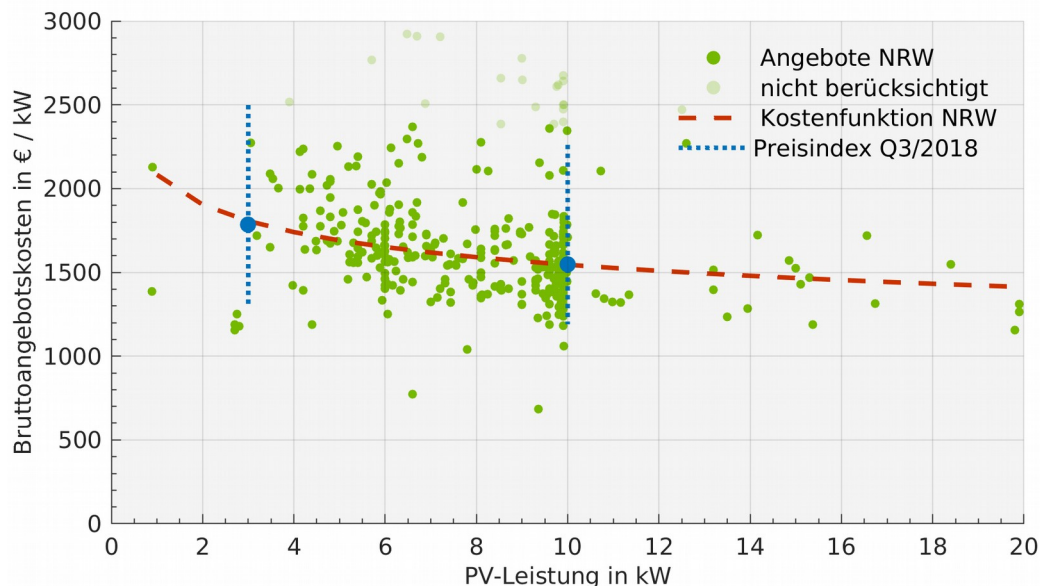


Abbildung 2.3: Nordrhein-westfälische Bruttoangebotspreise und Funktion der Investitionskosten sowie EUPD Preisindex in €/kW in Abhängigkeit von der PV-Leistung der angebotenen PV-Anlage (Daten: www.photovoltaikeforum.com [5], EUPD Preisindex [4]).

Vereinfachend wird für diese Studie angenommen, dass die Angebote bindend sind und PV-Anlagen auch für den angebotenen Preis realisiert werden könnten. Zusätzliche Kosten für den Netzanschluss wurden vernachlässigt.

2.3 Weitere Kostenbestandteile

Neben den Investitionskosten sind auch die Betriebs- und Reparaturkosten für den langjährigen Betrieb einer PV-Anlage relevant. In einer gemeinsamen Untersuchung der Technischen Hochschule (TH) Köln mit dem Solarförderverein e.V. im Jahr 2017 wurde ein detailliertes Bild der Betriebskosten aufgezeigt [12].

Aus der Umfrage wurden für diese Studie 1.500 PV-Anlagen bis 30 kW ausgewertet. Anhand der Daten lassen sich die Betriebskosten hierbei in einen festen und einen leistungsabhängigen Anteil aufteilen. Sie werden an dieser Stelle trotz erheblicher Streuung vereinfacht als lineare Gleichung abgebildet. In Tabelle 2.2 sind die Betriebskosten zusätzlich inklusive und exklusive Reparaturen aufgeführt. Es zeigt sich, dass der Reparatur der PV-Anlage ein nicht unerheblicher Anteil an den gesamten Betriebskosten eingeräumt werden muss. In dieser Studie werden die Betriebskosten daher inklusive Reparatur angenommen und somit unterstellt, dass der Anlagenbetreiber jährliche Rücklagen bildet. Darüber hinaus sind in den Umfragedaten der TH Köln Zählerkosten von etwa 21 Euro zu erkennen. Nach § 61h EEG [13] ist ein geeichter Erzeugungszähler ab einer Leistung von über 10 kW oder bei einem Direktverbrauch von über 10 MWh notwendig. Erfahrungen der Verbraucherzentrale NRW zeigen, dass ein Erzeugungszähler bereits oft ab einer Leistung von 8 kW gefordert wird. Dieser wird in den Betriebskosten ebenfalls mit 21 € berücksichtigt.

Mit dem Messstellenbetriebsgesetz ändern sich hier jedoch die Rahmenbedingungen, so dass eine nähere Betrachtung in Abschnitt 3.3.3 lohnenswert ist.

Tabelle 2.2: Jährliche Betriebskostenfunktion nach [12].

Jährliche Betriebskosten	Inkl. Reparatur	Exkl. Reparatur
Funktion	$C_{BK} = C_{fix} + c_p \cdot P_{pv,r}$	
Fixkosten C_{fix}	148 € (+21€ ab 8 kW)	87 € (+21€ ab 8 kW)
Leistungsabhängige Kosten c_p	5 € pro kW	8 € pro kW

Die Auslegung von PV-Anlagen auf Dächern, die nach Ost und West ausgerichtet sind, erfolgt häufig mit kleineren Wechselrichtern, da selten die gesamte DC-Eingangsleistung am PV-Generator zur Verfügung steht. Die Betrachtung von solchen Ost-West-Anlagen erfolgt in Abschnitt 3.3.2. Daher werden zusätzlich zu den Angebotspreisen aktuelle Wechselrichterpreise von [14] in die Untersuchung aufgenommen. Diese lassen sich mit Gleichung 2.1 und den Parametern $I_0 = 481,85 \text{ €/kW}$ und $p = 0,3948$ beschreiben, siehe Abbildung 2.4.

PV-Anlagen zur Eigenversorgung werden immer häufiger mit einem Batteriespeicher installiert [15]. Dem Einfluss der Speicher auf die Wirtschaftlichkeit wird in Kapitel 3.3.4 nachgegangen. Die Kosten des Speichers wurden der Marktübersicht des pv-magazine entnommen. Diese basieren auf Angaben der Hersteller zu den Endkundenpreisen und sind in Abbildung 2.5 dargestellt [16]. Auch die Investitionskosten der Speicher wurden mit einer Funktion nach Gleichung 2.1 mit den Parametern $I_0 = 2652,94 \text{ €/kW}$ und $p = 0,3949$ abgebildet. Vernachlässigt wurde an dieser Stelle, dass beispielsweise ein DC-gekoppeltes Speichersystem die Funktion des Wechselrichters übernehmen und Kosten reduzieren kann.

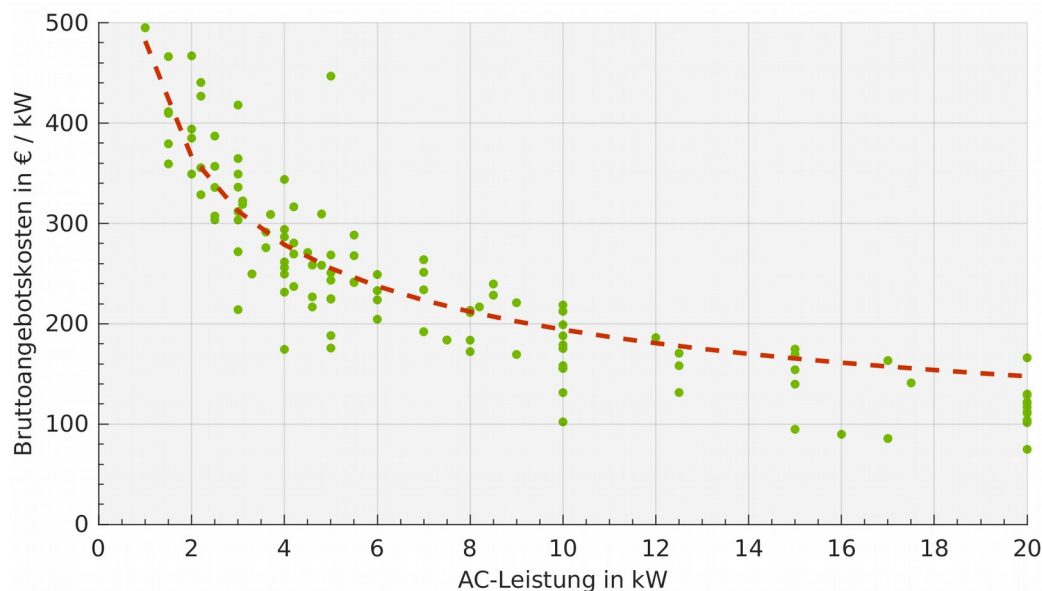


Abbildung 2.4: Spezifische Bruttopreise und Kostenfunktion in Abhängigkeit von der AC-Leistung von Wechselrichtern bis 20 kW in €/kW (Daten: www.photovoltaik4all.de, [14]).

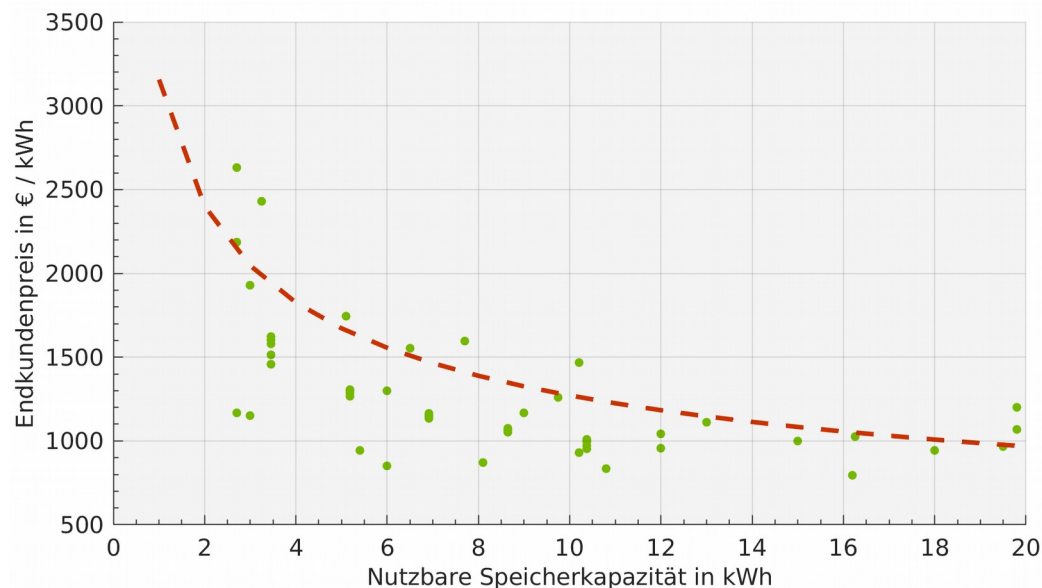


Abbildung 2.5: Spezifische Endkundenpreise einschl. Mehrwertsteuer und Kostenfunktion in Abhängigkeit von der nutzbaren Speicherkapazität von Batteriespeichern bis 20 kWh in €/kWh (Daten pv magazine [16]).

3 Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen aus Betreibersicht

An sinnvoll dimensionierte PV-Systeme werden oft mehrere, zum Teil widersprüchliche Anforderungen gestellt. Beispielsweise können ökologische oder architektonische Kriterien betont oder aber die Ökonomie der PV-Anlage in den Fokus gerückt werden. Aus Sicht der Betreiber_innen ist die Wirtschaftlichkeit der Investition meist ein wichtiges Entscheidungskriterium.

Für den Anwendungsfall einer PV-Anlage zur Eigenversorgung hat es sich etabliert, die Energieversorgung des Gebäudes als Gesamtsystem zu betrachten. Eine Wirtschaftlichkeitsberechnung bilanziert hierbei die energie relevanten Einnahmen und Ausgaben und setzt sie ins Verhältnis zur Versorgung ohne PV-Anlage. Die Differenz dient zur Berechnung wirtschaftlicher Zielgrößen. Häufig wird als Zielgröße die maximale Rendite definiert, obwohl der absolute Gewinn oder die mittleren Strombezugskosten ebenso relevant für eine sinnvolle Dimensionierung von PV-Systemen sein können.

In Tabelle 3.1 sind verschiedene Einnahmen- sowie Ausgabenposten für die Energieversorgung des Gebäudes dargestellt, die in die Betrachtung eingehen. Zu den Einnahmen zählen die Einspeisevergütung nach dem EEG und die vermiedenen Strombezugskosten, die durch den Eigenverbrauch des PV-Stroms anstelle des Bezugs aus dem öffentlichen Netz eingespart werden. Auf der Ausgabe Seite sind Investitions- und ggf. Finanzierungskosten und Betriebskosten der PV, wie Zählermiete, Überprüfung und Wartung u. a. zu berücksichtigen.

Tabelle 3.1: Bestandteile der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Energiesystem Gebäude	
Einnahmen	Ausgaben
<ul style="list-style-type: none"> • Einspeisevergütung • eingesparter Netzbezug (Vergleich Netzstrombezugskosten mit PV-System und den Kosten des Referenzsystems ohne PV) 	<ul style="list-style-type: none"> • Investition PV-Anlage • Betriebs- und Reparaturkosten der PV-Anlage • ggf. Finanzierungskosten

Besonderheiten können sich bei der steuerlichen Betrachtung von Solaranlagen ergeben, die an dieser Stelle jedoch nicht näher erläutert werden können. Daher wurden alle Berechnungen dieser Studie, wie bei Verbrauchern üblich, mit Bruttokosten, also einschließlich Umsatzsteuer durchgeführt. Aus der Zeit der Volleinspeisung von Solarstrom ins Netz hatte sich häufig die Betrachtung nur der Nettokosten eingebürgert. Dies setzt voraus, dass die PV-Anlage umsatzsteuerlich als Unternehmen geführt wird, was mit zusätzlichem Aufwand, Kosten und Kostenrisiken verbunden ist und oft die Beratung durch einen Steuerberater nötig macht. Für weitere Informationen wird auf Fachliteratur verwiesen.¹ Auch Fragen zum Eigen- und Fremdkapitalanteil sollen an dieser Stelle nicht näher betrachtet werden. Es wird von 100 % Eigenkapital ausgegangen.

Ausgehend von einem Referenzszenario wird in dieser Studie die Wirtschaftlichkeit ermittelt und der Einfluss verschiedener Rahmenbedingungen hierauf analysiert. Im Abschnitt 3.1 werden die zu Grunde gelegten Annahmen dieser Studie beschrieben.

»1« weiterführende Literatur: <https://www.pv-magazine.de/themen/steuertipps/>

3.1 Definition und Festlegung des Referenzszenarios

Für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit werden drei Szenarien festgelegt, die exemplarisch für PV-Eigenversorgung stehen könnten (siehe Tabelle 3.2).

- Ein Haushalt, der sich bei einem Jahresstromverbrauch von 3.000 kWh pro Jahr eher sparsam verhält („Sparer_in“, S).
- Familie Mustermann mit einem typischen Jahresstrombedarf von 4.500 kWh pro Jahr („Familie Mustermann“, M).
- Ein weiteres Szenario, bei dem die Mustermanns für ihre Fahrten ein E-Auto mit einer jährlichen Fahrleistung von etwa 15.000 km nutzen („Mustermanns + E-Auto“, L).

Tabelle 3.2: Definition der Referenzszenarien.

	„Sparer_in“	„Familie Mustermann“	„Mustermanns + E-Auto“
Kurzname	S	M	L
Energieverbrauch	3000 kWh/a	4500 kWh/a	(4500+2500) kWh/a
Lastprofil HTW Berlin ² [17]	Nr. 34	Nr. 46	Nr. 46 + [18]

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung bildet eine Jahressimulation des Stromverbrauchs und der PV-Erzeugung mit einer Zeitschrittweite von einer Minute. Der schematische Ablauf der Simulation ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Als Eingangsdaten der Simulation dienen Lastprofile, Wetterdaten und verschiedene Kostenparameter. Die Lastprofile für die jeweiligen Szenarien stammen aus dem frei verfügbaren Lastdatensatz der HTW Berlin [17], die Nummer gibt hierbei die Spalte des Lastprofils an. Das Lastprofil des E-Autos wurde [18] entnommen und ist durch regelmäßige Ladevorgänge mit einer Ladeleistung von 3,3 kW charakterisiert. Als Eingangsgröße für die PV-Simulation wird ein Wetterdatensatz des Deutschen Wetterdienstes aus dem Jahr 2013 am Standort Bochum verwendet. Die Simulation des PV-Systems erfolgt wie in [19] beschrieben. Das Verhältnis der Leistung des Wechselrichters zur PV-Leistung beträgt Eins. Der PV-Generator ist um 35° nach Süden ausgerichtet und hat einen spezifischen jährlichen Anlageertrag von 960 kWh/kW installierte PV-Leistung. Die Berechnungsgrundlagen für die Investitionsrendite und die Einsparung sind dem Anhang zu entnehmen. Die spezifischen Systempreise aus Kapitel 2 und weitere Parameter sind in Tabelle 3.3 und Tabelle 3.4 zusammengefasst. Sofern nicht anders angegeben, wird stets von Bruttokosten ausgegangen.

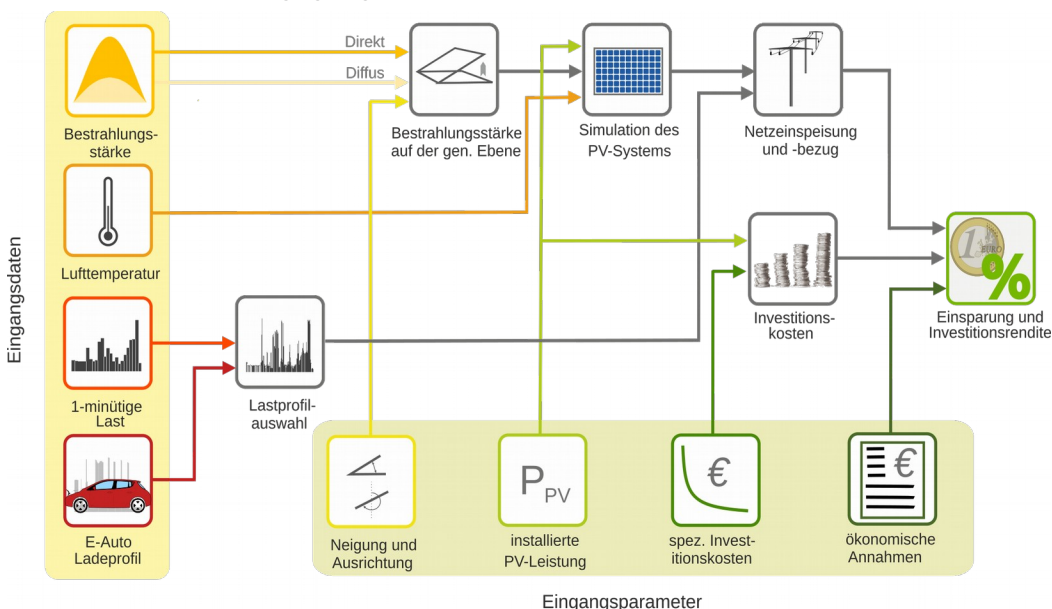


Abbildung 3.1: Methodisches Vorgehen der Untersuchung.

»2« Da die realen Profile um wenige kWh vom Szenario abweichen, wurden die Lastprofile auf die Jahresenergie des jeweiligen Szenarios normiert.

Tabelle 3.3: Relevante wirtschaftliche Parameter für den Stromverbrauch.

Ökonomische Parameter	Wert
Arbeitspreis	0,26 €/kWh
Jährlicher Grundpreis	100 €
EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch	bis 10 kW: 0 % ab 10 kW: 40 %
Strompreissteigerung	Entwicklung der EEG-Umlage nach [20], [21] 1 %/a

Tabelle 3.4: Relevante wirtschaftliche Parameter der PV-Anlage.

