



Universität für Bodenkultur Wien

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Photovoltaik auf Mehrparteiengebäuden

Wirtschaftliche Bewertung der Nutzenzuweisung einer gemeinschaftlich genutzten Photovoltaikanlage auf einem Mehrparteiengebäude in Österreich

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studium

Umwelt- und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Leonhard Friedrich Peböck, BSc

Matr. Nr.: 01240455

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

Wien, Februar, 2019



Kurzfassung

Mit der Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes im Juni 2017 wurde der Grundstein für eine gemeinschaftliche Nutzung von Photovoltaikanlagen in Österreich gelegt. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der wirtschaftlichen Bewertung der Nutzenzuweisung einer gemeinschaftlich genutzten Photovoltaikanlage in Österreich.

Methodisch wurden hierfür anhand eines Fallbeispiels eine statische sowie eine dynamische Zuweisung des generierten Nutzens einer Photovoltaikanlage auf 15 verschiedene Mieteinheiten durchgeführt. Das beispielhafte Mehrparteiengebäude entspricht einem durchschnittlichen Wohnhaus in Wien. Für dieses Mehrparteiengebäude wurde schließlich eine passende Photovoltaikanlage mittels der Software PV SOL dimensioniert. Nach dem Abgleich der Verbrauchsdaten der Wohneinheiten mit den Ertragsdaten der Photovoltaikanlage konnte die Saldierung durchgeführt werden.

Die zentralen Fragestellungen dieser Arbeit befassen sich mit den Voraussetzungen für einen gewinnbringenden Betrieb einer Photovoltaikanlage auf einem Mehrparteiengebäude sowie mit dem Einfluss der Eigenverbrauchsquote. Die Wahl der passenden Saldierungsmethode (statisch oder dynamisch) stellt sich hierbei als einflussreichster Faktor dar. Daraus resultiert die Höhe der Eigenverbrauchsquote, die sich auf die Wirtschaftlichkeit einer gemeinschaftlich genutzten Photovoltaikanlage auswirkt. Durch das Zusammenwirken mehrerer Akteure ist die Umsetzung von Projekten im Bereich von Photovoltaik auf Mehrparteiengebäuden oftmals sehr komplex. Deshalb gilt es, einheitliche Modelle und Saldierungslösungen zu entwickeln, um den Ausbau in Österreich voranzutreiben.

Abstract

The amendment of the Austrian Eco-Electricity Act in June 2017 enabled the joint use of photovoltaic systems in multi residential buildings. This master thesis evaluates the generated benefits of a jointly used photovoltaic system for different rental parties economically. Therefore, a case study for a multi residential building with 15 rental parties is conducted, where the generated benefit for each party is calculated by applying a static and a dynamic distribution key. For the research object, which represents the average multi residential building in Vienna, a suitable photovoltaic system was dimensioned, using the software PV SOL. The netting was carried out after balancing the consumption data of the residential units with the production data of the photovoltaic system.

The main research questions of this thesis deal with the necessary conditions for a profitable operation of a photovoltaic system in a multi residential building as well as the influence of the self-consumption rate. In this respect, the choice of the allocation method (static or dynamic) turns out as the most influential factor as it determines the level of the self-consumption rate, which in turn affects the profitability of a jointly used photovoltaic system.

Due to the interaction of several actors, the implementation of photovoltaic projects on multi residential buildings is very complex. Therefore, it is crucial to develop standardized business models as well as netting solutions in order to promote the expansion of jointly used photovoltaic systems in Austria.

1 Einleitung	1
2 Literaturüberblick	3
3 Theoretische Grundlagen	5
3.1 Rechtlich-politische Entwicklungen der letzten Jahre	5
3.2 Anlagentypen und Einspeisevarianten	11
3.2.1 Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen	11
3.2.2 Inselanlagen	13
3.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Photovoltaikanlage	14
3.3.1 Preisentwicklung von Photovoltaik	14
3.3.2 Kosten-Nutzen Analyse	16
3.3.3 Amortisationsrechnung	25
3.4 Akteure	28
3.5 Mieterstromkonzepte im internationalen Vergleich	31
3.5.1 Mieterstrommodell Deutschland	31
3.5.2 Mieterstrommodell Schweiz	32
3.5.3 Mieterstrommodell Österreich	33
3.6 Eigenverbrauchsquote als Zukunftsmodell	36
3.7 Messkonzept Österreich	37
3.8 Zuweisung des Nutzens einer Photovoltaikanlage	39
3.8.1 Statische Nutzenzuweisung mit 1/4 -Stunden Intervallen	41
3.8.2 Dynamische Nutzenzuweisung mit 1/4 -Stunden Intervallen	44
4 Fallstudie	48
4.1 Auswahl des Mehrparteiengebäudes	48
4.2 Dimensionierung der Photovoltaikanlage	49

4.3 Verbrauchsdaten	53
5 Ergebnisse	55
5.1 Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Varianten der Nutzenzuweisung .	55
5.1.1 ¼ - stündliche statische Nutzenzuweisung.....	57
5.1.2 ¼ - stündliche dynamische Nutzenzuweisung.....	61
5.2 Übersicht und Vergleich der Varianten	63
6 Diskussion	69
7 Schlussfolgerung und Ausblick.....	73