Ökonomische Parameter	Wert	Quelle
PV-Kosten		
Netto Investitionskosten I_{pv}	$1.750 \text{ €/kW} \cdot P_{pv,r}^{-0,1296}$	Gleichung 2.1
Jährliche Betriebskosten C_{BK}	$148 \text{ €} + 5 \text{ €/kW} \cdot P_{pv,r}$ ab 8 kW + 21 €	Tabelle 2.2
Einspeisevergütung nach EEG 2018³:		
Bis 10 kW	0,1147 €/kWh	[22]
Bis 40 kW	0,1115 €/kWh	
Finanzierung:		
Eigenkapitalquote	100 %	
Kalkulatorischer Zinssatz	2 % (Inflationsausgleich)	

Da eine Investition in eine PV-Anlage in der Regel der konventionellen Stromversorgung durch einen Energieversorger gegenübersteht, sind in Abbildung 3.2 die Referenzkosten für die Haushaltsszenarien zu sehen, wenn keine PV-Anlage installiert wird. Die Stromkosten steigen je nach Höhe des Stromverbrauchs an. Für Szenario S ergeben sich über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren Kosten in Höhe von etwa 16.300 €, für Szenario M sind es im gleichen Zeitraum Kosten von etwa 23.500 € und für Szenario L etwa 35.600 €, wenn keine PV-Anlage installiert wird.

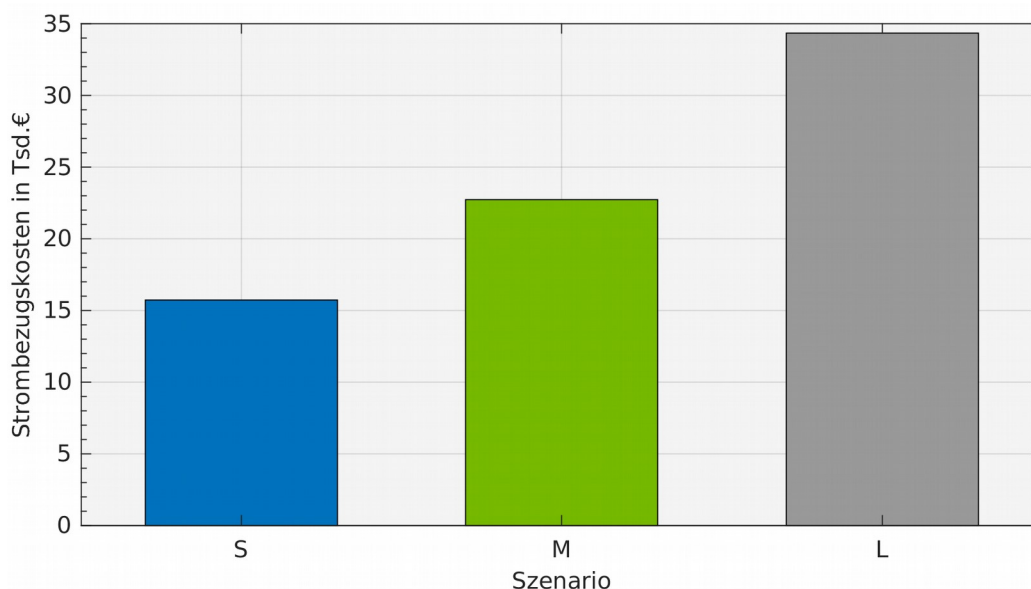


Abbildung 3.2: Nettobarwert der Strombezugskosten nach 20 Jahren ohne PV-Anlage mit einer jährlichen Strompreissteigerung von 1 % bei einer angenommenen Inflation von 2 %.

Für eine bessere Nachvollziehbarkeit ist in Abbildung 3.3 die zeitliche Entwicklung der Energiekostenbilanz für das Szenario M mit einer 10 kW-PV-Anlage dargestellt. In Grau sind die Strombezugskosten ohne PV, in Grün die Strombezugskosten mit PV und in Gelb die Kostenbilanz allein für die PV abgebildet. Aufgrund der Inflation haben zukünftige Einnahmen aus heutiger Sicht einen geringeren Wert.

»3« Extrapolierte Werte vom 01.10.2018 unter der Voraussetzung einer 1%-Degression bis 01.01.19.

Der Effekt der Abzinsung wird deutlich, wenn die aufsummierten (gestrichelte Linien) und die abgezinst aufsummierten (durchgezogene Linien) Kosten und Erlöse verglichen werden. Die Differenz ergibt sich aus der Abzinsung bei einer angenommenen Inflationsrate von 2 %.

Der Endpunkt der durchgezogenen grauen Linie entspricht dem Szenario M in Abbildung 3.2. Wie man erkennen kann, führen die jährlichen Kosten zu einer deutlich negativen Kostenbilanz. Betrachtet man die Kostenbilanz für PV isoliert, so zeigt sich, dass sich nach einer anfänglichen Investition von etwa 16.000 € nach etwa 20 Jahren allein bei Berücksichtigung der Einspeisevergütung keine positive abgezinst Bilanz ergibt. Ein Teil der PV-Energie wurde zur Eigenversorgung verwendet und ist in der gelben Linie nicht berücksichtigt. Jedoch werden durch die Eigenversorgung die Strombezugskosten des Haushalts reduziert, sodass der grüne Verlauf die Energiekostenbilanz des in PV investierenden Haushalts darstellt. Die Differenz zwischen grüner und grauer Kurve bestimmt die Einsparung und die Investitionsrendite. Dem Weiterbetrieb der PV-Anlage nach 20 Jahren steht aus heutiger Sicht nichts entgegen.

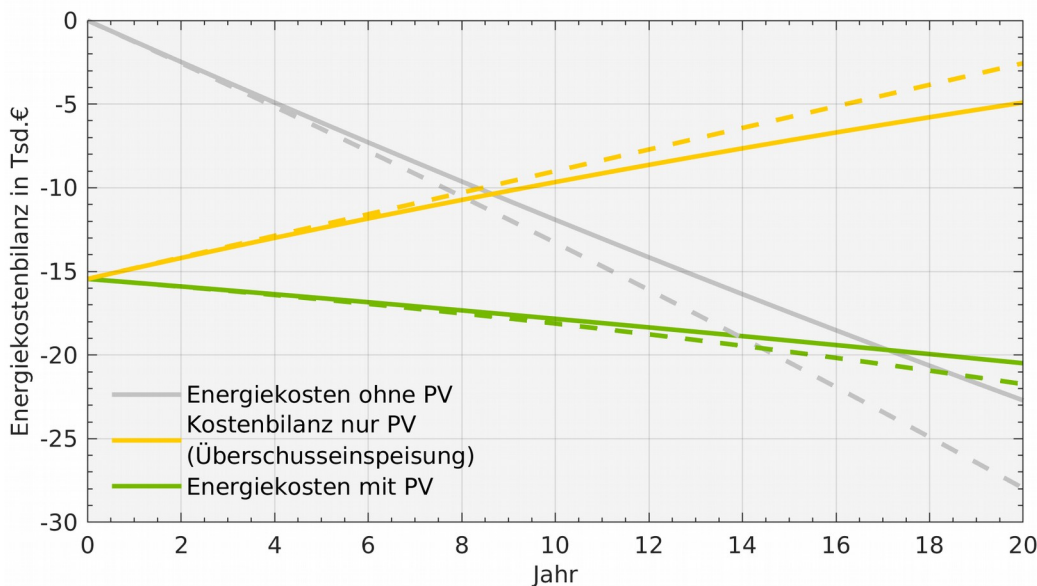


Abbildung 3.3: Energiekostenbilanz über 20 Jahre ohne PV (grau), mit PV (grün) und die Kostenbilanz allein für die Überschusseinspeisung der PV (gelb). Keine Inflation: gestrichelte Linie, abgezinst mit 2 % Inflation: durchgezogene Linie.

3.2 Berechnung von Einsparung und Investitionsrendite im Referenzszenario für verschiedene Anlagengrößen

Im Folgenden werden in den drei Szenarien S, M und L die Nettobarwerte der Einsparung und die Investitionsrenditen für verschiedene PV-Anlagengrößen nach 20 Jahren Betrieb dargestellt.

Es zeigt sich, dass die Nettobarwerte der Einsparung mit zunehmender PV-Anlagengröße steigen. Die maximalen Einsparungen innerhalb von 20 Jahren sind in allen Szenarien mit der größtmöglichen PV-Anlage zu erzielen. Hierbei ist die Ersparnis der Haushalte mit höherem Stromverbrauch größer als die der Haushalte mit geringerem Stromverbrauch. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass im Haushalt L auch die höchsten Kosten für die Energieversorgung anfallen. Der Zusammenhang ist in Abbildung 3.4 für die Szenarien S, M und L dargestellt⁴. Es fällt auf, dass kleine PV-Anlagen im Vergleich zum reinen Netzbezug über denselben Zeitraum mehr Kosten verursachen können.

⁴« Im Anhang C ist die Darstellung des Nettobarwertes der Einsparung ohne Abzinsung zu finden (vgl. gestrichelte Linien in Abbildung 3.3).

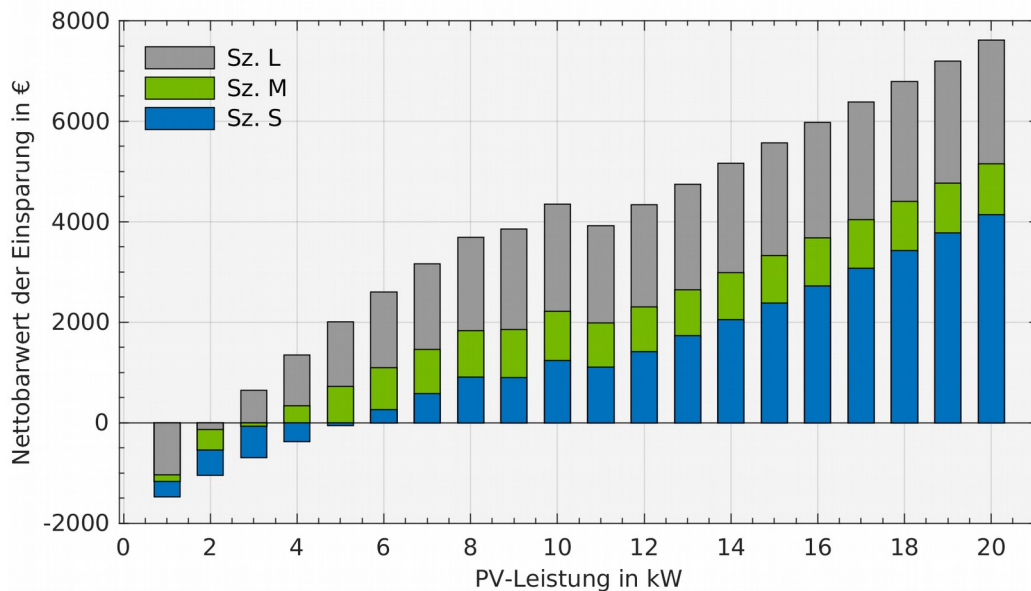


Abbildung 3.4: Nettobarwert der Einsparung über 20 Jahre in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei einer angenommenen Inflation von 2 %.

Diese negativen Einsparungswerte können vor allem mit den leistungsunabhängigen, fixen Betriebskosten und den höheren spezifischen Investitionskosten der kleinen Solaranlagen begründet werden. Auch der hohe Eigenverbrauch von bis zu 70 % kann diese Kosten nicht kompensieren. Dies spricht entschieden dagegen, die PV-Anlagenleistung anhand des Stromverbrauchs bewusst kleiner zu dimensionieren.

Der PV-Strom hat für die Betreiber_innen den größten Wert, wenn dieser zur Eigenversorgung beitragen kann, also der Strombedarf zeitgleich mit der PV-Erzeugung anfällt. Da ein hoher Verbrauch nicht immer in den Zeiten hoher Solarstromerzeugung vorliegt, sinkt der anteilige Direktverbrauch (Eigenverbrauch) mit steigender PV-Leistung. Der Grenznutzen jedes weiteren Kilowatts ist daher mit einer geringeren zusätzlichen Einsparung verbunden. Der relative Zugewinn an Einsparung pro Kilowatt ist bei PV-Anlagen unter 5 kW am größten und nimmt ab 5 kW schnell ab. Für größere PV-Anlagen mit mehr als 11 kW ist mit einer zusätzlichen Ersparnis zwischen 300 € und 500 € mit jedem weiteren Kilowatt zu rechnen.

Die Leistungsklasse 11 kW fällt mit einem geringeren Nettobarwert der Einsparung als bei einer 10 kW PV-Anlage ins Auge. Ausschlaggebend hierfür ist die anteilige Zahlung der EEG-Umlage auf den PV-Strom zur Eigenversorgung. Für Betreiber_innen von PV-Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 10 kW ist die Befreiung von der EEG-Umlage nach § 61a EEG auf direktverbrauchte Energie möglich. Bei Anlagen größer 10 kW müssen 40 % der EEG-Umlage auf PV-Strom zur Eigenversorgung gezahlt werden. Abbildung 3.4 ist zu entnehmen, dass diese manchmal auch als „Sonnensteuer“ bezeichnete Regelung den Nettobarwert der Einsparungen jedoch nicht allzu stark beeinflusst. Bereits bei PV-Anlagen mit einer Leistung ab 12 kW ist die anteilige Zahlung der EEG-Umlage in allen Szenarien kompensiert.

Ergänzend zum Nettobarwert der Einsparung wird im Folgenden die zu erwartende Rendite betrachtet. In Abbildung 3.5 ist die Investitionsrendite für alle drei Szenarien dargestellt. Es zeigt sich auch hier, dass ein hoher Stromverbrauch eine höhere Rendite bewirkt. Wie auch bei der Einsparung steigt die Investitionsrendite mit steigender PV-Leistung. Auffällig sind die deutlichen Einschnitte der Rendite bei 8 kW und 10 kW, die auf die höheren Betriebskosten für den Erzeugungszähler und auf die schon erwähnte Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage zurückzuführen sind. Es zeigt sich, dass die Investitionsrendite für

den sparsamen Haushalt (Szenario S) bereits bei 12 kW wieder auf dem Niveau der 10-kW-PV-Anlage liegt. Für den Haushalt mit mittlerem Stromverbrauch (Szenario M) ist erst bei etwa 14 kW mit derselben Investitionsrendite wie bei der 10-kW-Anlage zu rechnen. Beim Haushalt mit dem höchsten Stromverbrauch (Szenario L) wird die Investitionsrendite durch den zusätzlichen Zähler und die anteilige EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch so deutlich reduziert, dass eine PV-Anlage mit knapp 8 kW die höchste Rendite erzielt. Für Haushalte mit geringerem Verbrauch fallen diese Aspekte somit weit weniger ins Gewicht als für Haushalte mit einem hohen absoluten Direktverbrauch.

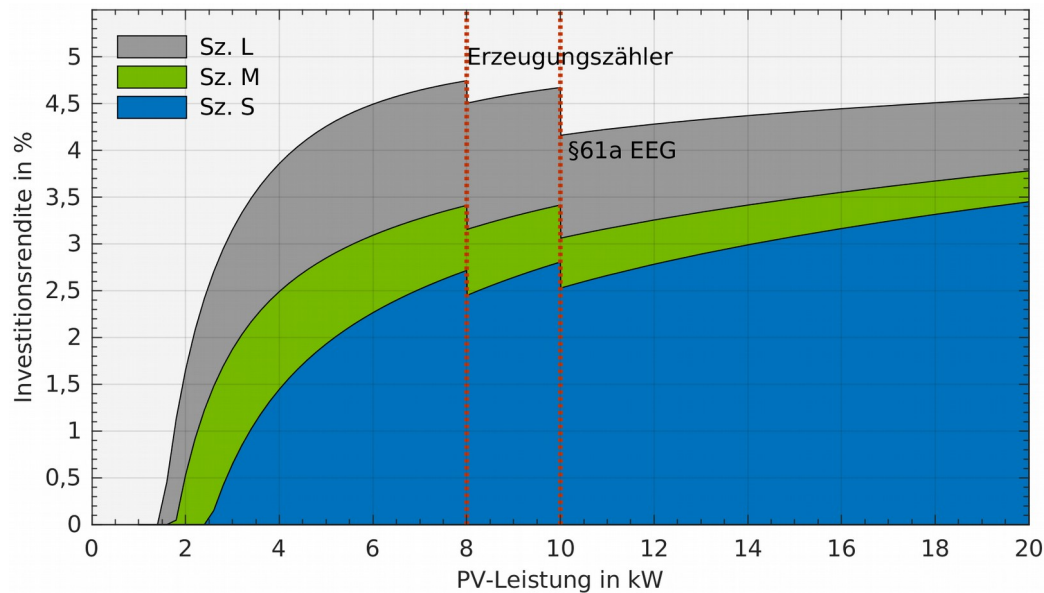


Abbildung 3.5: Investitionsrendite über 20 Jahre in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L.

3.2.1 Diskussion der Auswahlentscheidung Dimensionierung der PV-Anlagengröße am Stromverbrauch oder an der verfügbaren Dachfläche auf Basis der Ergebnisse

Auf Basis der Wirtschaftlichkeitsberechnung folgt eine Empfehlung zur größtmöglichen Dachausnutzung. Einschränkend muss hier die Leistungsgrenze von 10 kW erwähnt werden, bei der sich die Rahmenbedingungen zur Eigenversorgung verschlechtern. Bei einer Fokussierung auf die maximale Investitionsrendite wird die bei 10 kW erreichbare Investitionsrendite zum Teil erst bei deutlich größeren Leistungsklassen überschritten. Wird jedoch der Nettobarwert der Einsparung betrachtet, so ist in allen Szenarien bereits ab 12 kW mit einer höheren Einsparung zu rechnen. Die mögliche Einsparung und die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung korrelieren somit, mit einigen Ausnahmen, mit der Ausnutzung der maximalen Fläche.

Auch der Eigenverbrauch und Autarkiegrad ermöglichen eine Orientierung und Empfehlung zur Dimensionierung von PV-Anlagen anhand des jährlichen Stromverbrauchs [23], [24] (Abbildung 3.6). Hierbei können auch Speicher berücksichtigt werden. Insbesondere der Eigenverbrauch galt in den vergangenen Jahren als wichtiges Dimensionierungskriterium für Solaranlagen [25]. Ein hoher relativer Eigenverbrauch wurde mit einer hohen Investitionsrendite gleichgesetzt, da der direkt verbrauchte PV-Strom einen höheren Wert besitzt als eingespeiste Solarenergie [25]. Der Eigenverbrauch alleine stellt jedoch keine gute Zielgröße dar. Dies zeigen folgende beispielhafte Überlegungen: Die Erhöhung des Stromverbrauchs durch unnötige Verbraucher oder die Verkleinerung beziehungsweise Verschattung der PV-Anlage steigern jeweils den Eigenverbrauch, lassen aber sinnvolle positive Effekte vermissen.

Die Größe Eigenversorgung oder Autarkiegrad ist hier aussagekräftiger, da sie dem relativen eingesparten Netzbezug entspricht. Die zeitliche Korrelation von PV-Erzeugung und Stromverbrauch ist jedoch begrenzt.

Eine Vergrößerung der PV-Leistung über das Verhältnis von 2 kW pro MWh Jahresstromverbrauch trägt kaum zur Erhöhung des Autarkiegrades bei, Abbildung 3.6 (rechts). Dies bedeutet im Szenario S eine PV-Anlagendimensionierung bis zu 6 kW, im Szenario M bis zu 9 kW und im Szenario L bis zu 14 kW.

Sowohl anhand des Nettobarwerts der Einsparung als auch der Investitionsrendite konnte jedoch gezeigt werden, dass diese Auslegung nicht mit den Empfehlungen einer wirtschaftlichen Betrachtung der PV-Anlage übereinstimmen.

Neben den bereits diskutierten Zielgrößen kann auch der Klimaschutz entscheidend sein. Hierbei sollte die Wahl stets auf die maximale Anlagenleistung fallen (vgl. Abschnitt 3.2.2).

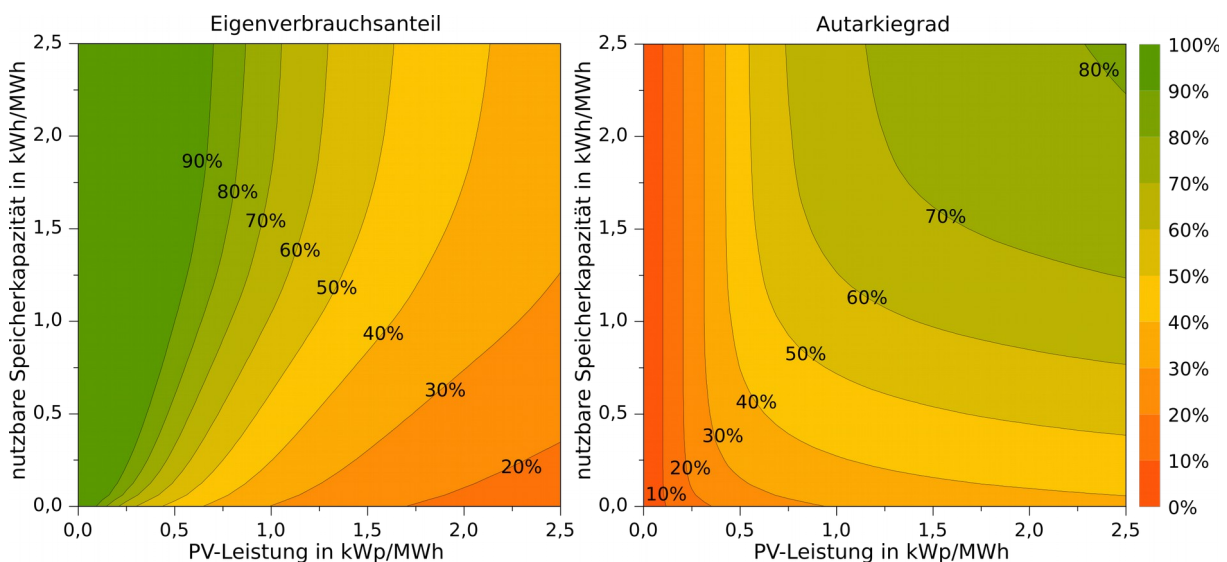


Abbildung 3.6: Autarkiegrad und Eigenverbrauch in Abhängigkeit von der spezifischen PV-Anlagengröße und der spezifischen Speicherkapazität [24].

Die hier diskutierten Zielgrößen für die Dimensionierung von PV-Anlagen und deren Auswirkung auf die Dimensionierungsempfehlung sind für die verschiedenen Szenarien in Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Tabelle 3.5: Vergleich der Anlagendimensionierung auf Basis verschiedener Zielgrößen.

Zielgröße	PV-Anlagendimensionierung		
Szenario	S	M	L
Hoher Eigenverbrauch	< 3 kW	< 4,5 kW	< 7 kW
Hoher Autarkiegrad*	bis zu 6 kW	bis zu 9 kW	bis zu 14 kW
Maxima der Investitionsrendite gemäß Abb. 3.5	8, 10, 20 kW	8, 10, 20 kW	8, 10, 20 kW
Max. Einsparung	10 kW oder >12 kW	10 kW oder >12 kW	10 kW oder >12 kW
Hoher Klimaschutz	maximale Anlagengröße		

*Weitere Steigerung des Autarkiegrad erscheint nicht sinnvoll s. Abbildung 3.6.

3.2.2 Restriktionen sowie positive und negative Drittwirkungen der Dimensionierungsempfehlung

Im vorausgegangenen Abschnitt wurden Dimensionierungsempfehlungen auf Basis einer Jahressimulation eines PV-Systems mit anschließender wirtschaftlicher Auswertung abgeleitet. Die positiven und negativen Drittwirkungen sind in Tabelle 3.6 zusammengefasst und sollen an dieser Stelle kurz diskutiert werden.

Jede wirtschaftliche Bewertung von Energiesystemen ist mit Unsicherheiten, Vereinfachungen und Annahmen verbunden. So wurde beispielsweise angenommen, dass PV-Anlagen stets mit 100 % Eigenkapital realisiert werden können. Höhere Investitionskosten sind jedoch unter Umständen mit einer Kreditaufnahme und zu leistenden Kapitaldiensten verbunden, sodass eine Bewertung auch vor diesem Hintergrund geboten scheint.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die zukünftig steigende Elektrifizierung und Digitalisierung in den Sektoren Wärme und Mobilität mit einem höheren Stromverbrauch einhergehen. Bei einer kleineren Dimensionierung der PV-Anlage ist fraglich, ob eine Änderung des Verbrauchsverhaltens, wie zum Beispiel die Anschaffung eines E-Autos, auch eine Änderung der PV-Anlagengröße nach sich ziehen würde. Eine von vornherein größer dimensionierte PV-Anlage hält genügend Flexibilität auch für diese künftigen Anwendungen bereit.

Neben der Funktion als Kapitalanlage bieten Solaranlagen eine gute Möglichkeit, einen individuellen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Hierbei gilt, je mehr Strom aus PV-Anlagen produziert wird, desto weniger Energie muss in Kohle- und Gaskraftwerken erzeugt werden. Dies reduziert aktiv CO₂-Emissionen. Für das Erreichen der Klimaschutzziele ist es erforderlich, in Deutschland zwischen 200 und 400 GW Solarleistung zu installieren [7]–[9]. Jedes Kilowatt, welches auf den Dächern installiert werden kann, führt zu einem geringeren Bedarf an Freiflächen und wirkt sich zusätzlich zum Klimaschutz auch positiv auf die Ökologie aus [8].

Eine größere PV-Leistung bietet zudem grundsätzlich die Möglichkeit, Nachbarn ohne geeignete Dachflächen mit Solarstrom zu versorgen. Hierbei ist aus Sicht des Energieflusses irrelevant, ob eine (Mit-)Versorgung über das öffentliche Netz erfolgt oder über private Netzkopplung, wie sie bereits erprobt werden [26].

Tabelle 3.6: Positive und negative Drittwirkungen durch eine größere PV-Anlagendimensionierung.

Positive Effekte	Negative Effekte
<ul style="list-style-type: none"> • Individuelle Flexibilität für neue Stromanwendungen (Sektoren Wärme und Mobilität) • Sicherheit, da mit Erreichen von 52 GW derzeit die weitere Vergütung von Solarenergie ungewiss ist • Klimaschutz, CO₂-Vermeidung mittels PV-Anlage erhöhen • Ökologische Flächennutzung, denn es werden weniger Freiflächenanlagen zum Erreichen der Klimaschutzziele benötigt. • Dachflächenpotenzial wird erschlossen • Überschüssiger Strom kann durch Nachbarschaft genutzt werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Investitionskosten • u.U. Kreditaufnahme und Kapitaldienst notwendig

3.3 Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse in Kapitel 3.2 haben keine Allgemeingültigkeit und müssen daher kritisch beleuchtet und auf Robustheit überprüft werden. Gängige Praxis zur Überprüfung der Validität ist die Sensitivitätsanalyse. Dabei werden bestimmte Parameter variiert, um deren Einfluss auf die Untersuchung zu spezifizieren.

In dieser Studie werden der Strompreis sowie die Ausrichtung der PV-Anlage variiert und zusätzlich zwei neue Szenarien entworfen. Im ersten werden Smart Meter nach dem Messstellenbetriebsgesetz eingesetzt und im zweiten Batteriespeicher zur Eigenversorgung genutzt. Es wird dabei stets betrachtet, welchen Einfluss eine Änderung auf den Nettobarwert der Einsparung und auf die Investitionsrendite hat.

3.3.1 Strompreisvariation

Stromkosteneinsparungen sind eine zentrale Größe der Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungssystemen. Die eingesparten Ausgaben für den Strombezug und die Vergütung für ins Netz eingespeisten PV-Strom stellen eine vorrangige Option zur Refinanzierung der PV-Anlage dar. Je höher der Arbeitspreis des Netzstrombezugs, desto höher die Einsparpotenziale durch die Solarenergie.

Für eine langfristige Investition wie eine PV-Anlage müssen Annahmen zur Entwicklung des Strompreises getroffen werden. Die Strompreisentwicklung ist jedoch eine schwer vorherzusagende Größe für die wirtschaftliche Bewertung von PV-Systemen. So erhöhte sich der Haushaltsstrompreis in den vergangenen 20 Jahren um +70 %. Stieg er bis 2013 im Mittel um +4 % pro Jahr, blieb der Haushaltsstrompreis zwischen 2013 und 2018 mit +0,5 Prozent pro Jahr nahezu konstant [27].

Gemeinsam mit der Verbraucherzentrale NRW wurden verschiedene Variationen der Strompreisentwicklung entworfen. Diese sind in Tabelle 3.7 beschrieben.

Tabelle 3.7: Beschreibung der Strompreisvariationen.

Parameter	Beschreibung
Referenz	Jährliche Steigerung von Grundgebühr und Strompreis um +1 %
sinkt um 1%/a	Jährliche Senkung von Grundgebühr und Strompreis um 1 %
Referenz minus 5 ct/kWh	Jährliche Steigerung von Grundgebühr und Strompreis um +1 %, nach drei Jahren sinkt der Strompreis einmalig um -5 ct/kWh
Konstant	Der Strompreis bleibt über 20 Jahre konstant
EEG gekoppelt	Jährliche Steigerung von Grundgebühr und Strompreis um +1 %, zusätzlich wird vom Nettostrompreis die heutige EEG-Umlage abgezogen und die EEG-Umlage nach [20] addiert, sodass sich eine dynamische EEG-Umlage ergibt.
steigt um 3 %	Jährliche Steigerung von Grundgebühr und Strompreis um +3 %

Im Folgenden werden die Simulationen der Strompreisvariationen mit dem Referenzszenario verglichen. Grundsätzlich ist festzustellen: Nettobarwert der Einsparungen und Investitionsrendite sind abhängig von der Strompreisentwicklung. Sinken die Strompreise oder bleiben konstant, ergeben sich geringere Werte als in der Referenzsimulation. Steigen die Strompreise stärker als im Referenzszenario mit plus 1 % sind höhere Einsparungen bzw. Investitionsrenditen zu sehen.

Für die bessere Vergleichbarkeit ist in Abbildung 3.7 der Nettobarwert der Einsparung und in Abbildung 3.8 die Investitionsrendite bei Variation der Strompreisentwicklung für eine 10 kW Solaranlage dargestellt.

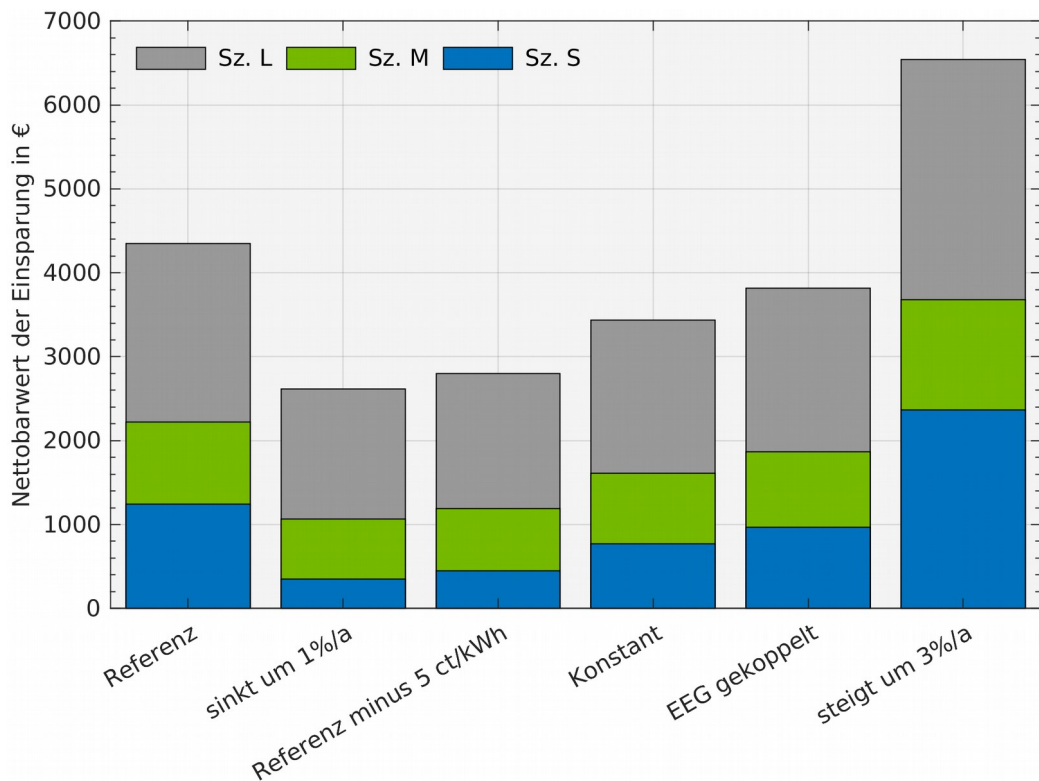


Abbildung 3.7: Nettopresentwert der Einsparung über 20 Jahre bei Variation der Strompreisentwicklung, einer **PV-Leistung von 10 kW** für die Szenarien S, M und L und einer angenommenen Inflation von 2%.

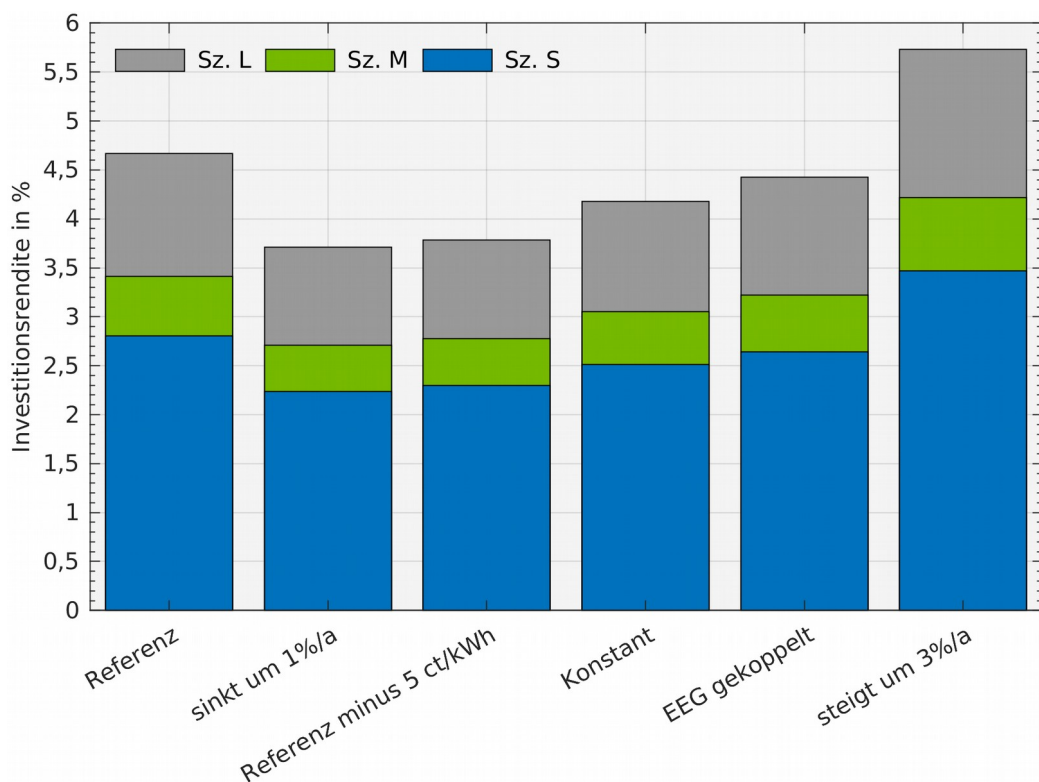


Abbildung 3.8: Investitionsrendite über 20 Jahre bei Variation der Strompreisentwicklung bei einer **PV-Leistung von 10 kW** für die Szenarien S, M und L.

Am deutlichsten unterscheiden sich die Strompreisentwicklung „sinkt um 1%/a“ und „steigt um 3%/a“. Alle anderen Strompreisvariationen lassen sich zwischen diesen beiden einsortieren. Interessant ist, dass die Variation „EEG gekoppelt“ hierbei zwischen der Referenz und der als konstant angenommenen Strompreisentwicklung zu verorten ist. Auf Basis der prognostizierten Entwicklung der EEG-Umlage (nach [20]) über die nächsten 20 Jahre ist somit unter sonst gleichen

Bedingungen von einer moderaten Steigerung des Strompreises auszugehen mit weniger als 1%.

Die Familie mit dem geringen Stromverbrauch (Szenario S) kann bei den meisten Varianten der Strompreisentwicklung nur eine Rendite knapp oberhalb der angenommenen Inflation von 2 % erwarten. Bei sinkenden Strompreisen kann eine 10 kW PV-Anlage im Szenario M etwa 1.000 bis 1.500 € in 20 Jahren einsparen. Die Höhe der Investitionsrendite entspricht in diesem Fall der Rendite des Szenario S der Ausgangssimulation. Ein geringerer Stromverbrauch hat somit auf die Investitionsrendite den gleichen Effekt, wie ein sinkender Strompreis. Es zeigt sich, dass alle Verbrauchsszenarien S, M und L jedoch deutlich von steigenden Strompreisen profitieren. Steigen die Strompreise, sind selbst kleinste Solaranlagen unter den angenommenen Bedingungen interessant.

Der Zusammenhang zwischen Nettobarwert der Einsparung und Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Anlagenleistung ist für das Szenario M in Abbildung 3.9 und Abbildung 3.10 illustriert. Hierbei wurden nur die Strompreisvariationen dargestellt, die sich am deutlichsten von der Referenz unterscheiden. Zusätzlich ist beim Nettobarwert der Einsparungen die Differenz zur Referenzsimulation rot gestrichelt abgebildet. Der Verlauf zeigt, dass die Einsparungen kleiner PV-Anlagen sensitiver auf unterschiedliche Strompreisentwicklungen reagieren als größere.. Dies liegt insbesondere am Direktverbrauch. Dessen Anteil am Stromverbrauch wächst ab einer Leistung von 5 kW (>1 kW/MWh Jahresstromverbrauch) nicht so stark an, wie bei kleinen PV-Anlagengrößen (vgl. Abbildung 3.6).

Aus Sicht der Verbraucher_innen...

..sei darauf hingewiesen, dass die Strompreisentwicklung ein sensibler Parameter ist. Im Vertrieb eignen sich höhere Steigerungsraten, mit Hinweis auf die vergangenen 20 Jahre, als Verkaufsargument für die PV.

Letztlich müssen jedoch die Anlagenbetreiber_innen einschätzen, welche Strompreisentwicklung ihnen plausibel erscheint, denn sie tragen das unternehmerische Risiko. Ein gutes Angebot sollte daher verschiedene Entwicklungen berücksichtigen, um dem Kund_innenkreis das Risiko vor Augen zu führen.

In Abbildung 3.10 ist darüber hinaus zu erkennen, dass bei einem Strompreisanstieg von +3 % pro Jahr bereits bei 2 kW mit einer Rendite oberhalb der Inflation von 2 % zu rechnen ist. Sinkt der Strompreis hingegen um -1 % jährlich wird dieser Wert erst ab einer PV-Leistung von mehr als 6 kW erreicht.