Abkürzungen

PV Photovoltaik

mW Milliwatt

kW Kilowatt

MW Megawatt

kWh Kilowattstunden

kWp Killowattpeak

EVQ Eigenverbrauchsquote

EVU Energieversorgungsunternehmen

KNA Kosten-Nutzen-Analyse

1 Einleitung

Der Ausbau von erneuerbaren Energietechnologien stellt einen Hauptpfeiler der Energiewende dar. In Österreich spielen die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von rund 70% an der heimischen Stromerzeugung eine zentrale Rolle. Die Photovoltaiktechnologie erfreut sich vor allem im privaten Bereich wachsender Beliebtheit, da immer mehr Menschen einen gewissen Grad an Energieautonomie erreichen wollen. Der österreichische Photovoltaikmarkt ist im internationalen Vergleich trotz relativ guter geografischer Lage noch klein und hat sein volles Potential noch nicht ausgeschöpft (Teoh und Liebl, 2016). Besonders im urbanen Raum sind PV-Anlagen nur sehr selten aufzufinden. Dies lag vor allem an den gesetzlichen Rahmenbedingungen. Seit der Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes im Juni 2017 können PV-Anlagen auch im urbanen Bereich durch eine gemeinschaftliche Nutzung effizient betrieben werden. Die sinkenden PV-Modulkosten in den letzten Jahren und die damit einhergehenden geringen Stromerzeugungskosten bei stark sinkenden Einspeisevergütungen machen es vor allem für private Stromkunden mit hohen Strombezugskosten interessanter, den erzeugten Strom möglichst selbst zu verbrauchen. Diese neuen Geschäftsmodelle werden somit besonders für Mehrparteienhäuser, die eine hohe Eigenverbrauchsquote erreichen können, wirtschaftlich interessant (Woess-Gallasch et al., 2017).

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einer wirtschaftlichen Bewertung der Nutzenzuweisung einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage auf einem Mehrparteiengebäude in Österreich. Ziel dieser Arbeit ist es, ein möglichst umsetzbares Projekt für eine MieterstromanbieterIn im Bereich der gemeinschaftlichen PV-Nutzung darzustellen. Dafür wurde die Nutzenzuweisung des Stroms einer PV-Anlage auf die Wohneinheiten eines Mehrparteiengebäudes anhand eines eigens entwickelten Fallbeispiels durchgeführt. In dieser Arbeit wurde ein Modell gewählt, bei dem die MieterstromanbieterIn (das kann die HausbesitzerIn oder auch ein externes Contracting Unternehmen sein) als BetreiberIn der gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage auftritt, mit dem Ziel, wirtschaftliche Gewinne zu lukrieren. Es wird in der Arbeit auch auf andere gängige Modelle im österreichischen Sektor Bezug genommen. Auf die theoretische Beschreibung der wichtigsten Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung und der Darstellung des Fallbeispiels folgt die Nutzenzuweisung des generierten PV-Stroms

eines Jahres auf das projektierte Mehrparteiengebäude mittels statischer und dynamischer Aufteilung. Daraus resultiert eine Bilanz für die MieterstromanbieterIn sowie die einzelnen MieterInnen über die gesamte Laufzeit der PV-Anlage.

Zur konkreten Ausarbeitung der Zielsetzung wurden folgende Forschungsfragen formuliert:

- Unter welchen Umständen kann eine PV-Anlage auf Mehrparteiengebäuden unter den aktuellen gesetzlichen Voraussetzungen gewinnbringend betrieben werden?
- Welchen Einfluss hat die Eigenverbrauchsquote auf die Wirtschaftlichkeit von gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen?

Das Hauptaugenmerk dieser Arbeit liegt rein auf der wirtschaftlichen Bewertung einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage. Die technischen Voraussetzungen für PV-Anlagen auf Mehrparteiengebäuden werden in dieser Arbeit nur beiläufig erwähnt. Für Informationen bezüglich der Auslegungsparameter Größe, Ausrichtung und Neigung einer PV-Anlage auf die Eigenverbrauchsquote sowie Verschattung im urbanen Raum etc. wird auf die Masterarbeit „Photovoltaik auf Mehrparteienhäusern - Energetische und wirtschaftliche Bewertung von PV-Anlagen im mehrgeschossigen Wohnbau in Wien anhand von zwei Fallbeispielen“ von Julia Wenin verwiesen (Wenin, 2018).

2 Literaturüberblick

Der Betrieb einer PV-Anlage auf einem Mehrparteiengebäude mit der Verteilung des erzeugten Stroms auf die einzelnen MieterInnen ist erst seit Juni 2017 möglich. Da es sich um ein relativ junges Forschungsfeld handelt, ist auch die Auswahl an Literatur noch begrenzt. Die wichtigste Quelle stellt die Arbeit von Woess-Gallasch et al. (2017) mit dem Titel „Innovatives Finanzierungs- und Geschäftsmodell für PV Gemeinschaftsanlagen auf Mehrparteienhäusern zur Vor-Ort Nutzung“ dar. In dieser Arbeit wurde ein Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodell im Bereich der gemeinschaftlichen PV-Nutzung entwickelt. Kernstück dieser Untersuchung war dabei die Beantwortung rechtlicher sowie administrativer Fragestellungen. Da diese Arbeit vor der gesetzlichen Novellierung publiziert wurde, wurde auch die rechtliche Konformität von verschiedenen Organisationsformen, die es ermöglichen innerhalb eines Mehrparteiengebäudes Strom an ihre Mitglieder zu liefern, geprüft.

Die wichtigsten Informationen in Bezug auf die aktuelle Situation kommen von der Informationsplattform PV-Gemeinschaft vom Bundesverband Photovoltaic Austria. Für die aktuellen Strombezugpreise, Einspeisevergütungen und dergleichen dienen die E-Control, die OeMAG und die PV Austria als wichtigste Bezugsquellen.

Auch die Studie von Will und Zuber (2016) mit dem Titel „Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom“ stellte eine wichtige Quelle für die Beschreibung der Rollen und Aufgaben in einem Mieterstromprojekt dar. Dieser Leitfaden soll als Hilfsmittel für die Erschließung dieses neuen Geschäftsfeldes dienen. Dafür werden Eckdaten des Mieterstrommarktes erläutert und Beispielprojekte vorgestellt. Der Leitfaden wurde im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft im Rahmen des von der EU geförderten Projektes PV Financing im Sommer 2016 erstellt. Die dafür notwendigen Daten wurden von den Autoren in mehrjähriger Markterfahrung gesammelt, durch aktuelle Literatur ergänzt und in Interviews mit zwanzig ProtagonistInnen vertieft.