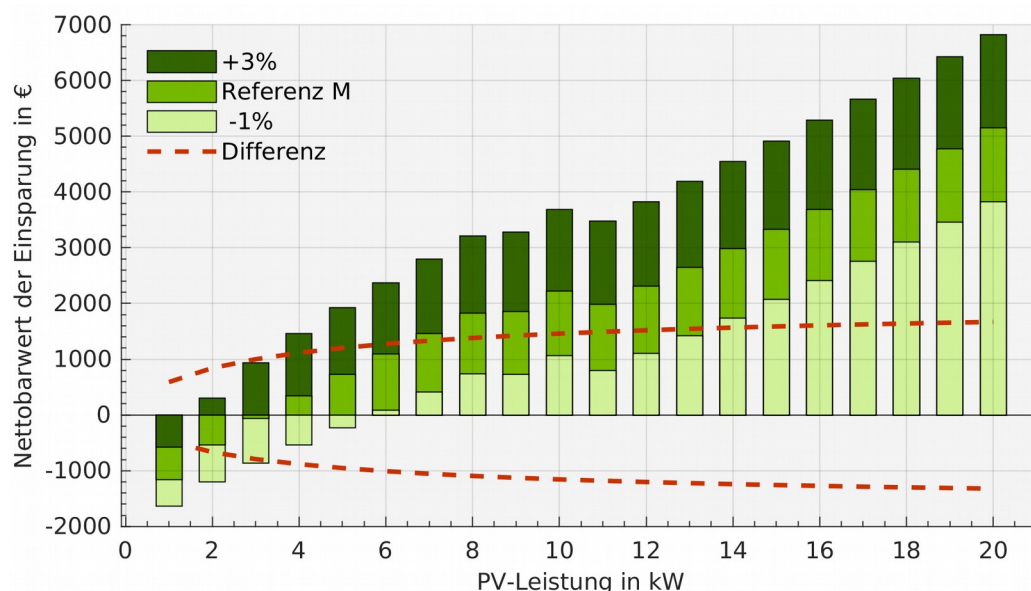


Abbildung 3.9: Nettobarwert der Einsparung über 20 Jahre in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Variation der Strompreisentwicklung für das **Szenario M** bei einer angenommenen Inflation von 2 %.

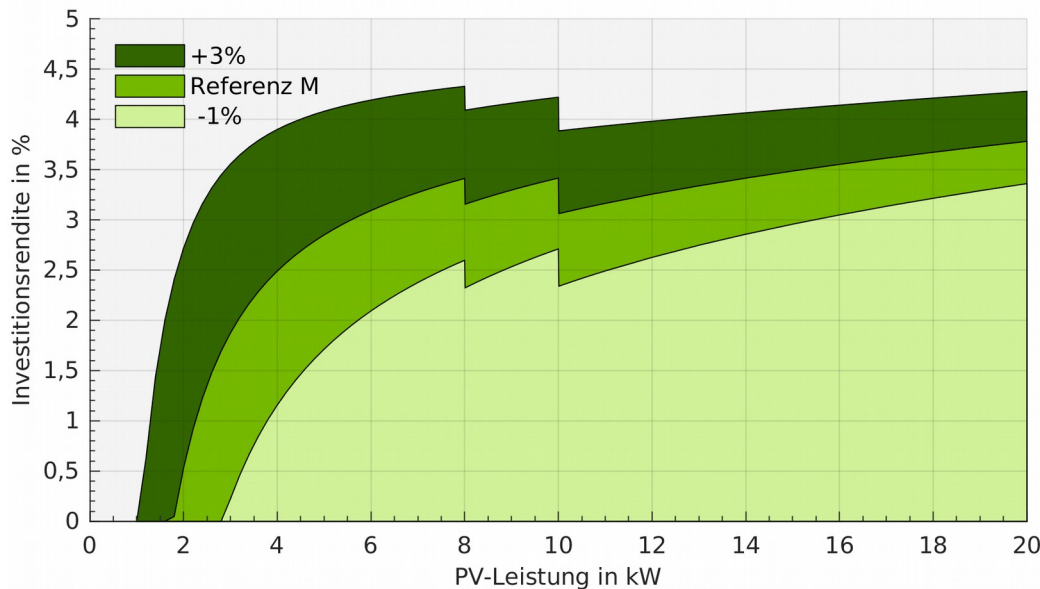
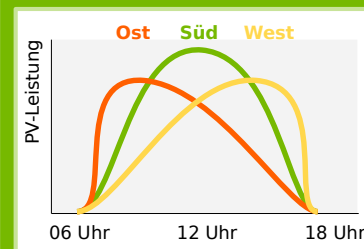


Abbildung 3.10: Investitionsrendite über 20 Jahre in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Variation der Strompreisentwicklung für das **Szenario M**.

3.3.2 Szenario: Gleich große Belegung eines gleichgeneigten Ost-West Daches anstelle einer Südausrichtung

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, ist es zielführend, alle geeigneten Dächer für die Solarenergie zu nutzen. Waren dies in der Vergangenheit vor allem nach Süden ausgerichtete Flächen, so werden mit der Eigenversorgung auch von Süden abweichende Ausrichtungen attraktiver. Die Erzeugung von einem nach Osten und Westen ausgerichteten Dach kann insbesondere in den Morgen- und Abendstunden stärker zur Eigenversorgung beitragen als eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage. Darüber hinaus kann meist deutlich mehr PV-Leistung installiert werden, wenn beide Dachhälften eines Satteldaches mit Solarmodulen belegt werden. Bei der Auswahl der Systemtechnik sind zusätzlich spezifische Kosteneinsparungen möglich. Aufgrund der zeitlichen Verschiebung kann die Leistung des gemeinsamen Wechselrichters bei Ost-West-Ausrichtung ca. 30 % kleiner dimensioniert werden.

Ausrichtung des PV-Generators



Die Ausrichtung der PV-Anlage hat einen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Erzeugung und den Ertrag.

Auch die Neigung der PV-Anlagen beeinflusst den Erzeugungsverlauf. Mit der Verschiebung der Erzeugung in die Morgen- und Abendstunden ist eine Erhöhung des Direktverbrauchs bei Reduktion des Energieertrags möglich.

Bei Kombiniertes Ost-West Ausrichtung kann der Wechselrichter ohne Energieverlust, mit 30 % weniger Leistung dimensioniert werden.

Für diese Untersuchung wurde daher die Kostenfunktion aus Gleichung 2.1 angepasst. Die Investitionskosten ergeben sich dabei aus den Parametern der PV-Angebote abzüglich der Kosten für Wechselrichter gleicher Leistung und zuzüglich der Kosten für einen 30 % kleineren Wechselrichter nach Gleichung 3.1.

$$I_{pv,ow} = (I_{pv,0} \cdot P_{pv,r}^{-P_{pv}} - I_{wr,0} \cdot P_{pv,r}^{-P_{wr}}) \cdot P_{pv,r} + (I_{wr,0} \cdot 0,7 P_{pv,r}^{-P_{wr}}) \cdot 0,7 P_{pv,r} \quad (3.1)$$

Zusätzlich musste auch die Ausrichtung bei der Berechnung der PV-Erzeugung berücksichtigt werden. Bei einem nach Osten und Westen ausgerichteten, auf beide Dachhälften gleichmäßig verteilten, um 35° geneigten PV-Generator ergibt sich ein jährlicher Ertrag von 800 kWh pro Kilowatt installierter PV-Leistung. Dies sind knapp 160 kWh/kW weniger als bei der nach Süden ausgerichteten PV-Anlage. Bei gleicher Gebäudegrundfläche kann jedoch eine größere Dachfläche genutzt werden, sodass der Energieertrag des Gebäudes insgesamt höher ist.

Mit der veränderten Ausrichtung kann nun der Nettobarwert der Einsparungen für die Szenarien S, M und L berechnet werden. Diese sind in Abbildung 3.11 gemeinsam mit der Differenz zur Simulation aus Abschnitt 3.2 dargestellt. Da die Differenzen für alle Szenarien vergleichbar sind, ist die Differenz nur als Mittelwert aufgeführt. Es zeigt sich, dass mit steigender PV-Anlagenleistung auch die Differenz zwischen Süd und Ost-West Generator ansteigt. Dies ist auf den Minderertrag der PV-Anlage zurückzuführen. Aufgrund des geringeren Ertrages ist auch ein allgemein geringerer Nettobarwert der Einsparung zu erkennen.

Der sparsame Haushalt kann bei einer Inflation von 2 % mit einer Ost-West PV-Anlage kleiner 13 kW lediglich negative oder geringe positive Einsparungen erwirtschaften. Ab 13 kW sind positive Einsparungen möglich. Für das Szenario M wird die PV-Anlage erst rentabel, wenn auf beiden Dachhälften in Summe 3,5 kW und mehr installiert werden. Ganz anders ist es beim Haushalt mit E-Fahrzeug. Bereits eine auf beiden Dachhälften verteilte 3 kW PV-Anlage führt, ebenso wie in der Referenzsimulation, zu Einsparungen oberhalb der Inflation. Für die Szenarien verschiebt sich die Leistung, mit der die anteilige Zahlung der EEG-Umlage kompensiert werden kann, um 1 kW auf 13 kW.

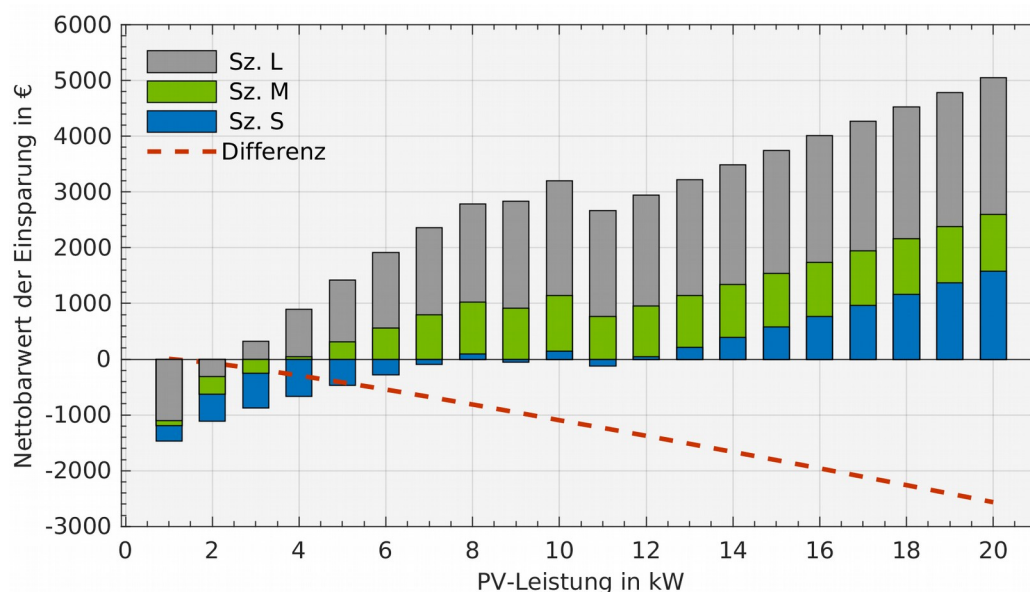


Abbildung 3.11: Nettobarwert der Einsparung über 20 Jahre in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Ost-West-Dachausrichtung für die Szenarien S, M und L und einer angenommenen Inflation von 2 %.

Die geringeren Gewinne sind auch zu erkennen, wenn man die Abbildung 3.12 betrachtet. So kann man feststellen, dass die PV-Anlagenleistungen im Szenario S bestenfalls eine Renditeerwartung in Höhe der Inflation von 2 % erfüllen. Die Investitionsrendite im Szenario L hat weiterhin bei 8 kW ein Maximum. Anlagen oberhalb dieser Leistung erwirtschaften eine geringere Rendite. Im Szenario M wird die Diskrepanz zwischen 10 kW und der nächst höheren Leistungsklasse gleicher Rendite von 14 kW auf 16 kW verschoben.

Auch wenn eine Ost-West-Ausrichtung zu geringeren PV-Erträgen führt, wird bei Flachdächern häufig eine Ost-West-Ausrichtung und eine flache Neigung von 10° realisiert. Somit lässt sich die Fläche besser ausnutzen, da nur geringe Reihenabstände notwendig sind. Aufgrund des höheren spezifischen Anlagenenertrages von 844 kWh/kW ließen sich bis 8 kW wirtschaftlich gleichwertige Ergebnisse wie in Abbildung 3.4 und 3.5 erzielen. Jenseits der 8 kW überwiegt jedoch der geringere PV-Ertrag gegenüber dem höheren Direktverbrauch. Die Ost-West-Generatoren sind dann gegenüber den südlich ausgerichteten PV-Anlagen mit gleicher Leistung im Nachteil, jedoch weiterhin wirtschaftlich.

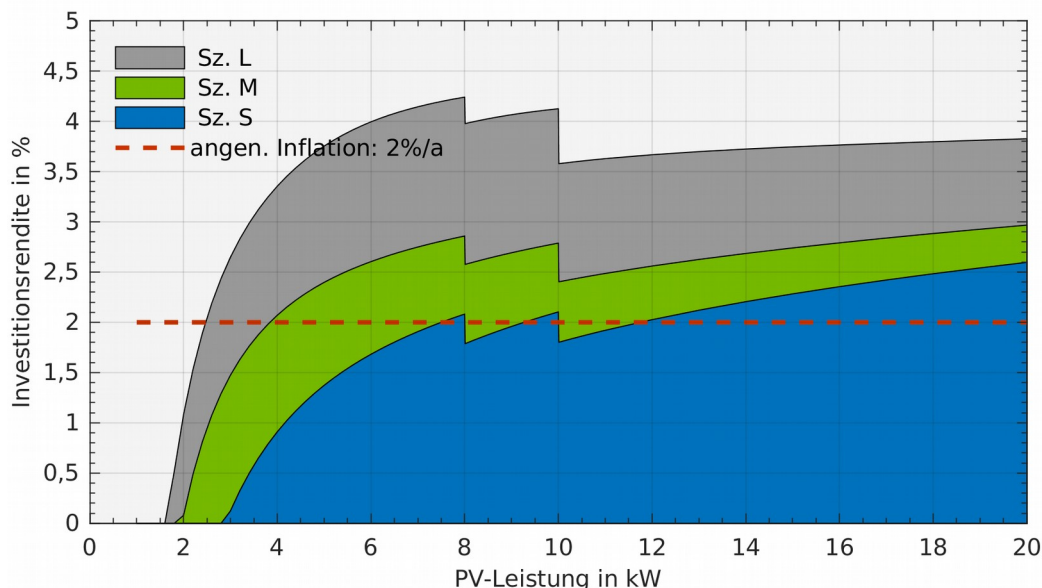


Abbildung 3.12: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Ost-West-Dachausrichtung für die Szenarien S, M und L.

3.3.3 Einsatz intelligenter Messsysteme (Smart Meter)

Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) regelt die Einführung von digitalen Zählern zur Abrechnung von Strom. Hierbei wird zwischen digitalen Zählern (moderne Messeinrichtungen) und intelligent vernetzten Zählern (intelligente Messsysteme, Smart Meter) unterschieden. Mit dem Gesetz wurde zum einen geregelt, welche Technik ab welchem Verbrauch bzw. welcher Erzeugungsleistung einzusetzen ist. Zum anderen, ab welchem Zeitpunkt eine Umsetzung erfolgt und welche Kosten eine intelligente Messung verursachen darf. Obwohl der Einbau im Jahr 2018 noch nicht verpflichtend ist, sind zum Einführungszeitpunkt zwei Dinge abzusehen:

1. Die Kosten werden nahe der Höchstgrenze liegen.
2. Trotz des verpflichtenden Einbaus wird es kaum Anwendungsmöglichkeiten für den privaten Haushalt geben. Die Gründe hierfür liegen vor allem in den Anforderungen an die Datensicherheit und den Datenschutz [28].

Für die Simulation wird angenommen, dass sich die Grundpreis des Haushaltsstroms nicht verändern. Durch den Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys) nach dem MsbG ist jedoch mit deutlichen Kostensteigerungen für PV-Anlagen zu rechnen, siehe Tabelle 3.8.

Tabelle 3.8: Kosten für intelligentes Messsystem nach MsbG.

PV-Leistung	≤ 7 kW	≤ 15 kW	≤ 30 kW
Kosten für intell. Messsystem (iMSys)	60 €/a	100 €/a	130 €/a

Im Vergleich zum Referenzszenario ohne intelligentem Messsystem lässt sich durch die höheren Betriebskosten eine deutliche Reduktion der Einsparung und der Investitionsrendite erkennen. Vergleicht man die Abbildungen 3.13 und 3.4 zeigt sich, dass der Bereich der PV-Anlagen mit negativem Nettobarwert der Einsparung deutlich größer wird. In allen Szenarien fallen die Unterschiede zur Referenzsimulation aus Kapitel 3.2 identisch aus, da die Betriebskosten um die gleiche Summe ansteigen. Für den Haushalt S mit dem geringsten Strombedarf ist eine PV-Anlage kleiner 12 kW Leistung kaum rentabel. Selbst die Familie mit dem mittleren Stromverbrauch spart unter Berücksichtigung einer Mindestverzinsung in Höhe der angenommenen Inflation von 2 % bei Anlagen kleiner 12 kW nicht mal 1.000 € Stromkosten innerhalb von 20 Jahren ein.

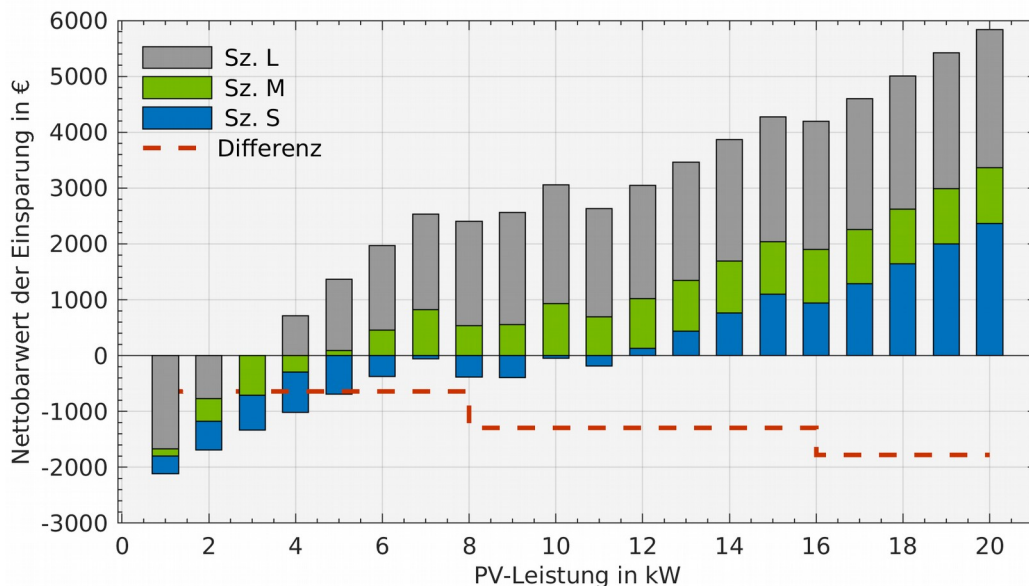


Abbildung 3.13: Netto-barwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Berücksichtigung intelligenter Messsysteme in den Betriebskosten für die Szenarien S, M und L, abgezinst mit 2 %.

Die Entwicklung der Investitionsrendite unter Berücksichtigung der Smart Meter ist in Abbildung 3.14 in Abhängigkeit von der PV-Leistung dargestellt. Deutlich zu erkennen sind dabei die Leistungsgrenzen auf der Grundlage der gesetzlichen Regelungen.

Allgemeine Empfehlungen zur Auslegung sind auf Basis dieser Vorgaben kaum vermittelbar. So erwirtschaftet eine PV-Anlage mit 7 kW bei geringem bis mäßigem Stromverbrauch eine vergleichbare Rendite wie eine PV-Anlage mit 10 kW installierter Leistung. Die Investitionsrendite bei 10 kW entspricht dem Wert von 12 kW bei Szenario S und von 13 kW beim Szenario M. Ab einer Leistung von 15 kW sollte man die PV-Anlage nur dann größer dimensionieren, wenn sie größer wird als 17 kW. Ist der Stromverbrauch hingegen höher, wie im Szenario L, ist die Beratung einfacher: Für die höchste Investitionsrendite ist eine PV-Leistung von 7 kW optimal.

Für künftige Anlagenbetreiber_innen ergibt sich ein „Flickenteppich“ mit allerlei „Renditelöchern“. Wählt man die falsche Anlagenleistung aus, können die Kosten für die intelligente Messung die eigene Rendite deutlich schröpfen. Eine Korrektur seitens des Gesetzgebers, eine deutliche Preisreduktion der Messstellenbetreiber, beispielsweise durch Herausbildung wettbewerblicher Strukturen, oder auch aufkommende neue Geschäftsfelder im Umfeld der smarten Energiewelt können Linderung versprechen. Dem nachvollziehbaren Wunsch von Prosumern, auf einfachem Wege einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten und parallel dazu mit steigender PV-Leistung auch die Rendite zu erhöhen, werden angesichts der Rahmenbedingungen aber klare Grenzen aufgezeigt.

Es lässt sich festhalten: Auf der einen Seite verschlechtert das MsbG die Wirtschaftlichkeit der PV, auf der anderen ist ein wirtschaftlicher Betrieb mit größeren PV-Anlagenleistungen weiterhin möglich. Die Rendite wird zugunsten der Messstellenbetreiber umverteilt und auf einem geringeren Niveau gleichmäßig. Trotz der ungünstigen Ausgangslage können mit PV-Anlagen jedoch weiterhin Kostenersparnisse erwirtschaftet werden.

„Intelligente Stromzähler“

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt, welche Technik ab welchem Verbrauch bzw. welcher Erzeugungsleistung einzusetzen ist, ab wann eine Umsetzung erfolgt und welche Kosten eine intelligente Messung verursachen darf.

Intelligenz bringen die eingesetzten Zähler nicht mit, lediglich die Fähigkeit unter Berücksichtigung von Datensicherheit und Datenschutz mit der Energiewelt zu kommunizieren.

Ob die Verbraucher_innen hiervon Gebrauch machen (wollen), ist im Gesetz nicht berücksichtigt. Vorerst reduzieren die zusätzlichen Kosten jedoch die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage.

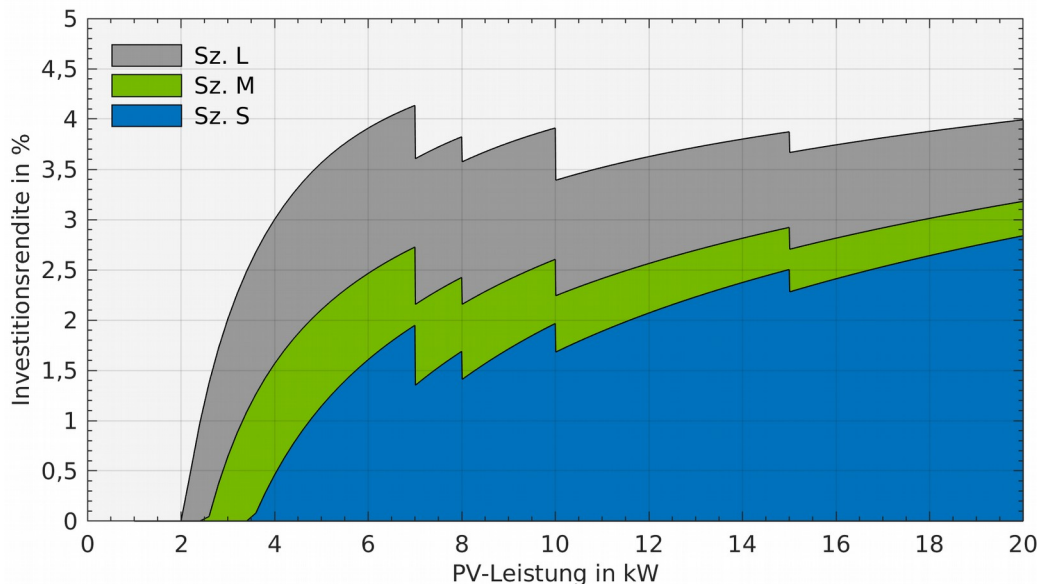


Abbildung 3.14: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Berücksichtigung intelligenter Messsysteme in den Betriebskosten für die Szenarien S, M und L.

3.3.4 Szenario: Anschaffung eines Batteriespeichers

Bereits heute wird ein Großteil der neu installierten PV-Anlagen auf Gebäuden mit einem Speicher realisiert [15]. Die Motivationen hierfür sind vielfältig und reichen von der Kosteneinsparung über die Unterstützung der Energiewende bis hin zum Wunsch, sich unabhängig vom Energieversorger und der Strompreisentwicklung zu machen [15].

Insbesondere die stark gesunkenen Anschaffungskosten der vergangenen Jahre haben zu einer ausgeprägten Marktdominanz von Lithium-Ionenbatterien unter den installierten Systemen geführt. Da die Kostenentwicklung rasant ist, kann die Studie maximal den Ist-Stand abbilden.

Auf Basis des Speichermonitorings (2018) wurde eine typische Speicherkapazität bestimmt [15]. Die nutzbare Batteriekapazität wurde zwischen 4 und 12 kWh in Schritten von einer Kilowattstunde variiert. Die Ausgangsleistung des Speichers wurde bei einer Leistung von 3,5 kW konstant belassen [29]. Die Investitionskosten für den Speicher wurden mit den in Kapitel 2.3 beschriebenen Parametern gebildet. Ein Speicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 4 kWh verursacht spezifische Kosten von etwa 1.535 € (netto) pro Kilowattstunde, also knapp 7.300 € für die gesamte Investition (brutto). Ein Speicher mit 10 kWh ist spezifisch deutlich günstiger, schlägt jedoch mit etwa 13.000 € Bruttokosten zu Buche. Speicher stehen nicht im Fokus dieser Studie, daher erfolgt die Simulation des PV-Speichersystems anhand eines vereinfachten Speichermodells [24]⁵.

Speicherperformance beachten!
Solarstromspeicher ist nicht gleich Solarstromspeicher. Es zeigt sich, dass Speicher unterschiedlich schnell auf Schwankungen im Strombedarf reagieren und die Speicher zum Teil einen großen Energiehunger mitbringen. Aus diesem Grund lohnt neben den Kosten auch ein Blick auf die Datenblätter und den „System Performance Index“ (SPI).

Der Vergleich des Nettobarwertes der Einsparungen zur Referenzsimulation im Szenario M ist als Farbskala in Abbildung 3.15 dargestellt. Hierbei entspricht der untere Farbbalken (Ref.) der grünen Darstellung in Abbildung 3.4.

⁵« Es wird angenommen, dass der Speicher nach einem Zeitraum von 13 Jahren getauscht werden muss und eine Ersatzinvestition in Höhe von 50% der Ausgangskosten fällig ist. Der Speicher altert linear und hat keine Betriebskosten. Auf Basis der Simulationsschrittweite von einer Minute können Effekte der Regelträgheit, Balancing, Netzladung, etc. sowie die unterschiedliche Kopplung der Systeme nur unzureichend abgebildet werden, sodass diese und die damit verbundenen Kosten vernachlässigt werden. Dennoch sei darauf hingewiesen, dass sich die Speicher sowohl hinsichtlich Alterung [30] als auch Performance deutlich unterscheiden [29] und einer detaillierteren Simulation an anderer Stelle bedürfen.

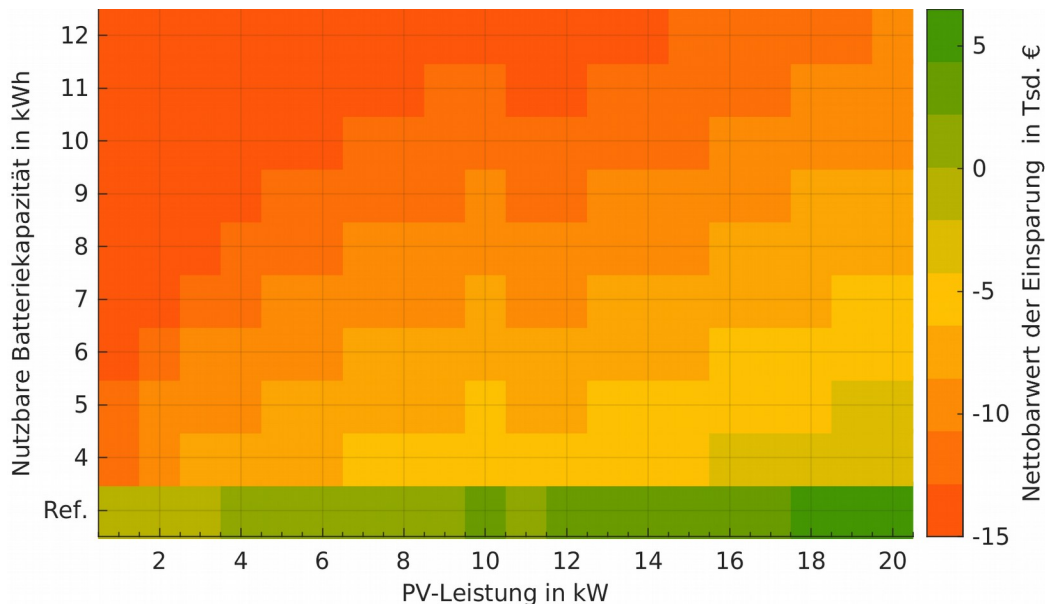


Abbildung 3.15: Nettobarwert der Einsparung und zusätzliche Kostenbelastung in Abhängigkeit von der PV-Leistung in Kombination mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 3,5 kW für das **Szenario M** bei einer angenommenen Inflation von 2%.

Es zeigte sich, dass ab einer Anlagenleistung von 4 kW ein positiver Nettobarwert der Einsparung zu erwarten ist, in Abbildung 3.15 in dunklerem Grün dargestellt. Betrachtet man die verschiedenen Speichergrößen in der Darstellung fällt auf, dass alle Kombination von PV-Anlagen mit Speichern unter den angenommenen Bedingungen Kosten verursachen und nicht einsparen.

Die geringsten Kosten verursacht dabei die Kombination einer großen PV-Anlage mit kleinem Speicher. Die absolute Differenz zur Referenzsimulation ist bei 10 kW am geringsten, da hier keine EEG-Umlage auf den Direktverbrauch und die gespeicherte Energie gezahlt werden muss. Die weiteren Szenarien sind im Anhang E zu finden und unterscheiden sich inhaltlich kaum von den hier dargestellten Ergebnissen.

Wird die Investitionsrendite betrachtet, bestätigt sich, was bereits bei den Einsparungen in Abbildung 3.15 befunden wurde. Lediglich die Kombination von kleinen Batteriespeichern mit großen PV-Anlagen können eine positive Rendite erzielen. Im Szenario S wird die Rendite erstmals bei 16 kW positiv und erreicht einen maximalen Wert von 0,8 %. Im Beispiel der Familie (Szenario M) beträgt die maximale Investitionsrendite 1,25 % und nimmt erstmals bei 14 kW einen positiven Wert an. Wird zusätzlich das E-Auto im Lastprofil berücksichtigt (Szenario L), verschiebt sich dieser Wert auf 9 kW und erreicht maximal 2 %. Darüber hinaus können alle Speichergrößen lediglich im Szenario L und mit einer 20 kW PV-Anlage eine positive Investitionsrendite erzielen.

An dieser Stelle muss festgehalten werden, dass es bisher nur geringe Felderfahrungen mit der Lebensdauer von Speichern oder den Wartungskosten gibt. Es erscheint jedoch unwahrscheinlich, dass ein Batteriespeicher ohne zusätzliche Kosten zu betreiben ist. Somit lässt sich festhalten, dass der Speicherkauf unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen heute praktisch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht begründet werden kann. Dennoch können Speicher einen großen Nutzen für die Energiewende haben. Sie eröffnen dem Stromsystem und seinen Akteuren zusätzliche Flexibilitäten, neue Geschäftsmodelle und den individuellen Nutzer_innen die Möglichkeit, Solarstrom vor Ort zu verbrauchen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Weiterführung staatlicher Förderung von Speichern, wie bspw. mittels KfW Programm 275 oder in Form eines BAFA-Programms, auch weiterhin sinnvoll.

3.3.5 Würdigung und Interpretation der Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse noch einmal zusammengefasst. Mit der Betrachtung der Sensitivitäten Strompreisentwicklung (3.3.1), Ost-West-Ausrichtung eines gleich geneigten Daches (3.3.2), Einfluss intelligenter Zähler (3.3.3) und Anschaffung eines Batteriespeichers (3.3.4) wurden ihrer Wirkung nach insbesondere kostentreibende Einflussfaktoren betrachtet. Die verschiedenen Analysen haben gezeigt, dass es zahlreiche Parameter gibt, die das Ergebnis der Simulation verschlechtern.

In der Referenzsimulation können alle Haushalte mit einer PV-Anlage um 6 kW Kosten einsparen und eine kleine bis mittlere Rendite erzielen. In den Sensitivitätsuntersuchungen "Ost-West-Ausrichtung der PV-Anlage" und "Einsatz intelligenter Messsysteme" zeigte sich, dass Haushalte mit einem geringen Stromverbrauch („Sparer_in“) erst ab einer PV-Anlagenleistung von 12 kW eine Rendite von mehr als 2 % auf das eingesetzte Kapital erzielen können. Bei Anlagengrößen darunter kann der "Sparer_in" die angenommene Inflation von 2 % pro Jahr innerhalb der 20 Betriebsjahre nicht ausgleichen. Auch für Haushalte mit mittlerem Stromverbrauch (Szenario „Familie Mustermann“) verschieben sich die rentablen PV-Anlagen stärker in Richtung größerer Anlagenleistung. Auf der anderen Seite konnte ermittelt werden, dass der Haushalt mit dem hohen Stromverbrauch („Mustermanns mit E-Auto“) in fast allen untersuchten Fällen eine PV-Anlage mit mehr als 3 kW wirtschaftlich betreiben kann. Eine Ausnahme bildet hier die Untersuchung zur Anschaffung eines Batteriespeichers, die erst bei sehr großen PV-Leistungen lohnenswert sein könnte. PV-Speichersysteme sind aus heutiger Sicht gegenüber dem PV-System ohne Speicher wirtschaftlich klar im Nachteil und werden daher nicht für die Auslegungsempfehlung in Kapitel 3.4 berücksichtigt.

Neben den kostentreibenden Einflussfaktoren gibt es jedoch auch Parameter, welche die Ökonomie der PV-Anlage verbessern. Besonders sensitiv sind hierbei die Investitionskosten der Solaranlage. Können PV-Anlagen zu Preisen am unteren Ende der Angebote gemäß Abbildung 2.3 umgesetzt werden, wirkt sich dies stärker auf den Nettobarwert der Einsparung und die Investitionsrendite aus, als alle anderen hier betrachteten Sensitivitäten (siehe Anhang F).

Bei der Modellierung der Simulation fielen einige einschränkende Rahmenbedingungen besonders auf. So führt beispielsweise die Zahlung der EEG-Umlage auf den Direktverbrauch ab einer Anlagenleistung von mehr als 10 kW zu höheren Kosten für Energie aus der PV-Anlage und der Zähler zum Nachweis dieses Direktverbrauchs zu höheren Betriebskosten. Die Beschränkungen des § 61a des EEG auf PV-Anlagen bis einschließlich 10 kW reduziert die Möglichkeiten zur Kosteneinsparung über 20 Jahre somit effektiv um 800 € bis 1.200 € beziehungsweise die Rendite der PV-Anlagen absolut um 0,4 bis 0,6 Prozentpunkte (siehe Anhang H).

Nach § 24 Abs.1 des EEG ergibt sich für den Anlagenbetreiber jedoch die Möglichkeit, PV-Anlagen bis zu der „Grenzleistung“ mit einem Abstand von 12 Kalendermonaten in Betrieb zu nehmen und somit die gesetzlichen Regelungen zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage zu umgehen. Dieses „9,9 kW-Prinzip“ könnte einerseits die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage verbessern, in dem ein zusätzlicher Anlagenteil erst nach einem Jahr in Betrieb genommen wird, andererseits erscheint es vor dem Hintergrund eines möglichst hohen Zielbeitrags zum Klimaschutz und zur volkswirtschaftlichen Optimierung grotesk. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Vergütung innerhalb des Betriebsjahres aktuell absinkt. Geht man von einer Reduktion um 1 % pro Monat aus, so zeigt sich, dass in Abhängigkeit vom Direktverbrauch lediglich bis zu einer PV-Leistung von 13 kW für Szenario S, 14 kW für Szenario M bis 15 kW für Szenario L Vorteile erwirtschaftet werden können (siehe Anhang I).

3.4 Ableitung von Auslegungsempfehlungen zur sinnvollen Dimensionierung von PV-Anlagen

Auf Basis der Kapitel 3.2.1 und 3.3.5 werden in diesem Abschnitt Auslegungsempfehlungen getroffen. Es konnte gezeigt werden, dass eine Auslegung auf den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad nicht mit den höchsten wirtschaftlichen Erträgen korreliert. Darüber hinaus zeigten sich leichte Unterschiede hinsichtlich der Optimierung der absoluten Einsparungen oder der Investitionsrendite. Sowohl der Nettobarwert der Einsparung und in vielen Fällen auch die Investitionsrendite können mit einer größeren Anlagenleistung gesteigert werden. Dies vereinfacht die Formulierung von Beratungsaussagen deutlich und kann im Kern auf die einfache Formel: „Macht die Dächer voll!“ heruntergebrochen werden.

Ein hoher Stromverbrauch ist in allen betrachteten Simulationen die beste Ausgangslage für hohe Einsparungen, da bereits hohe Kosten für die Energieversorgung gezahlt werden. Die Kombination aus Elektroauto und PV-Anlage größer 3 kW kann über den Betriebszeitraum von 20 Jahren bereits mehrere Tausend Euro einsparen. Auch bei bloßem Haushaltstromverbrauch können PV-Anlagen mit mehr als 5 kW ebenfalls nennenswerte Summen einsparen. Ein Betrieb über den Zeitraum von 20 Jahren hinaus ist aller Voraussicht nach problemlos möglich, so dass auch ein höherer Nettobarwert der Einsparung unter neuen Rahmenbedingungen denkbar ist.

Für Haushalte mit geringem Stromverbrauch sind die richtigen Rahmenbedingungen entscheidend. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb oberhalb einer Renditerwartung in Höhe der angenommenen Inflation von 2 % ist bei PV-Anlagen mit mehr als 12 kW jedoch in allen Simulationen gegeben. Für kleinere Solaranlagen ist in allen Simulationen eine Investitionsrendite zwischen 1 - 2 % möglich. Dies kann vor dem Hintergrund aktueller Anlagemöglichkeiten durchaus noch attraktiv sein.

Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage hängt stark von der Höhe der Investitionskosten ab. Aktuelle Preise, Vergütungen und Strompreise ermöglichen einen rentablen Anlagenbetrieb. Es muss jedoch darauf geachtet werden, nicht allzu stark von den in dieser Studie ermittelten mittleren Investitionskosten abzuweichen, da der Spielraum gering ist. Akzeptierte Angebote mit sehr teuren und zu hohen Preisen („Mondpreise“) können nicht kompensiert werden. Deshalb ist ein Preisvergleich der Verbraucher_innen dringend geboten. Bei einem preislich ausgewogenen, vernünftigen Angebot spricht jedoch nichts gegen eine auf die maximal nutzbare Dachfläche bezogene PV-Anlagendimensionierung.