Zu guter Letzt muss auch noch die Arbeit von Julia Wenin (2018) mit dem Titel „Photovoltaik auf Mehrparteienhäusern - Energetische und wirtschaftliche Bewertung von PV-Anlagen im mehrgeschossigen Wohnbau in Wien anhand von zwei Fallbeispielen“ erwähnt werden. Diese Arbeit beschäftigt sich mit dem technisch-wirtschaftlichen Potenzial von Photovoltaik im mehrgeschossigen Wohnbau in Wien und diente als Grundlage für die technischen Voraussetzungen der projektierten PV-Anlage. Fol-

gende drei Aspekte wurden in dieser Arbeit untersucht: Der Einfluss der Auslegungsparameter Größe, Ausrichtung und Neigung einer Anlage auf den Eigenverbrauch des Solarstroms; die Ertragseinbußen von Fassadenanlagen aufgrund von Verschattungen im urbanen Raum und das Verhalten von verschiedenen Systemen zur Steigerung des Eigenverbrauchs des PV-Stroms. Methodisch wurden Simulationen mit der Software PV-Sol und eine wirtschaftliche Bewertung anhand der Norm VDI 2067 durchgeführt. Die zentralen Ergebnisse dieser Arbeit sind, dass kleine PV-Anlagen durch sehr hohe Eigenverbrauchsquoten am wirtschaftlichsten darstellbar sind. Aber auch mittelgroße Anlagen stellen durch Amortisationszeiträume von unter 10 Jahren unabhängig der Ausrichtung wirtschaftlich interessante Optionen dar.

3 Theoretische Grundlagen

Dieses Kapitel erläutert die theoretischen Grundlagen sowie gesetzlichen Voraussetzungen für Photovoltaikprojekte auf Mehrparteiengebäuden. Zuerst werden die rechtlich-politischen Entwicklungen in den letzten Jahren beschrieben. Danach wird auf die verschiedenen Photovoltaik-Anlagentypen eingegangen. Dem folgt die Erläuterung der zu Grunde liegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen anhand eines Beispiels. Auch die Beschreibung der partizipierenden Akteure und ein internationaler Vergleich der Mieterstromkonzepte findet sich in diesem Kapitel wieder. Abschließend wird noch genauer auf die Eigenverbrauchsquote, das Messkonzept sowie die Nutzenzuweisung eingegangen.

3.1 Rechtlich-politische Entwicklungen der letzten Jahre

PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern im ländlichen Raum sind heutzutage keine Seltenheit mehr. Immer mehr Menschen investierten in den vergangenen Jahren in eine PV-Anlage, oftmals waren die hohen Eispeisetarife für die produzierte Energie (2009 noch bei teilweise über 40 Eurocent/kWh Strom) ein Hauptgrund dafür (Woess-Gallasch et al., 2017). Im urbanen Bereich jedoch, sind PV-Anlagen nur sehr selten zu finden.

Bereits am 8. Mai 2015 publizierte die oekostrom AG ein Positionspapier, in dem die Hürden der Etablierung von PV-Anlagen im städtischen Raum beschrieben wurden. Die oekostrom AG für Energieerzeugung- und handel ist eine österreichische Beteiligungsgesellschaft mit dem Ziel, eine nachhaltige Energiewirtschaft aufzubauen und erneuerbare Energien zu forcieren. Infolgedessen wurden Forderungen aufgestellt, die zur Überwindung dieser Hindernisse beitragen sollten. Bereits im Zuge der damaligen Diskussion über die Stromnetzentgelte, stellte Bundesminister Hundstorfer ein schwerwiegendes Stadt-Land Gefälle beim Ausbau der Photovoltaik fest. Die Gründe dafür lagen aber nicht bei dem fehlenden Umweltbewusstsein der StadtbewohnerInnen, sondern bei den gesetzlichen Hindernissen. Als großer Kritikpunkt der dezentralen Energieerzeugung wurde von Seiten der Energiewirtschaft immer die Auswirkung auf die Stromnetze genannt. Mittlerweile sind aber auch die großen Energieversor-

gungsunternehmen der Meinung, dass die Zukunft der Energieversorgung in der dezentralen Erzeugung liegt. Laut der oekostrom AG kann die dezentrale Energiewende nur dann gelingen, wenn die BewohnerInnen der Städte Berührungspunkte mit dem Thema dezentrale Erzeugung, Energieeffizienz und E-Mobilität haben, was im städtischen Bereich oft nicht gegeben ist (oekostrom AG, 2015).

Infolgedessen stellte die oekostrom AG in dem Positionspapier vier Forderungen, die zu einer Lösung der beschriebenen Probleme führen sollen:

- **Ein klares Bekenntnis zur Demokratisierung des Energiesystems – auch in der Stadt.** *Die dezentrale Stromerzeugung und die Demokratisierung des Energiesystems sind der Motor der Energiewende. Um diese weiter voranzutreiben, müssen auch die Stadtbewohner für ein nachhaltiges Energiesystem sensibilisiert werden. Nur kritische Konsumenten, die Zugang zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung haben, können auch informierte Kaufentscheidungen treffen. Die oekostrom AG fordert daher ein klares Bekenntnis der Energiewirtschaft und der Politik zur dezentralen Stromerzeugung in der Stadt und somit ein Bekenntnis zum Abbau bestehender gesetzlicher Hürden für städtische Prosumer.*
- **Bagatellgrenzen für den Einsatz von Mikro-Photovoltaik in der Stadt.** *Verwender von dezentralen Mikro-Photovoltaikanlagen müssen derzeit Sorge tragen, dass es nicht zu einer Rückspeisung ins öffentliche Netz und damit zu einer Verfälschung der Messung des Strombezugs kommt. Moderne Zähler (Smart Meter, bidirektionale Zähler) können Strombezug und Stromeinspeisung getrennt messen. Außerdem sind viele Zähler mit einer Rücklaufhemmung ausgestattet, durch die die Messung durch allfällige Einspeisungen ebenfalls nicht verfälscht werden kann. Ist kein moderner Zähler installiert, muss der Nutzer hingegen zB durch laufende Messung seines Stromverbrauchs und seiner Stromversorgung Sorge tragen, dass es zu keiner Einspeisung kommt. Um entsprechende Unsicherheiten für die Bürger aufzulösen, fordert die oekostrom AG – nach Vorbild der Schweiz – eine Bagatellgrenze von 600 Watt für den Einsatz von Mikro-Photovoltaik in Haushalten.*