4 Fazit

In dieser Studie wurde eine sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass sich die spezifischen Investitionskosten von PV-Anlagen mit steigender Leistung deutlich reduzieren. Auf der Grundlage einer statistischen Auswertung wurde darüber hinaus ermittelt, dass es feste und variable Betriebskostenanteile gibt.

Die Berücksichtigung sinkender spezifischer Investitionskosten und leistungsabhängiger Betriebskosten ermöglicht eine umfassende Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Investition in die Solarenergie.

Hierbei wurde am Beispiel von drei exemplarischen Haushalten gezeigt, dass die Auslegung auf den Stromverbrauch (Eigenverbrauch und Autarkiegrad) nicht mit der wirtschaftlichen Optimierung gleichzusetzen ist. Es konnte mittels Simulation nachgewiesen werden, dass die größten Einsparungen mit den größten PV-Anlagenleistungen erzielt werden können.

Insbesondere für die Rentabilität kleinerer Solaranlagen unter 5 kW ist die Reduzierung der Betriebskosten von hoher Bedeutung, da sich die Kosten auf einen geringen Solarertrag verteilen.

Auch die Untersuchung der Sensitivitäten zeigte, dass die Auslegung auf die maximale Fläche zielführend ist. Hierbei wurden die Entwicklung des Strompreises, die Ausrichtung der PV-Anlage, Smart Meter nach Messstellenbetriebsgesetz und Batteriespeicher zur Eigenversorgung untersucht. Darüber hinaus wurde aufgezeigt, welche wirtschaftlichen Einbußen aus der sogenannten „Sonnensteuer“ nach § 61 EEG resultieren. Für die Maximierung der PV-Anlagenrendite kann das „9,9 kW-Prinzip“, die Inbetriebnahme von Teilen der PV-Anlage im Abstand von 12 Monaten infrage kommen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Vergütung in diesem Zeitraum deutlich sinken kann.

Die Bedeutung niedriger Investitionskosten für die Rentabilität einer PV-Anlage gilt gemeinhin als unbestritten. Die Abbildungen i und j im Anhang veranschaulichen dies deutlich. Gut informierte Verbraucher_Innen entscheiden sich für ein Angebot mit einem günstigen Preis-/Leistungsverhältnis. Die PV-Anlage amortisiert sich dann innerhalb der Betriebszeit von 20 Jahren. Überdies spricht aus heutiger Sicht nichts gegen einen längeren Betrieb zur Eigenversorgung. Als Orientierung für durchschnittliche Investitionskosten dient die in Abbildung 2.3 und Tabelle 2.1 dargestellte Kostenfunktion.

Schlussfolgernd ist festzuhalten: Vieles spricht für die Annahme eines preislich vernünftigen PV-Angebots von erfahrenen Anbieter_innen hochwertiger Qualitätskomponenten. Als Faustformel, mit Ausnahme des nur knappen Überschreitens kritischer Wegmarken von (7), 8 und 10 kW, gilt hierbei derzeit: "Mehr ist mehr". Mehr Anlagenleistung auf dem Dach bewirkt ein Mehr an finanziellen Einsparungen, ein Mehr an eigener Rendite sowie ein Mehr im Sinne eines zusätzlich möglichen Beitrags zum Klimaschutz durch eine maximale PV-Anlagendimensionierung.

5 Datenquellen und Literatur

- [1] „Dürre und Hitze in Europa 2018“, *Wikipedia*. 02-Dez-2018.
- [2] Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung UFZ, „Dürremonitor Deutschland“, Dez-2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ufz.de/index.php?de=37937>. [Zugegriffen: 04-Dez-2018].
- [3] European Commission, „European Forest Fire Information System (EFFIS) - Current Situation“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: http://effis.jrc.ec.europa.eu/static/effis_current_situation/public/index.html. [Zugegriffen: 04-Dez-2018].
- [4] Deutscher Wetterdienst (DWD), „Durchschnittliche Sonnenscheindauer pro Monat in Deutschland von November 2017 bis November 2018 (in Stunden)“, DWD, Nov. 2018.
- [5] „Hauptaussagen_IPCC_SR15.pdf“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_IPCC_SR15.pdf. [Zugegriffen: 20-Nov-2018].
- [6] R. K. Pachauri, L. Mayer, und Intergovernmental Panel on Climate Change, Hrsg., *Klimaänderung 2014: Synthesebericht*. Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2015.
- [7] V. Quaschnig, „Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, Juni 2016.
- [8] D. F. C. Matthes, F. Flachsbarth, C. Loreck, H. Hermann, H. Falkenberg, und V. Cook, „ZUKUNFT STROMSYSTEM II - Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung - Vom Ziel her denken“, Berlin, Okt. 2018.
- [9] Öko-Institut e.V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, „Klimaschutzszenario 2050“, Öko-Institut e.V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Berlin und Karlsruhe, Zusammenfassung des 2. Endberichts, Nov. 2015.
- [10] EuPD Research, „Photovoltaik-Preismonitor Deutschland - Q3 / 2018“, EuPD Research, Bonn, 2018.
- [11] Photovoltaikforum GmbH, „Photovoltaikforum“, *Photovoltaikforum*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaikforum.com/angebote-f41/>. [Zugegriffen: 20-Nov-2018].
- [12] T. Rüther, J. Reifschneider, A. Gelhorn, und U. Blieske, „Betriebskosten von Photovoltaikanlagen nach Ablauf der Förderung durch das EEG zur Verifizierung einer empirischen Studie“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018, S. 492-493.
- [13] Deutscher Bundestag, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. 2014.
- [14] „Photovoltaik4all - Online Shop“, *Photovoltaik4all - Online Shop*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik4all.de/>. [Zugegriffen: 22-Nov-2018].
- [15] J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, und D. U. Sauer, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, 2018.
- [16] pv magazine, „Marktübersicht Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen“, *pv magazine Deutschland*, 04-Apr-2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>. [Zugegriffen: 22-Nov-2018].
- [17] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/>.
- [18] N. Orth u. a., „Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [19] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, und V. Quaschnig, „Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.

- [20] D. M. Haller, C. Loreck, und V. Graichen, „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035: Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt“, Agora Energiewende, Mai 2015.
- [21] D. M. Haller und C. Loreck, „Der EEG-Rechner: Bedienungsanleitung“, Berlin, Mai 2015.
- [22] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Veröffentlichung von EEG-Registerdaten und Vergütungssätzen“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=167ECBCF2D0A34A9CC5FB2B9CFB01282. [Zugegriffen: 23-Nov-2018].
- [23] J. Weniger, „Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen“, Masterthesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2013.
- [24] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [25] V. Quaschnig, J. Weniger, und J. Bergner, „Vergesst den Eigenverbrauch und macht die Dächer voll!“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [26] A. Eberhardt, V. Kathan, N. Schmied, S. Schramm, und N. Schwaab, „Private Netzkopplung – Eine erste Pilotanlage“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [27] T. Schwencke, „BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 - Haushalte und Industrie“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, Mai 2018.
- [28] T. Kaufmann *u. a.*, „Stand der Technik: Einspeisemanagement mit dem Smart Meter Gateway“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015, S. 16.
- [29] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, und V. Quaschnig, „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.
- [30] D. Magnor, „Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung“, Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2017.

Danksagung für die Bereitstellung von Daten:

Besonderer Dank gilt dem **photovoltaikforum.com** und dem Betreiber Jürgen Haar, die seit Jahren wichtige Expertise im Bereich der Photovoltaik einen Raum bieten und dabei einen Pool an wichtigen Felddaten generieren, Ulf Blieske und seinem Team von der **TH Köln**, der die Ergebnisse der Umfrage des **Solarfördervereins e.V.** zu den Betriebskosten auf unkomplizierte Art und Weise bereit gestellt hat, das **pv-magazine**, die die Untersuchung mit der Marktübersicht für Solarstromspeicher bereichern konnten und **EUPD Research** für die unkomplizierte Bereitstellung des Preisindex zu wissenschaftlichen Zwecken.

Anhang

A. Formelsammlung

Beschreibung der Notation

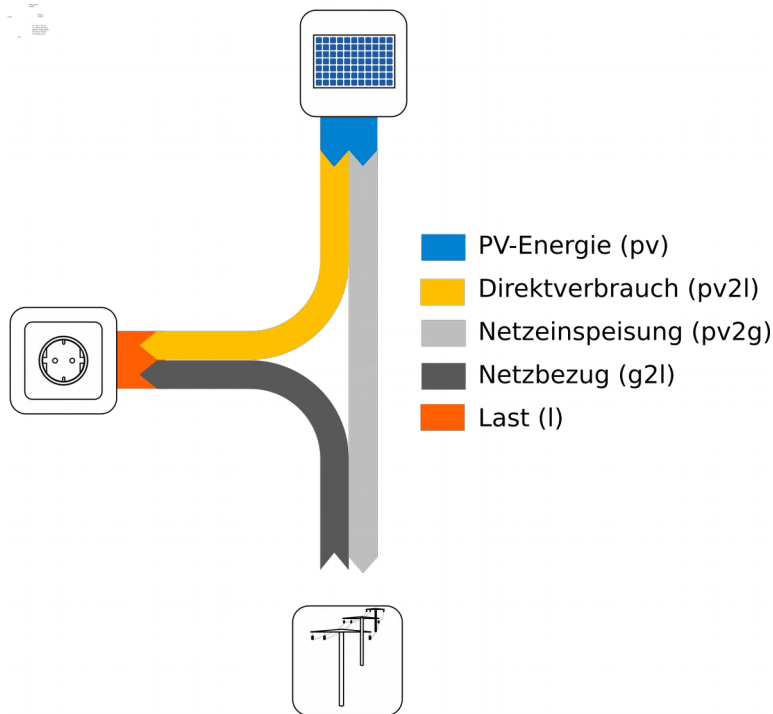


Abbildung a: Schema zur Benennung der Energieflüsse im Gebäude mit PV-Anlage für die nachfolgenden Formeln.

Energetische Berechnung

Die zeitgleiche Deckung des Verbrauchs P_{pv2l} durch Solarenergie P_{pv} berechnet sich mit der Last P_l zu:

$$P_{pv2l} = \min(P_{pv}, P_l) \quad (1)$$

Die relevanten Energien für die Last E_l , Direktverbrauch E_{pv2l} , PV-Erzeugung E_{pv} , Netzbezug E_{g2l} und Netzeinspeisung E_{pv2g} kann wie folgt bestimmt werden:

$$E_l = \sum P_l \cdot \Delta t \quad (2)$$

$$E_{pv2l} = \sum P_{pv2l} \cdot \Delta t \quad (3)$$

$$E_{pv} = \sum P_{pv} \cdot \Delta t \quad (4)$$

$$E_{g2l} = E_l - E_{pv2l} \quad (5)$$

$$E_{pv2g} = E_{pv} - E_{pv2l} \quad (6)$$

Ökonomische Berechnung

- Spezifische Nettoinvestitionskosten

$$I_{\text{spez,pv}} = a \cdot P_{\text{pv,r}}^{-b} \quad (7)$$

- Brutto Investitionskosten

$$I_{0,\text{pv}} = I_{\text{spez,pv}} \cdot P_{\text{pv,r}} \cdot (1 + t_{\text{MWSt}}) \quad (8)$$

- Referenzkosten

$$C_{\text{ref}} = \frac{C_{\text{Grundgebühr}}}{E_1} + C_{\text{g2l}} \quad (9)$$

- Einspeisevergütung

$$C_{\text{pv2g}} = \frac{\min(10, P_{\text{pv,r}})}{P_{\text{pv,r}}} \cdot p_{10} + \frac{\min(30, P_{\text{pv,r}}) - \min(10, P_{\text{pv,r}})}{P_{\text{pv,r}}} \cdot p_{40} \quad (10)$$

- Arbeitspreis

$$C_{\text{g2l}} = c_{\text{g2l}} \cdot (1 + i_{\text{Strompreissteigerung}})^n \quad (11)$$

- Betriebskosten

$$C_{\text{Betriebskosten}} = C_{\text{Betriebskosten,fix}} + C_{\text{Betriebskosten,var}} \cdot P_{\text{pv,r}} + \begin{cases} \text{wenn } P_{\text{pv,r}} > 8 \text{ kW: } C_{\text{Erze}} \\ 0 \end{cases} \quad (12)$$

- Erlöse aus der PV-Energie

$$C_{\text{pv}} = c_{\text{pv2g}} \cdot E_{\text{pv2g}} - C_{\text{Betriebskosten}} \quad (13)$$

- Kosten für den Netzbezug

$$C_{\text{g2l}} = c_{\text{g2l}} \cdot E_{\text{g2l}} + C_{\text{Grundgebühr}} \cdot (1 + i_{\text{Strompreissteigerung}})^n \quad (14)$$

- Kosten für PV-Bezug. Gilt auch mit Batteriespeicher wenn E_{pv2l} die Batterieentladung enthält.

$$C_{\text{pv2l}} = \begin{cases} \text{wenn } P_{\text{pv,r}} > 10 \text{ kW: } 40\% c_{\text{EEG}} \cdot E_{\text{pv2l}} \\ 0 \end{cases} \quad (15)$$

- Barwert Investor

$$B_{\text{Investor}} = -I_{\text{pv}} + \sum_{n=1 \dots 20} C_{\text{pv},n} \cdot (1+i)^{-n} \quad (16)$$

- Barwert Kunde

$$B_{\text{Kunde}} = 0 + \sum_{n=1 \dots 20} (-C_{\text{pv2l},n} - C_{\text{g2l},n}) \cdot (1+i)^{-n} \quad (17)$$

- Barwert Investor ist gleich Kunde

$$B_{\text{Eigenversorgung}} = -I_{\text{pv}} + \sum_{n=1 \dots 20} (C_{\text{pv},n} - C_{\text{pv2l},n} - C_{\text{g2l},n}) \cdot (1+i)^{-n} \quad (18)$$

- Kostendifferenz zur Referenz ohne PV

$$\Delta C = (+C_{\text{pv}} - C_{\text{pv2l}} - C_{\text{g2l}}) - C_{\text{g2l,ohne PV},n} \quad (19)$$

- Barwert der Kostendifferenz

$$\Delta B = -I_{\text{pv}} + \sum_{n=1 \dots 20} \Delta C \cdot (1+i)^{-n} \quad (20)$$

Für die Berechnung der Projektrendite (Interner Zinsfuß, IRR) werden die Zinsen i ermittelt, bei denen der Barwert gleich Null wird.

- Kredit mit Eigenanteil und Tilgung T_n

$$K_n = \begin{cases} \text{wenn } t_0: I_{0,pv} \cdot (1 - a_{\text{Eigenkapital}}) \\ K_{n-1} \cdot (1+i) + T_n \end{cases} \quad (21)$$

- Tilgung T_n und Zahlung der Restschuld

$$T_n = \begin{cases} \text{wenn } n=0 \vee n > t_{\text{Kreditlaufzeit}}: 0 \\ \text{wenn } n = t_{\text{Kreditlaufzeit}}: -K_n \\ T_n \end{cases} \quad (22)$$

- Privatkonto

$$PK_n = \begin{cases} \text{wenn } t_0: I_{0,pv} \cdot (a_{\text{Eigenkapital}}) \\ PK_{n-1} + C_{\text{Bilanz},n} \cdot (1+i)^{-n} \end{cases} \quad (23)$$

- Bilanz PV

$$C_{\text{Bilanz},pv,n} = C_{pv,n} - T_n \quad (24)$$

- Bilanz Kosteneinsparung

$$C_{\text{Bilanz},\Delta,n} = \Delta C_n - T_n \quad (25)$$

B. Tabellen Referenzsimulation

Tabelle a: Nettobarwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Referenzsimulation bei 2% Inflation.

Referenz: Nettobarwert der Einsparung in €			
Leistung in kW	Szenario S	Szenario M	Szenario L
1	-1.479	-1.164	-1.036
2	-1.047	-538	-131
3	-699	-68	643
4	-375	342	1.351
5	-58	724	2.007
6	259	1.096	2.608
7	581	1.463	3.166
8	908	1.829	3.696
9	899	1.852	3.859
10	1.242	2.222	4.350
11	1.109	1.982	3.927
12	1.417	2.310	4.341
13	1.733	2.643	4.751
14	2.057	2.983	5.159
15	2.388	3.329	5.567
16	2.726	3.682	5.974
17	3.071	4.040	6.382
18	3.423	4.404	6.791
19	3.781	4.774	7.203
20	4.146	5.149	7.616

Tabelle b: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Referenzsimulation.

Referenz: Investitionsrendite in %			
Leistung in kW	Szenario S	Szenario M	Szenario L
1	-	-	-
2	-	0,53	1,65
3	0,65	1,87	3,15
4	1,45	2,49	3,86
5	1,93	2,85	4,26
6	2,27	3,09	4,49
7	2,52	3,27	4,64
8	2,72	3,41	4,74
9	2,64	3,30	4,60
10	2,81	3,42	4,67
11	2,66	3,16	4,23
12	2,78	3,26	4,28
13	2,89	3,34	4,33
14	2,99	3,41	4,37
15	3,08	3,49	4,41
16	3,16	3,55	4,44
17	3,24	3,61	4,48
18	3,32	3,67	4,51
19	3,38	3,73	4,54
20	3,45	3,78	4,57

C. Referenzsimulation ohne Abzinsung

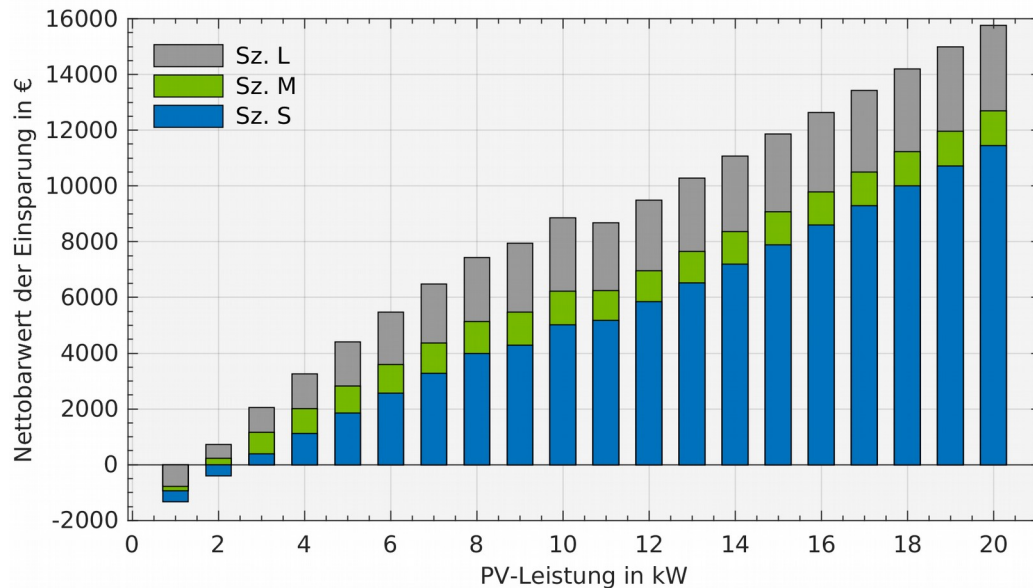


Abbildung b: Nettopresentwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L ohne Abzinsung (Inflation: 0 %).

Tabelle c: Nettopresentwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Referenzsimulation bei 0% Inflation.