- **Keine zusätzlichen Belastungen für Prosumer.** *Im Rahmen der laufenden Diskussion über die Neuordnung der Netzentgelte wurde auch das Thema aufgebracht, dass durch das Stadt-Land Gefälle im Photovoltaikbereich die Bürger am Land gegenüber jenen in der Stadt bevorteilt wären. Einige Interessensgruppen argumentieren nun unter dem Motto „Schlupflöcher schließen“, dass die Besitzer von Photovoltaikanlagen am Land in Bezug auf die Netzentgelte stärker belastet werden müssten. Aus Sicht der oekostrom AG ist dies der falsche Schluss: denn nicht die Prosumer am Land bestrafen, sondern die Prosumer in der Stadt fördern, muss die Devise lauten. Die oekostrom AG fordert daher: keine zusätzlichen Netzentgelte für Prosumer – weder in der Stadt noch auf dem Land!*
- **Zugang zur Energiewende für Menschen in Ballungszentren (PV im Mehrfamilienhaus).** *Der breite Einsatz von Photovoltaik in Mehrparteienhäusern kann einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Energieeffizienzziele bis 2020 leisten. Für die Belieferung von Endkunden mit dezentral erzeugter Solarenergie aus Dachanlagen in Mehrparteienhäusern muss aber das hausinterne Leitungsnetz genutzt werden. Die Frage, unter welchen Voraussetzungen ein Leitungsnetz als Kundenanlage zu qualifizieren ist, ist allerdings weder im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) noch in der EU-Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBRL 2009/72/EG) geregelt, und es liegt auch keine veröffentlichte österreichische Rechtsprechung vor. Die Landesenergiereferenten aller Bundesländer sind sich einig, dass hier Rechtssicherheit geschaffen werden muss, und haben bei ihrem Treffen am 24. März 2014 eine entsprechende Forderung formuliert. Wenn ein Energieversorger heute eine Photovoltaikanlage in einem Mehrparteienhaus installieren und die Mieter direkt versorgen möchte, gehe dieser ein erhebliches Rechtsrisiko ein.*

Im Juni 2017 änderte sich schließlich die damalige gesetzliche Lage mit dem Beschluss der „kleinen Ökostromnovelle“ im Nationalrat. Darunter fielen neben den Änderungen des Ökostromgesetzes auch Anpassungen des Gaswirtschaftsgesetzes, des KWK-Punkt-Gesetzes sowie des Energie-Control-Gesetzes (APA, 2017). Die wichtigste Änderung für den Bereich der gemeinschaftlichen Nutzung von PV-Anlagen brachte jedoch die Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes 2010 (EIWOG). Vor dieser Gesetzesänderung war die BesitzerIn einer PV-Anlage

gesetzlich gezwungen, den Sonnenstrom über eine eigene Leitung, an den BewohnerInnen vorbei, direkt ins öffentliche Netz einzuspeisen. Die Novellierung definiert die Hauptleitung des Gebäudes nun als privates Netz. Dadurch wird die Weitergabe von lokal erzeugter Energie an die Mieter zulässig. Auch vor der Gesetzesnovellierung war das Betreiben einer PV-Anlage auf einem Mehrparteienhaus möglich, jedoch war die Nutzung des erzeugten PV Stroms nur auf allgemein zugängliche Verbrauchsanlagen beschränkt. Darunter fällt zum Beispiel der Betrieb eines Fahrstuhls oder die Beleuchtung der Gänge oder Garagen. Die Abgabe des produzierten Stroms an die einzelnen MieterInnen erforderte vor der Novellierung eine Verteilnetzbetreiber-Berechtigung und war somit nicht möglich (Teoh und Liebl, 2016). Grundvoraussetzung für eine gemeinschaftliche PV-Anlage sind intelligente Messsysteme, so genannte Smart Meter. Diese Systeme ermöglichen die gesetzlich geforderte Messung der Verbräuche und Erträge im 15-Minuten Intervall (Woess-Gallasch et al., 2017). Weitere Informationen zum österreichischen Messkonzept folgen im Kapitel 3.7.

Aufgrund der hohen Relevanz für diese Arbeit wird im Folgenden der gesamte Gesetzestext der Novellierung in voller Länge und exaktem Wortlaut angeführt:

„§ 16a Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen.

(1) Netzzugangsberechtigte haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen unter den Voraussetzungen von Abs. 2 bis 7 zu betreiben. Die freie Lieferantwahl der Endverbraucher darf dadurch nicht eingeschränkt werden.

(2) Der Anschluss von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen zur privaten oder gewerblichen Nutzung ist nur an gemeinschaftliche Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitungen), im Nahebereich der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) zulässig. Der direkte Anschluss der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers oder die Durchleitung von eigenerzeugter Energie durch Anlagen des Netzbetreibers an teilnehmende Berechtigte ist unzulässig.

(3) Die teilnehmenden Berechtigten können einen Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage bestimmen, der sich vertraglich zum Betrieb der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage für die teilnehmenden Berechtigten verpflichtet und dem Netzbetreiber angezeigt wird.

(4) Die teilnehmenden Berechtigten und, sofern die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage nicht von den teilnehmenden Berechtigten selbst betrieben wird, der Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, schließen einen Errichtungs- und Betriebsvertrag, der zumindest die folgenden Regelungen enthalten muss:

1. Allgemein verständliche Beschreibung der Funktionsweise der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
2. Anlagen der teilnehmenden Berechtigten und Zählpunktnummern;
3. jeweiliger ideeller Anteil der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
4. Anlagenverantwortlicher für die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage;
5. Betrieb, Erhaltung und Wartung der Anlage sowie die Kostentragung;
6. Haftung;
7. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten durch den Netzbetreiber;
8. Aufteilung der erzeugten Energie;
9. Aufnahme und Ausscheiden teilnehmender Berechtigter samt Kostenregelungen im Fall des Ausscheidens (insbesondere Rückerstattung etwaiger Investitionskostenanteile, Aufteilung laufender Kosten und Erträge auf die verbleibenden teilnehmenden Berechtigten);
10. Beendigung des Vertragsverhältnisses sowie die Demontage der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
11. allfällige Versicherungen.