Referenz: Nettopresentwert der Einsparung in €			
Leistung in kW	Szenario S	Szenario M	Szenario L
1	-1.325	-935	-778
2	-405	225	728
3	385	1.165	2.045
4	1.129	2.015	3.263
5	1.852	2.819	4.405
6	2.566	3.601	5.470
7	3.279	4.370	6.476
8	3.992	5.130	7.439
9	4.289	5.467	7.950
10	5.011	6.223	8.855
11	5.169	6.256	8.679
12	5.841	6.953	9.482
13	6.520	7.654	10.279
14	7.206	8.360	11.070
15	7.898	9.070	11.857
16	8.596	9.786	12.640
17	9.300	10.506	13.423
18	10.010	11.231	14.205
19	10.726	11.962	14.986
20	11.447	12.697	15.769

D. Strompreisvariation

Szenario S

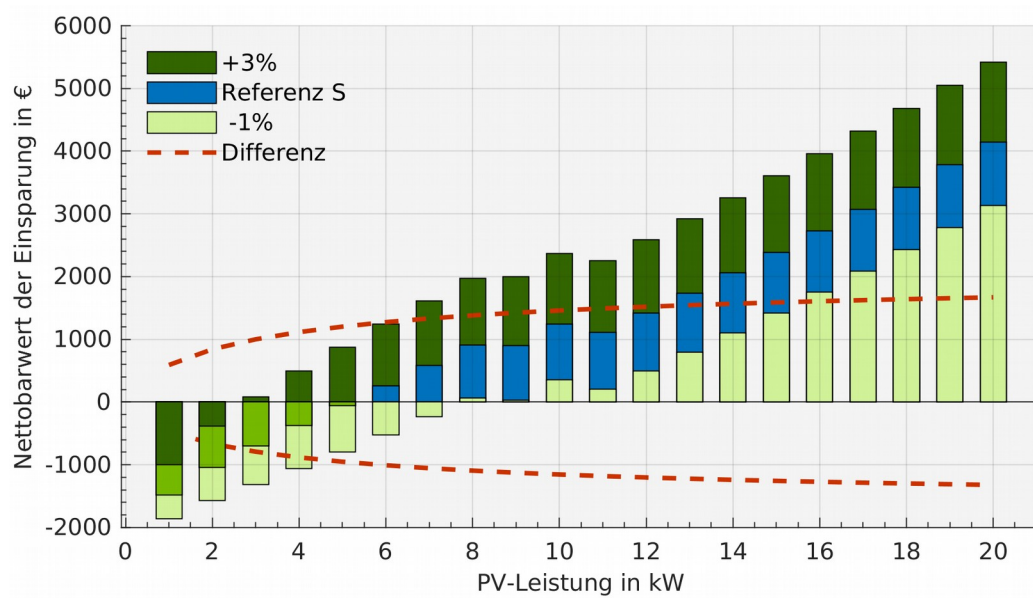


Abbildung c: Netto-barwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für das **Szenario S** bei Variation der Strompreisentwicklung und einer Inflation von 2%.

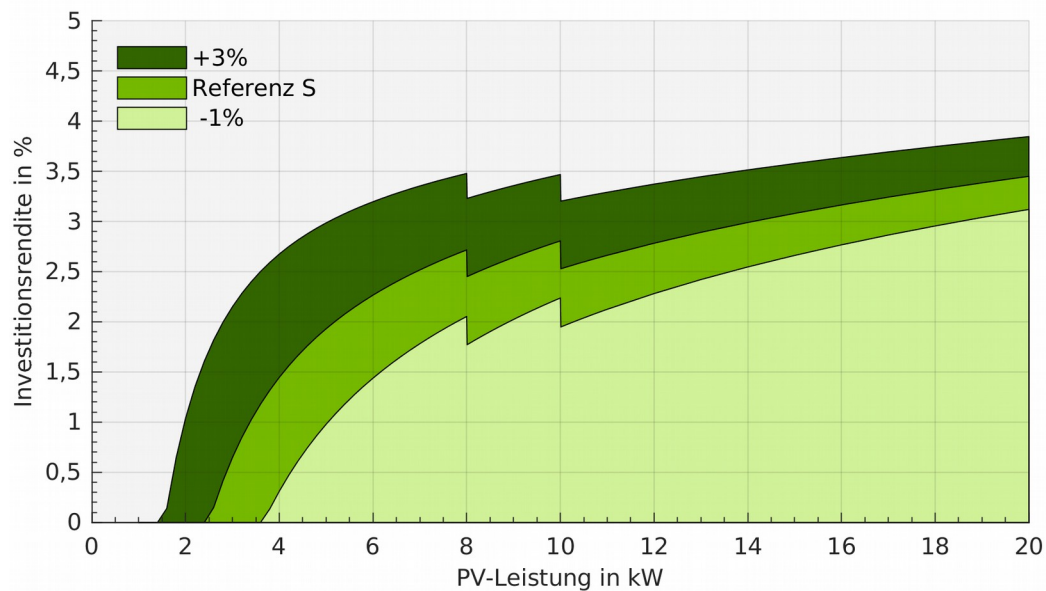


Abbildung d: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Variation der Strompreisentwicklung für das **Szenario S**.

Szenario L

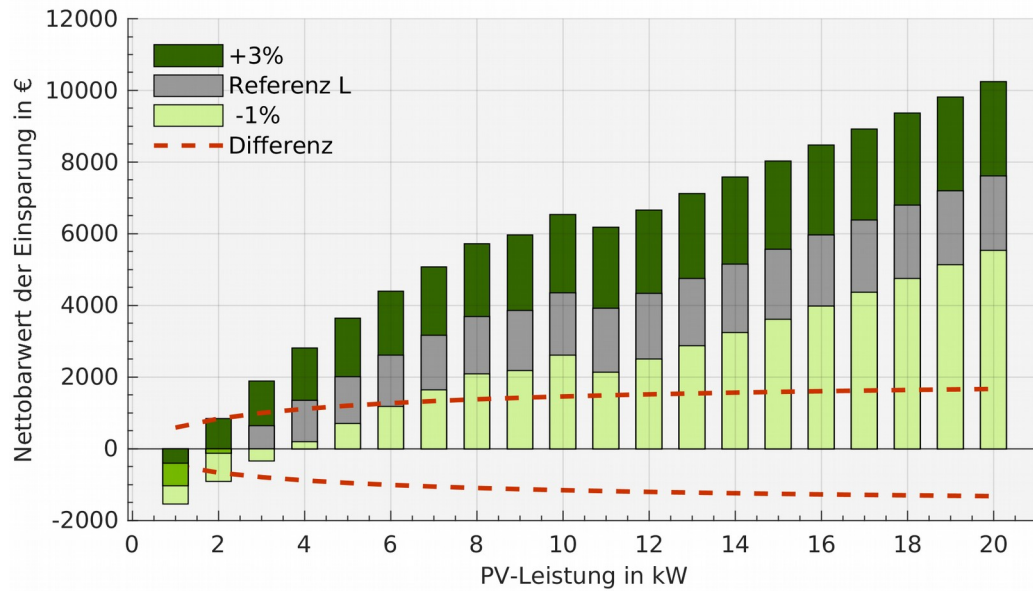


Abbildung e: Nettobarwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für das **Szenario L** bei Variation der Strompreisentwicklung und einer Inflation von 2%.

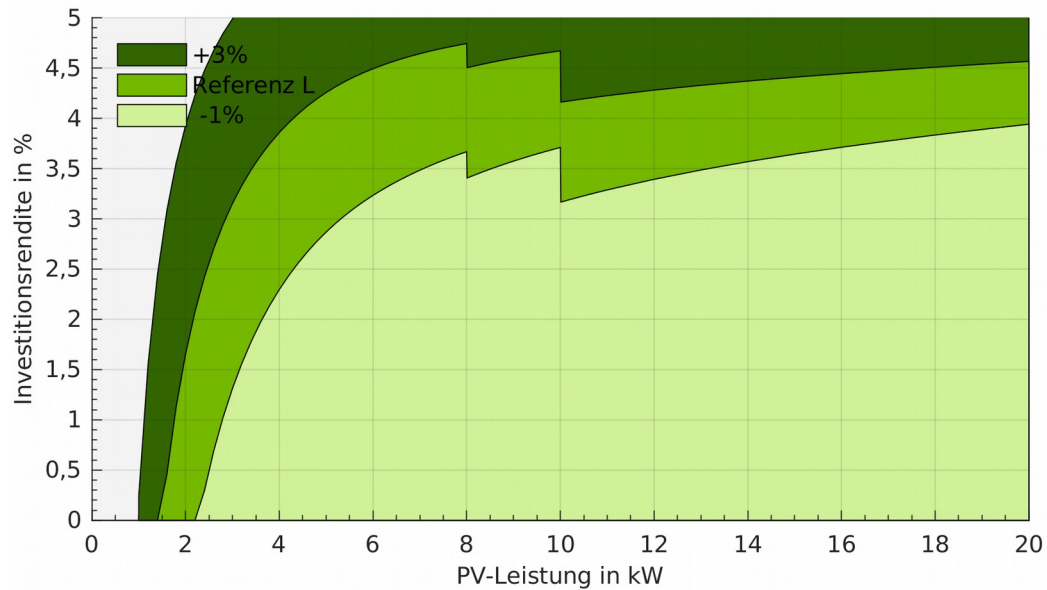


Abbildung f: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung bei Variation der Strompreisentwicklung für das **Szenario L**.

E. Anschaffung eines Batteriespeichers

Einsparung für Szenario S und Szenario L

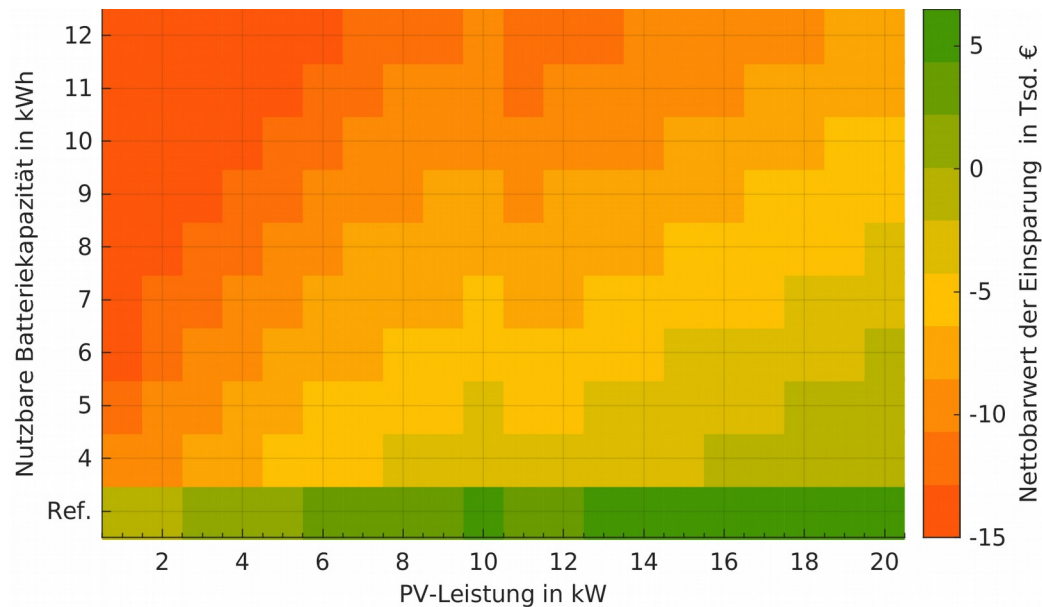


Abbildung g: Nettoerwartungswert der Einsparung und zusätzliche Kostenbelastung in Abhängigkeit von der PV-Leistung in Kombination mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 3,5 kW für das **Szenario S** bei einer angenommenen Inflation von 2%.

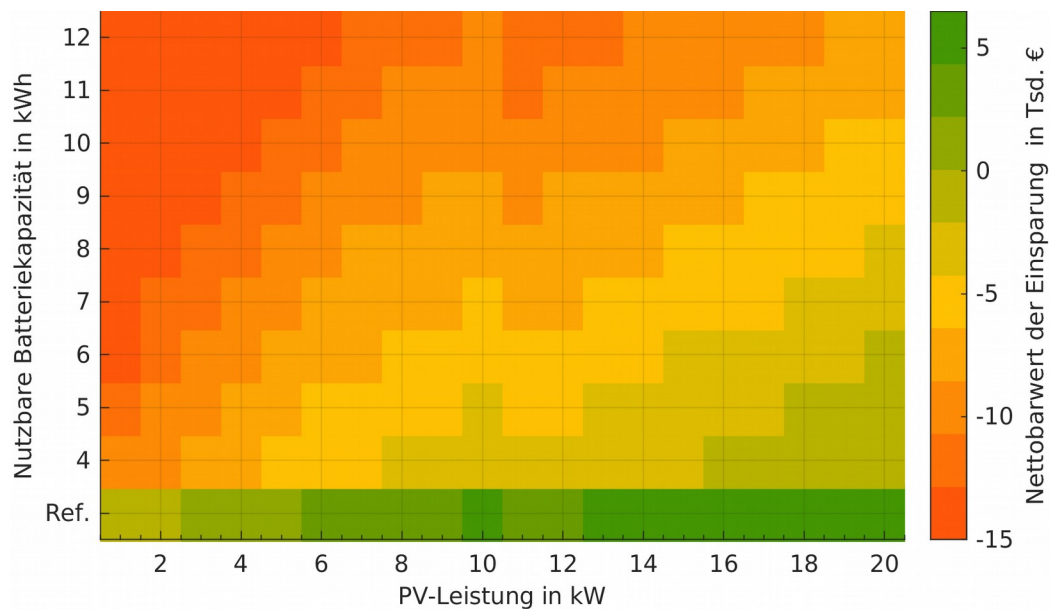


Abbildung h: Nettoerwartungswert der Einsparung und zusätzliche Kostenbelastung in Abhängigkeit von der PV-Leistung in Kombination mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 3,5 kW für das **Szenario L** bei einer angenommenen Inflation von 2%.

Investitionsrendite für Szenario S, M und L

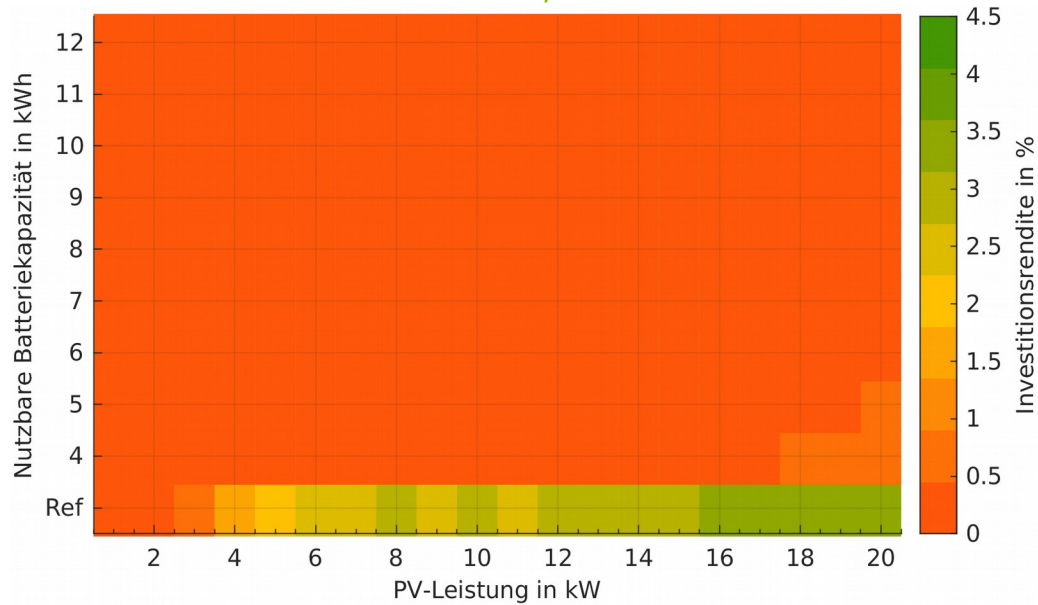


Abbildung i: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung in Kombination mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 3,5 kW für das **Szenario S**.

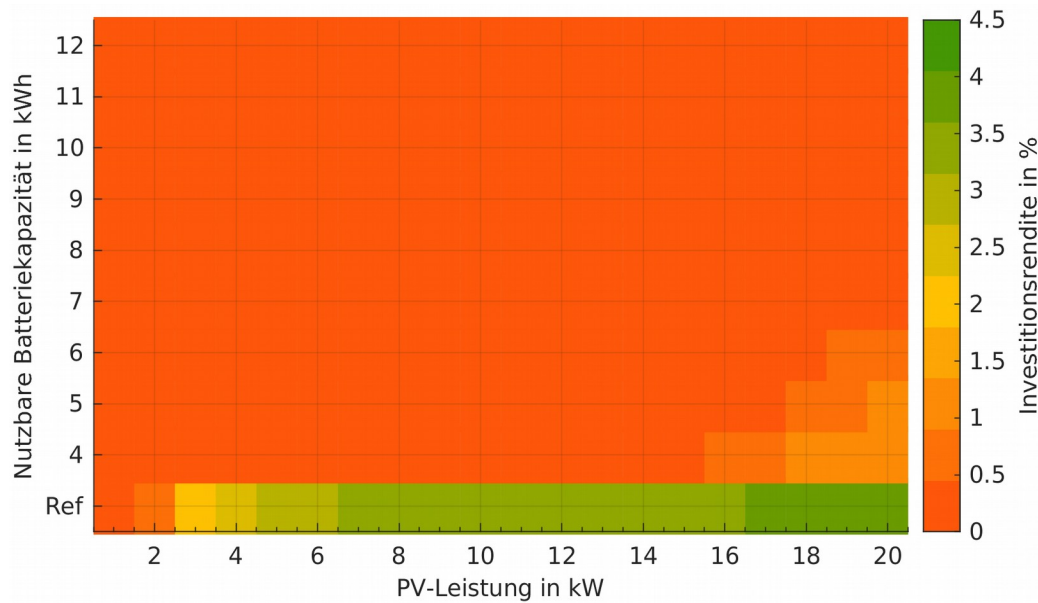


Abbildung j: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung in Kombination mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 3,5 kW für das **Szenario M**.

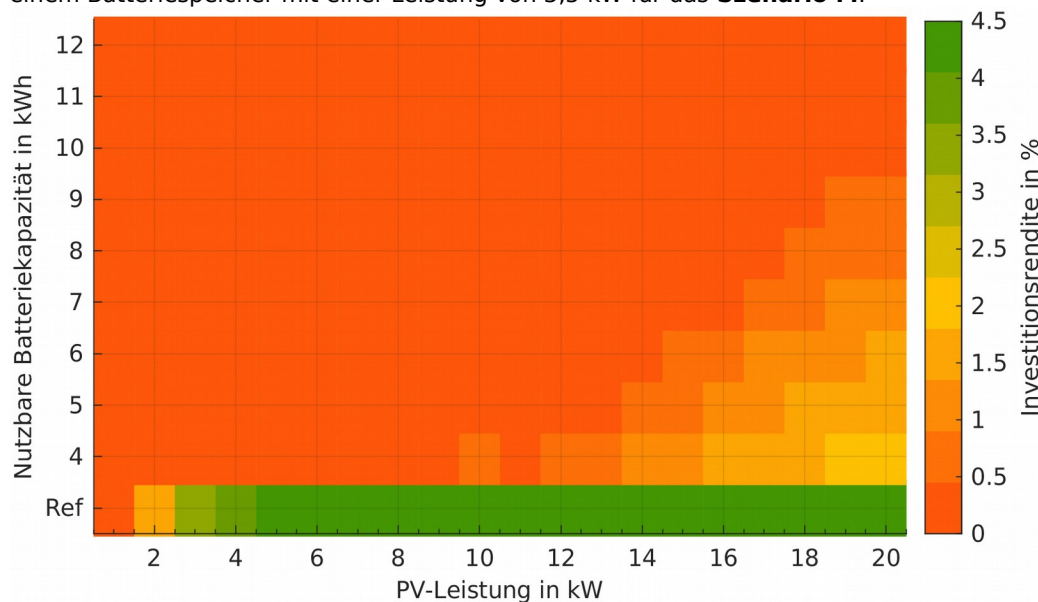


Abbildung k: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung in Kombination mit einem Batteriespeicher mit einer Leistung von 3,5 kW für das **Szenario L**.

F. Reduzierung der Investitionskosten

Kostenfunktion nach Gleichung 2.1 mit den Parametern $I_0 = 1.350 \text{ € /kW}$ und $p = 0,1296$.

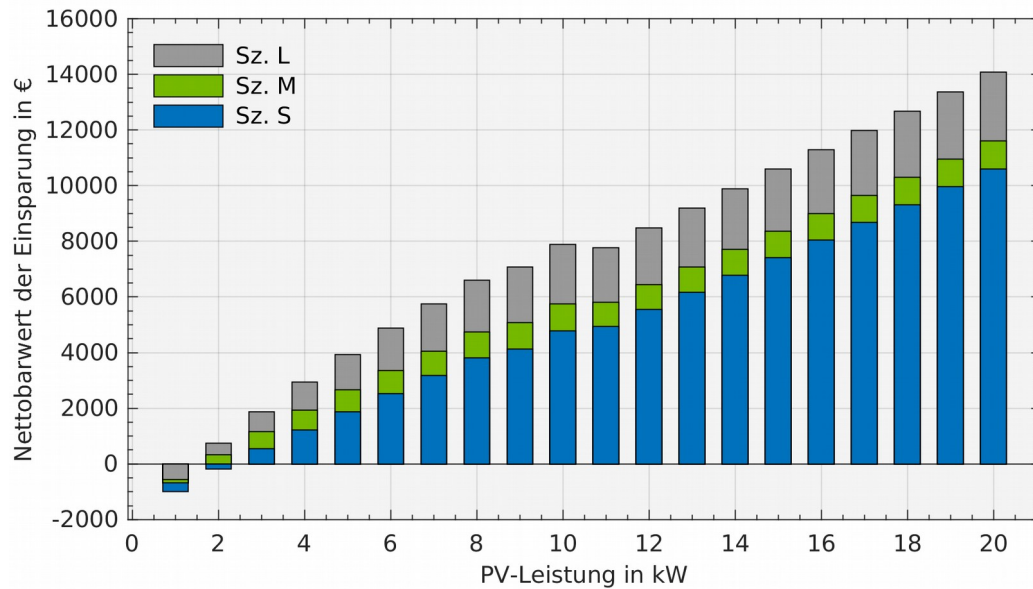


Abbildung I: Nettobarwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei geringen Investitionskosten und einer Inflation von 2%.

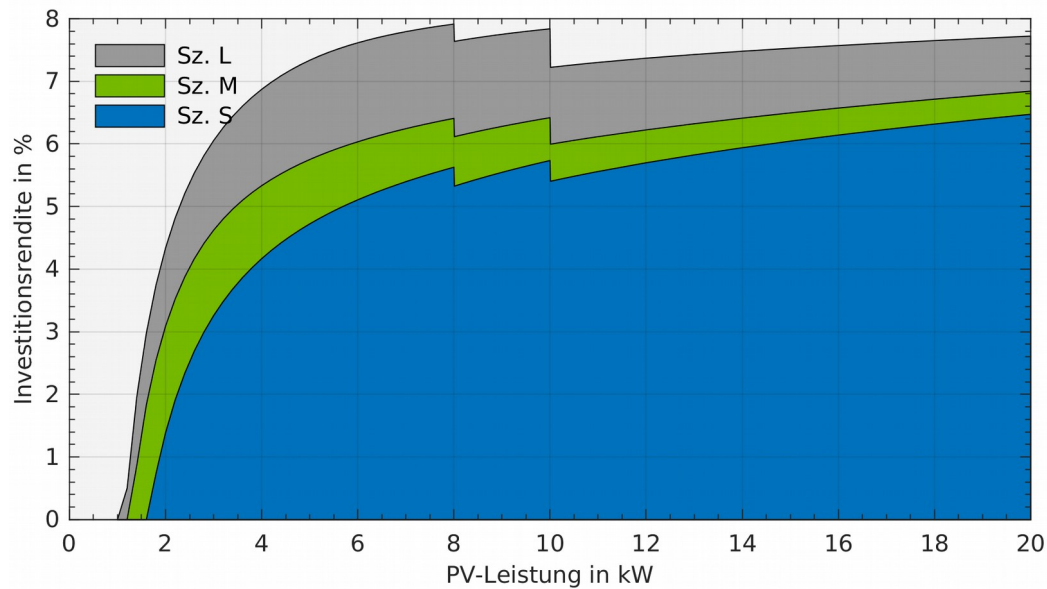


Abbildung m: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei geringen Investitionskosten.

G. Halbierung der Betriebskosten

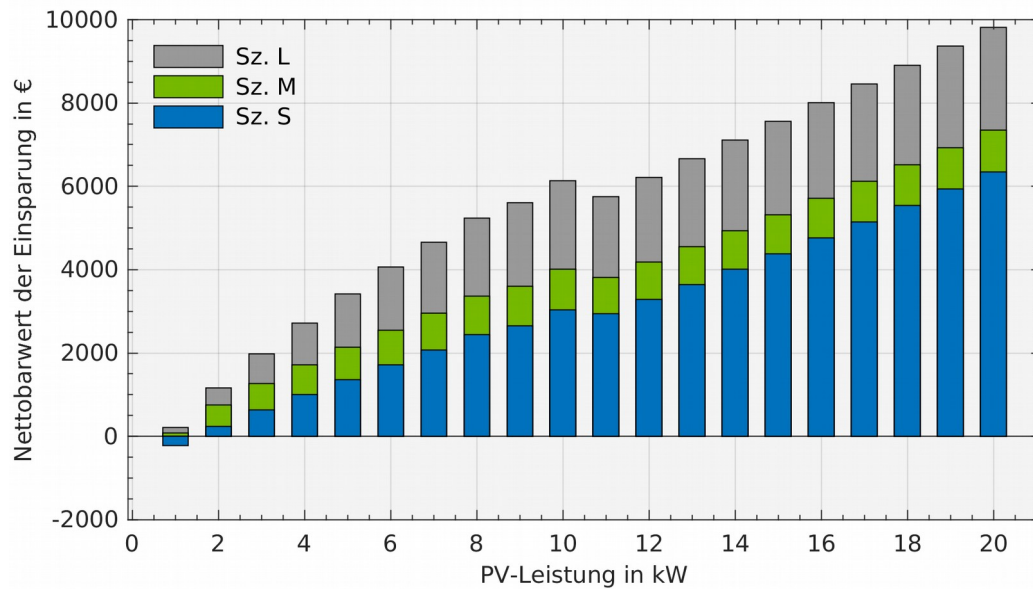


Abbildung n: Nettoarwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei Halbierung der Betriebskosten und einer Inflation von 2%.

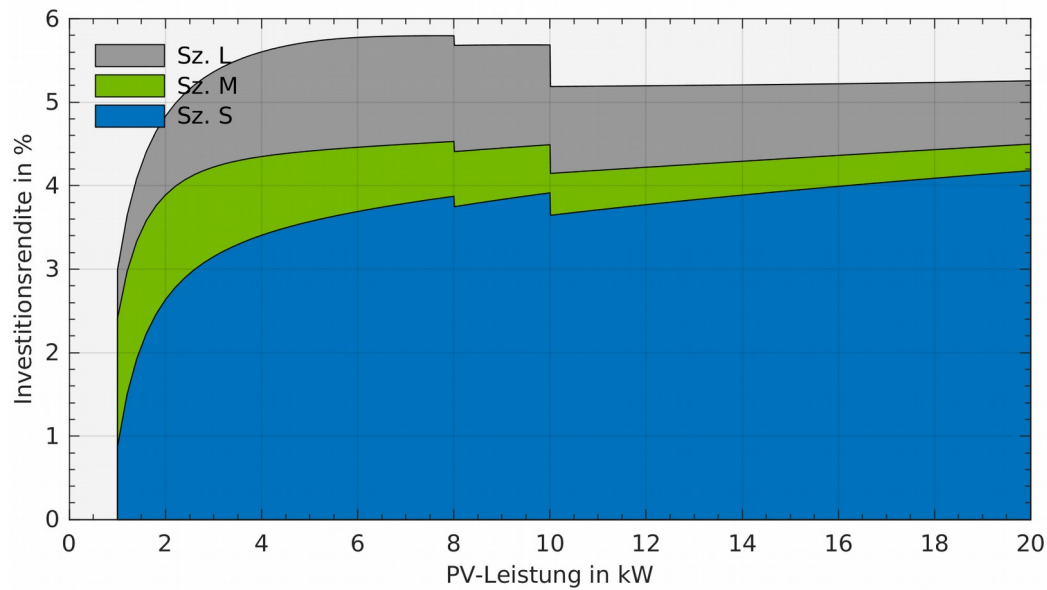


Abbildung o: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei Halbierung der Betriebskosten.

H. Ohne Zahlung der EEG-Umlage auf den Direktverbrauch und ohne Erzeugungszähler

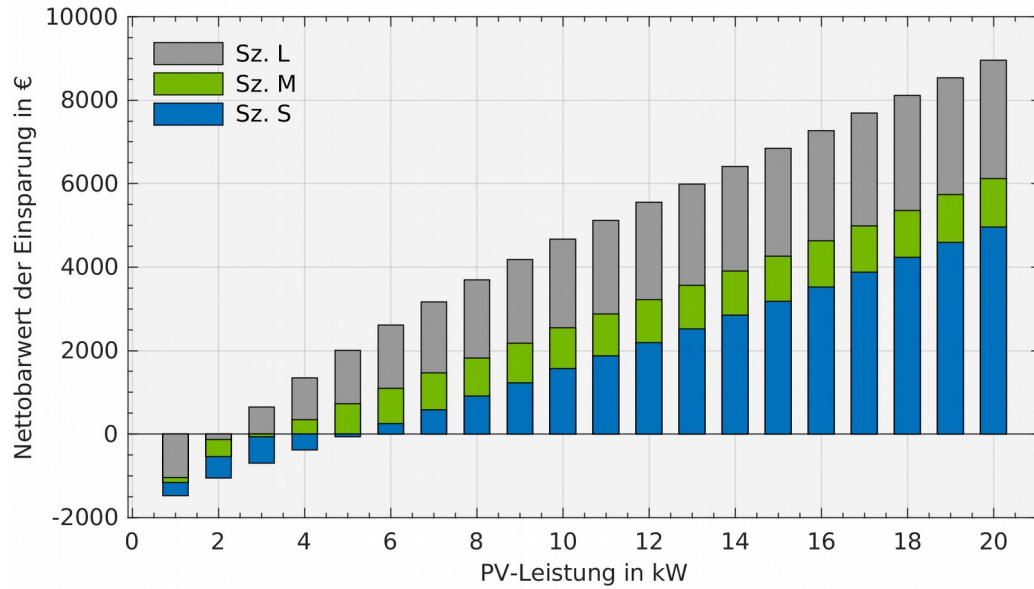


Abbildung p: Nettopresentwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L. Ohne Zahlung der EEG-Umlage auf den Direktverbrauch und ohne Erzeugungszähler bei einer Inflation von 2%.

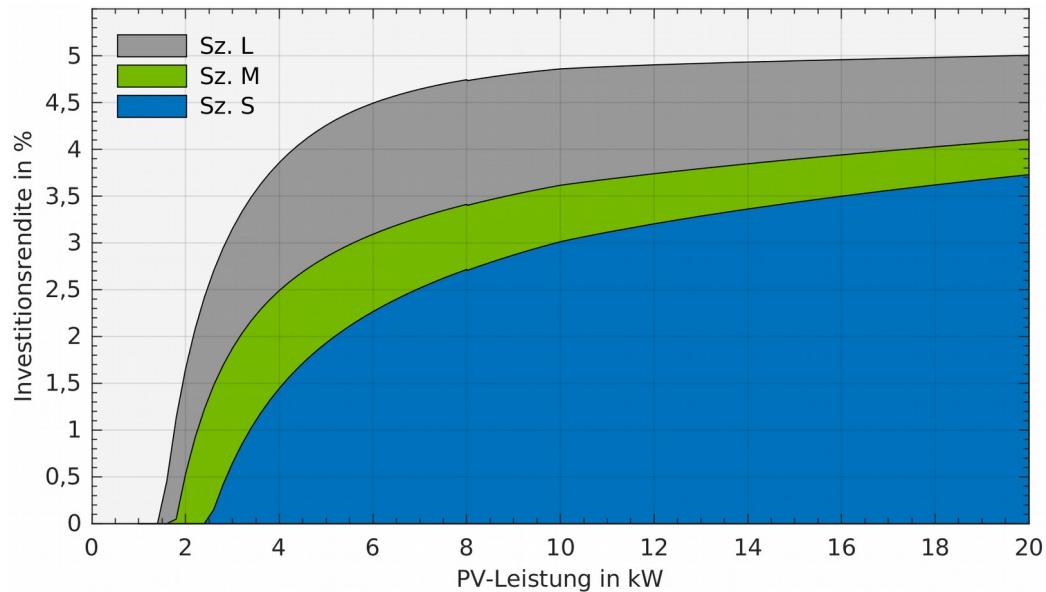


Abbildung q: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L ohne Zahlung der EEG-Umlage auf den Direktverbrauch und ohne Erzeugungszähler.

I. „9,9 kW-Prinzip“

Auswertung der ersten 20 Betriebsjahre.

Tabelle d: Nettobarwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für das „9,9 kW-Prinzip“.

Referenz: Einsparung in €			
Leistung in kW	Szenario S	Szenario M	Szenario L
1	-1.479	-1.164	-1.036
2	-1.047	-538	-131
3	-699	-68	643
4	-375	342	1.351
5	-58	724	2.007
6	259	1.096	2.608
7	581	1.463	3.166
8	908	1.829	3.696
9	1.242	2.196	4.203
10	1.585	2.565	4.694
11	1.647	2.651	4.889
12	1.717	2.742	5.078
13	1.794	2.838	5.261
14	1.879	2.941	5.441
15	1.971	3.050	5.618
16	2.070	3.164	5.794
17	2.175	3.284	5.970
18	2.287	3.409	6.147
19	2.405	3.540	6.324
20	2.529	3.676	6.503

Tabelle e: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung für das „9,9 kW-Prinzip“.

Referenz: Investitionsrendite in %			
Leistung in kW	Szenario S	Szenario M	Szenario L
1	-	-	-
2	-	0,53	1,65
3	0,65	1,87	3,15
4	1,45	2,49	3,86
5	1,93	2,85	4,26
6	2,27	3,09	4,49
7	2,52	3,27	4,64
8	2,72	3,41	4,74
9	2,88	3,53	4,82
10	3,02	3,63	4,87
11	2,98	3,54	4,75
12	2,94	3,48	4,64
13	2,91	3,42	4,55
14	2,90	3,38	4,47
15	2,88	3,35	4,40
16	2,87	3,32	4,34
17	2,87	3,30	4,29
18	2,87	3,28	4,24
19	2,87	3,27	4,20
20	2,87	3,26	4,16

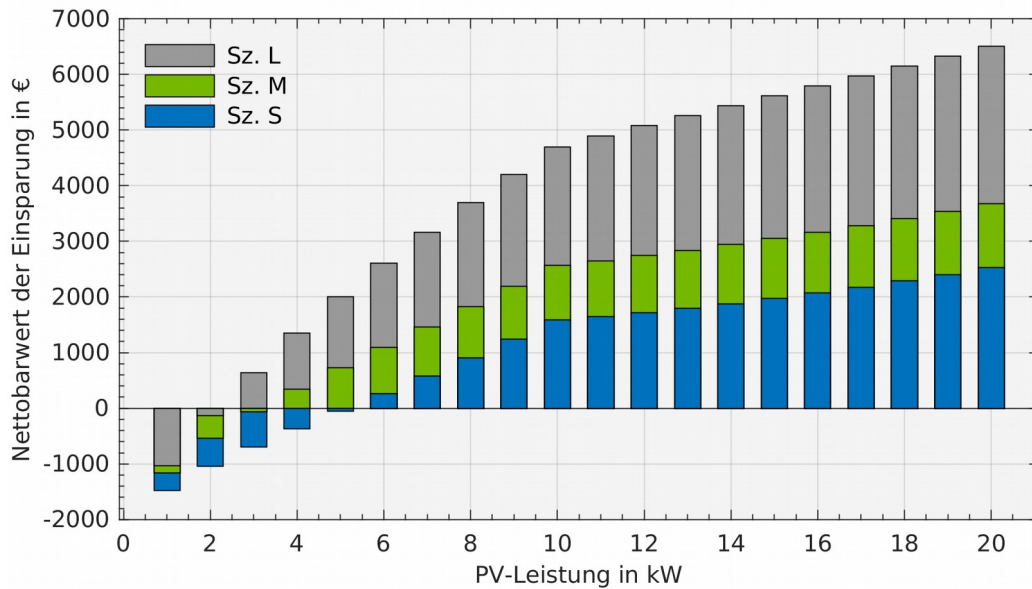


Abbildung r: Nettobarwert der Einsparung in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei Inbetriebnahme von Teilgeneratoren bis 10 kW und der restlichen Leistung nach 12 Monaten und einer angenommenen Inflation von 2%. Annahme: Degression des anzulegenden Wertes der Einspeisevergütung um 1 % je Monat.

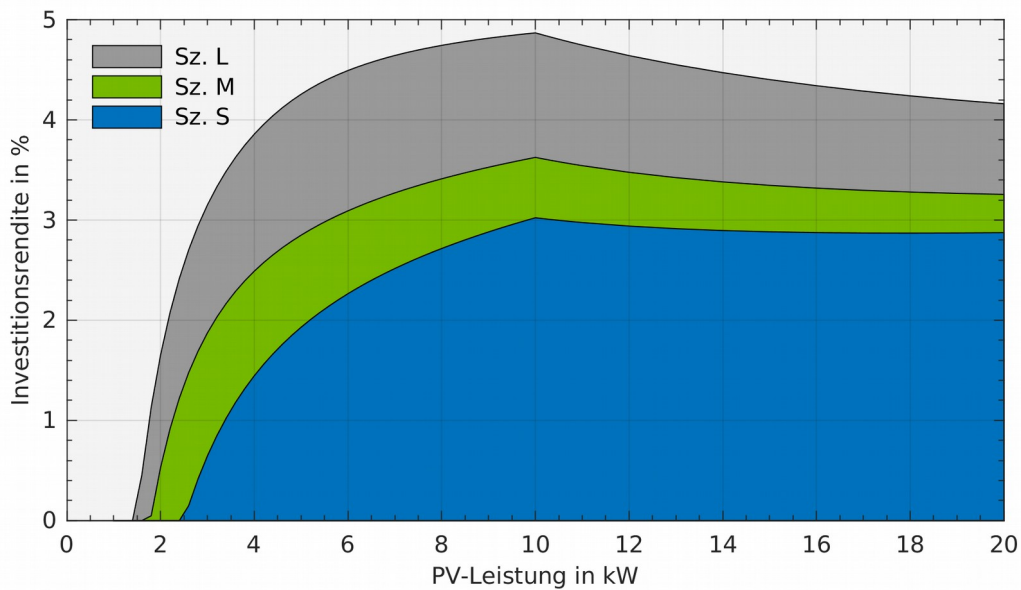


Abbildung s: Investitionsrendite in Abhängigkeit von der PV-Leistung für die Szenarien S, M und L bei Inbetriebnahme von Teilgeneratoren bis 10 kW und der restlichen Leistung nach 12 Monaten. Annahme: Degression des anzulegenden Wertes der Einspeisevergütung um 1 % je Monat.