(5) Der Netzbetreiber hat

1. die Einspeisung in die Hauptleitung und den Bezug der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen. Sind die

Verbrauchsanlagen nicht mit intelligenten Messgeräten ausgestattet, hat der Netzbetreiber diese binnen sechs Monaten zu installieren oder, falls er nicht alle Verbrauchsanlagen mit intelligenten Messgeräten ausstatten kann, abweichend von den übrigen Bestimmungen dieses Absatzes sowie der Absätze 6 und 7 die Energiewerte der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage nach einem zwischen den teilnehmenden Berechtigten vereinbarten Aufteilungsschlüssel zumindest jährlich mit den jeweiligen Verbrauchswerten zu saldieren;

2. den Bezug der Kundenanlagen der teilnehmenden Berechtigten mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen;

3. die gemessenen Viertelstundenwerte der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten seiner Rechnungslegung an die teilnehmenden Berechtigten zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie dem Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, sofern ein solcher gemäß Abs. 3 bestimmt wurde, zur Verfügung zu stellen.

Die verbleibende Energieeinspeisung pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Berechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen.

(6) Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen und ausgelesen werden.

(7) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Berechtigten vertraglich vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an der erzeugten Energie den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Berechtigten zuzuordnen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Berechtigten viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Ermittlung der Werte erfolgt nach Maßgabe folgender Regelungen:

1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Berechtigten in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt;

2. *der Messwert des Energieverbrauchs pro Viertelstunde am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Berechtigten ist um die zugeordnete erzeugte Energie zu reduzieren;*
3. *der Messwert der Energieeinspeisung in die Hauptleitung pro Viertelstunde am Zählpunkt der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage ist um die Summe der zugeordneten Energie zu vermindern (BGBl I, 2017).“*

Die wichtigste Änderung der Novellierung ist wie schon beschrieben die Neudefinition der Hauptleitung des Gebäudes als öffentliches Netz. Somit wird die Durchleitung des eigens erzeugten Strom möglich. Auch die freie Lieferantenwahl des Endverbrauchers darf dadurch nicht eingeschränkt werden.

3.2 Anlagentypen und Einspeisevarianten

Bei den Typen einer PV-Anlage lässt sich grundsätzlich zwischen Netzgekoppelten Anlagen und Inselanlagen unterscheiden. Ein großer Vorteil von PV-Anlagen ist ihr modularer Aufbau. Die Bandbreite der installierbaren Leistung bewegt sich von wenigen Milliwatt (mW) für Kleinanwendungen wie einen Taschenrechner oder eine Uhr über den Watt Bereich (z.B.: autarke Beleuchtung), den kW-Bereich (Energieversorgung einer Berghütte) bis hin zum Megawatt (MW) Bereich von Photovoltaikkraftwerken (Kaltschmitt & Streicher, 2009). Es ergeben sich je nach Betriebsart unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit der Anlagentypen. Im Folgenden werden die Anlagentypen mit den verschiedenen Varianten der Energieeinspeisung beschrieben.

3.2.1 Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen

Netzgekoppelte Anlagen stehen mit dem Stromnetz in Verbindung. Die Höhe der Last nimmt somit bei der Dimensionierung der PV-Anlage keine entscheidende Rolle ein, sie hängt lediglich von der vorhandenen Fläche und dem Budget ab. Bei netzgekoppelten Anlagen wird grundsätzlich zwischen zwei Einspeisevarianten unterschieden: der Volleinspeisung sowie der Überschuss-Einspeisung (auch Netzparallelbetrieb genannt) (Wegscheider, 2016).

Volleinspeisung

Die Volleinspeisung ist der bei den aktuellen Bestandsanlagen am häufigsten vorkommende Einspeisetyp. Bei diesem Typ wird die gesamte produzierte Energie direkt in das Stromnetz eingespeist. Diese Art der Einspeisung ins öffentliche Netz passiert jedoch nur bilanziell. Rein physikalisch wird die mittels der PV-Anlage erzeugte Energie natürlich an Ort und Stelle verbraucht. Abrechnungstechnisch wird die Energie jedoch eingespeist und auch vollständig vergütet und parallel dazu wird die benötigte Energie vom Netz bezogen.

Ein Hauptgrund für die Vielzahl an bestehenden Volleinspeisungsanlagen waren die hohen staatlichen Förderungen, um die Photovoltaiktechnologie massentauglich zu machen. Damals war die Investition in eine PV-Anlage aufgrund der hohen Modulpreise in den meisten Fällen nicht rentabel und wurde somit subventioniert. Einerseits gab es (und gibt es nach wie vor) Investitionsförderungen pro Kilowattpeak (kWp) sowie eine Einspeisevergütung für jede in das Netz eingespeiste Kilowattstunde (kWh) Strom. Wie vorhin schon beschrieben wurde zu den Anfängen der Photovoltaiktechnologie eine kWh Strom mit beispielsweise 45,1 Eurocent im Jahr 2009 vergütet. Diese hohen Tarifförderungen überstiegen die Strombezugskosten in den meisten Fällen. Somit konnte eine PV-Anlage gewinnbringend betrieben werden. Natürlich dürfen hierbei die damals verhältnismäßig hohen Investitionskosten nicht vernachlässigt werden. Zu Beginn zählte für viele „First-Mover“ auch der ideelle Gedanke einer nachhaltigen Energieerzeugung. Mit der Senkung der Tarifförderungen von den europäischen Regierungen in den letzten Jahren wurde der Trend in Richtung der Überschusseinspeisung gelenkt. Damit wird der ursprüngliche Gedanke der dezentralen Energieerzeugung forciert. Mittlerweile wird bei Stellung eines Förderantrags der Abrechnungsstelle für Ökostrom (OeMAG) auch der Eigenverbrauchsanteil – also der Anteil der erzeugten Energie, der selbst verbraucht wird und nicht eingespeist werden muss, berücksichtigt. Somit werden Überschussanlagen bei einem Förderantrag bevorzugt. Aus diesen Gründen wird es immer schwieriger, eine Volleinspeisungsanlage wirtschaftlich zu betreiben (Meingassner, 2017).

Überschusseinspeisung

Bei PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung wird die erzeugte Energie so weit wie möglich selbst verbraucht. Mit dieser Einspeisungsvariante soll ein möglichst großer

Teil des eigenen Verbrauchs abgedeckt werden. Im Kapitel 3.6 wird das Thema Eigenverbrauch nochmals detailliert behandelt. Das Prinzip einer Überschusseinspeisungsanlage funktioniert folgendermaßen: Wird in der Wohnung/dem Haus/dem Betrieb etc. im betrachteten Zeitintervall mehr Energie verbraucht, als von der PV-Anlage produziert wird, wird zusätzliche Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Produziert hingegen die PV-Anlage im betrachteten Zeitintervall mehr Energie als benötigt wird, so fließt die überschüssige Energie ins öffentliche Netz. Wirtschaftlich interessant wird die Überschusseinspeisung, wenn der Einspeisetarif, also die Vergütung pro eingespeiste kWh Strom geringer ausfällt als die Strombezugskosten. Somit erspart man sich die Strombezugskosten für jede selbst genutzte kWh Strom und erwirtschaftet zusätzlich einen Gewinn in Höhe der Differenz zwischen Einspeisevergütung und Strombezugspreis. Der Vorteil von Überschusseinspeisungsanlagen liegt darin, dass die Energie physikalisch und abrechnungstechnisch vor Ort verbraucht wird. Diese Nutzungsform entspricht somit dem Bild der dezentralen Stromerzeugung. Wie schon beschrieben, wird die Betriebsweise der Überschusseinspeisung durch Vorreihung der Förderanträge bei der OeMAG sowie durch Verringerung der Tarifförderungen forciert (Meingassner, 2017).

3.2.2 Inselanlagen

Inselanlagen stellen Systeme dar, die nicht an das elektrische Versorgungsnetz angeschlossen sind. Es wird zwischen mobilen und stationären Systemen unterschieden. Mobile Systeme sind beispielsweise Geräte aus dem Elektronikbereich wie ein solar betriebener Taschenrechner oder eine Uhr. Auch ein Solarfahrzeug ist theoretisch eine mobile Inselanlage. Stationäre Systeme dienen zur Versorgung netzferner Verbraucher. Bei diesen Systemen fehlt die Anbindung an das Versorgungsnetz. Das zentrale Thema bei diesen Anlagen ist die Energieautarkie. Hauptanwendungsbereiche für stationäre Inselsysteme stellen Almhütten, Schrebergärten oder Signalanlagen dar. Größere Inselsysteme wie beispielsweise eine Almhütte verfügen in der Regel über einen elektrischen Energiespeicher in Form von Batterien, um die Nachfrage nach Energie mit dem Angebot in Deckung zu bringen. Inselsysteme sind meist relativ teuer, da sich die AnlagenplanerIn bei der Auslegung an dem Monat mit dem geringsten Strahlungs-

angebot orientieren muss. Somit sind die Systeme bezogen auf die einstrahlungsstärkeren Monate deutlich überdimensioniert. Der Speicher von energieautarken Anlagen sollten den Energiebedarf drei bis sechs Tage lang decken, um Schlechtwetterperioden überbrücken zu können (Wesselak & Voswinckel, 2016).

3.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Photovoltaikanlage

Im folgenden Kapitel soll die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Einspeisungsvarianten genauer betrachtet werden. Um diese zu bewerten, werden zwei gängige Varianten der Wirtschaftlichkeitsberechnung herangezogen. Eine essenzielle Frage, die sich eine AnlagenerrichterIn einer PV-Anlage meistens stellt, ist die Frage nach dem Nutzen der Anlage über einen bestimmten Zeitraum. Zur Beantwortung dieser Frage wird meist eine Kosten-Nutzen-Analyse herangezogen. Genaueres dazu im Kapitel 3.3.2. Eine weitere, häufig gestellte Frage bei der Errichtung von PV-Anlagen lautet: Wann amortisiert sich die Anlage? Um diese Frage zu beantworten, wird meist eine Amortisationsrechnung durchgeführt, welche im Kapitel 3.3.3 erläutert wird. Nach einem kurzen Abschnitt zu den Preisentwicklungen im Photovoltaiksektor werden die zwei genannten Wirtschaftlichkeitsrechnungen anhand von Beispielen für Anlagen mit Volleinspeisung und Überschusseinspeisung durchexerziert. Die Berechnung von Inselanlagen wird in dieser Arbeit nicht betrachtet, da sie für Mehrparteiengebäude im urbanen Raum keine Relevanz hat.

3.3.1 Preisentwicklung von Photovoltaik

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage stellen der Anlagenpreis sowie die Einspeisevergütung die zwei wichtigsten Faktoren dar. Für den Endkunden wird beim Kauf einer Anlage meist ein fixer Systempreis pro Kilowatt-Peak angegeben. Damit wird die Spitzenleistung der Anlage beschrieben, die diese unter Standardbedingungen erzielen kann. Die Bezeichnung setzt sich zusammen aus der Leistungseinheit Kilowatt (kW) und dem englischen Wort „peak“ für Spitze. In Abbildung 1 und Abbildung 2 ist gut ersichtlich, dass die Systempreise stark sinken, je mehr Leistung installiert wird. Bei einer Anlagengröße von 10 kWp oder mehr sind die Kosten pro kWp um knapp 26 % geringer als bei einer 5 kWp Anlage.

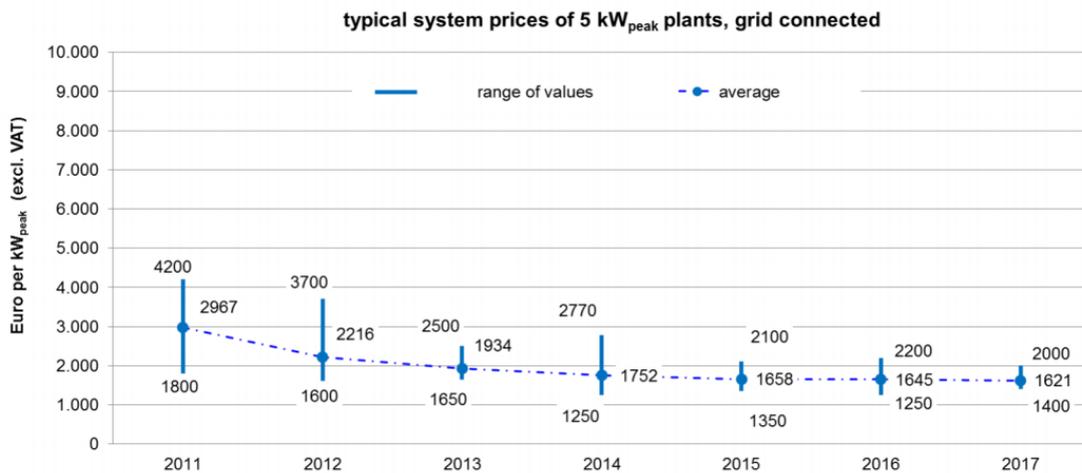


Abbildung 1: Systempreise für 5 kW_{peak} netzgekoppelte Anlagen (2011 - 2017) (Biermayr et al., 2018)

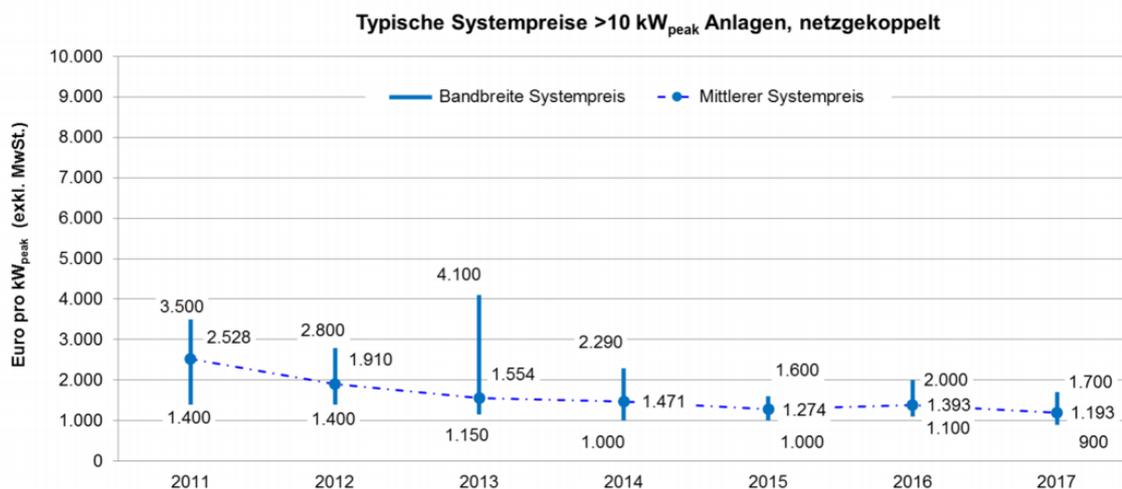


Abbildung 2: Systempreise für ≥ 10 kW_{peak} netzgekoppelte Anlagen (2011 - 2017) (Biermayr et al., 2018)

Aus den Abbildungen 1 und 2 lässt sich erkennen, dass die Systempreise seit 2011 stark gesunken sind. Bei 5 kW_{peak} Anlagen ist der durchschnittliche Preis seit 2011 um 45% gesunken. Für Anlagen mit einer Leistung größer als 10 kW_{peak} sank der Preis im Vergleich zu 2011 um 53% (Biermayr et al., 2018).

Der zweite Parameter, der bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit eine große Rolle spielt, ist die Einspeisevergütung. Wie schon im Kapitel 3.2.1 beschrieben, wird bei Überschusseinspeisungsanlagen die nicht genutzte Energiemenge ins öffentliche

Stromnetz eingespeist. Für diese Einspeisung erhält die MieterstromanbieterIn (Erläuterung in Kapitel 3.4) eine Vergütung. Bei der OeMAG kann vor dem Errichten einer Anlage um eine Tarifförderung angesucht werden. Pro Jahr steht dafür ein Förderbudget von 8 Millionen Euro zur Verfügung. Diese Förderung gilt jedoch nur für Anlagen mit einer Leistung größer 5 kWp (und maximal bis zu 200 kWp). Die Tariflaufzeit beträgt 13 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage. Bei Antragsstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2019 beträgt die Höhe des geförderten Tarifs 7,67 Cent pro kWh eingespeisten Stroms (OeMAG, 2018). Dieser Fördertarif wird auch für die Berechnungen in dieser Arbeit angenommen. Nach Ablauf der 13 Förderjahre beträgt der Einspeisetarif der OeMAG 5,762 Cent (Stand 2018). Dieser Tarif ist vom Marktpreis abhängig und wird jedes Quartal neu angepasst. Die einzelnen Tarife der Energieversorger variieren jedoch (PV Austria, 2018a).

Ein weiterer Faktor, der Einfluss auf die Berechnung der Wirtschaftlichkeit hat, ist der Investitionszuschuss bei der Errichtung einer PV-Anlage. Dieser variiert je nach Bundesland. In Wien werden die ersten 100 kWp mit 250€ pro kWp gefördert. Ab 101 kWp wird bis zu einer Obergrenze von 500 kWp mit 200€ pro kWp gefördert (PV Austria, 2018b). Mit diesen Parametern können nun die Kosten-Nutzen Analyse sowie die Amortisationsrechnung durchgeführt werden.

3.3.2 Kosten-Nutzen Analyse

Die Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) ist ein Verfahren zur Bewertung von Investitionen. Das Ziel dabei ist, ökonomisch rationale Entscheidungen treffen zu können. Bei der KNA werden die zukünftigen Erträge und Kosten eines Projekts berechnet. Auch die durch eine Investition nicht mehr auftretenden Kosten (Opportunitätskosten) müssen hierbei berücksichtigt werden. Bei der Berechnung einer Kosten-Nutzen Analyse müssen teilweise Annahmen getätigt werden, die die Wirtschaftlichkeit der Investition stark beeinflussen können. Im Falle einer PV-Anlage wären dies Faktoren wie die Eigenverbrauchsquote, Energieerträge und zu erwartende Strombezugskosten (Hanusch, 2011).

Kosten-Nutzen Analyse am Beispiel einer Volleinspeisungsanlage

Im folgenden Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit einer Volleinspeisungsanlage mittels einer KNA bewertet. Die grundlegenden Annahmen dafür liefert das Photovoltaik Berechnungstool der österreichischen Energieagentur. Für diese Berechnung werden Kosten und Erlöse gegenübergestellt. Dafür müssen wie oben beschrieben einige Annahmen getroffen werden:

Kosten:

- Anlagekosten

Die Anlagekosten sind relativ leicht zu ermitteln indem sich die ErrichterIn einer PV-Anlage ein Angebot der geplanten Anlage einholt. Meist werden die Preise wie im Kapitel 3.3.1 beschrieben in €/kWp angegeben. Diese werden dann mit der Anlagenleistung in kW multipliziert und so ergeben sich die gesamten Kosten der Anlage.

- Anlagenleistung in kWp

Erlöse:

- Energieertrag

Zur Abschätzung der Erlöse muss zuerst der Energieertrag möglichst genau bewertet werden. Der Energieertrag kann durch Simulationen mit einer Software (z.B.: PV SOL) ermittelt werden. Es kann aber auch der übliche Wert einer Region (für Wien etwas über 1000 kWh/(kWp*a)) zur groben Abschätzung angenommen werden.

- Laufzeit

Auch die Laufzeit einer PV-Anlage hat schwerwiegende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Ist die Amortisationsdauer einmal überschritten, so spielt jedes weitere Jahr an Laufzeit Gewinne ein. In dieser Arbeit wird eine Laufzeit von 13 Jahren angenommen, da einer AnlagenerrichterIn für diesen Zeitraum

auch ein geförderter Einspeisetarif der OeMAG garantiert wird. Eine andere Möglichkeit wäre die Annahme einer längeren Laufzeit, beispielsweise 25 Jahre, da viele Modulhersteller eine Produktgarantie für diesen Zeitraum angeben. Bei dieser Annahme sollte jedoch zumindest der Tausch des Wechselrichters in die KNA miteinkalkuliert werden.

- Einspeisetarif

Bei den Einspeisetarifen gibt es in Österreich mehrere Varianten. Für den Endkunden ist die lukrativste Variante meist die staatliche Tarifförderung (in Österreich durch die OeMAG, Fördersystem des Wirtschaftsministeriums Österreich). Für das Jahr 2019 beträgt der Einspeisetarif 7,67 Cent pro eingespeiste kWh Strom ins öffentliche Netz. Wie schon im Kapitel 3.2.1 beschrieben, lag dieser Preis im Jahr 2009 noch bei über 40 Cent pro kWh. Die Tarifförderungen werden sukzessive gekürzt und der Trend geht in Richtung der Steigerung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen.

Nachfolgend soll ein anschauliches Beispiel einer Kosten-Nutzen Analyse für eine PV-Anlage mit Volleinspeisung dargestellt werden.

Im Beispiel wird von einer 5 kWp Anlage (durchschnittliche Anlage für einen Einfamilienhaushalt) ausgegangen. Die Laufzeit wird aufgrund der oben beschriebenen OeMAG Förderung auf 13 Jahre festgelegt.

Anlagenleistung = 5 kWp

Für die Anlagekosten werden die 1621 € pro kWp aus Abbildung 1 angenommen. Diese entsprechen einer durchschnittlichen, schlüsselfertigen 5 kWp Anlage im Jahr 2017.

$$\text{Anlagekosten} = 1621 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$$

Die Investitionsförderung wird wie im Kapitel 3.3.1 mit 250€ pro kWp installierter Anlagenleistung angenommen.

$$\text{Investitionsförderung} = \frac{250\text{€}}{\text{kWp}}$$

Gesamtkosten

$$= \text{Anlagenleistung} * (\text{Anlagenkosten} - \text{Investitionsförderung})$$

$$\text{Gesamtkosten} = 5\text{kWp} * \left(1621 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} - 250 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \right) = 6855,00 \text{ €}$$

Es ergeben sich somit Gesamtkosten von 6855 €.

$$\text{Energieertrag} = 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} * \text{a}}$$

Für den Energieertrag wird wie oben beschrieben ein Wert von 1000 Kilowattstunden je Kilowattpeak und Jahr angenommen.

$$\text{Laufzeit} = 13 \text{ a (Jahre)}$$

$$\text{Einspeisetarif} = 7,67 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} = 0,0767 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Gesamterlöse

$$= \text{Energieertrag} * \text{Anlagenleistung} * \text{Laufzeit} * \text{Einspeisetarif}$$

$$\text{Gesamterlöse} = 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} * \text{a}} * 5 \text{ kWp} * 13 \text{ a} * 0,0767 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 4985,50 \text{ €}$$

Es ergeben sich somit Gesamterlöse von 4985,5 € über die Laufzeit von 13 Jahren.

Bilanz = Gesamterlöse – Gesamtkosten

$$Bilanz = 4985,50 \text{ €} - 6855,00 \text{ €} = -1869,50 \text{ €}$$

Wie sich im vorangegangenen Beispiel erkennen lässt, ist die Bilanz einer 5 kWp Volleinspeisungsanlage negativ, sprich es bleiben nach der Laufzeit von 13 Jahren noch Kosten von 1869,5 €. Die Anlage hat sich somit im betrachteten Zeitraum noch nicht amortisiert. Zurückzuführen ist diese negative Bilanz auf die Betriebsart der PV-Anlage. Da bei einer Volleinspeisungsanlage die gesamte produzierte Energiemenge in das öffentliche Netz eingespeist wird, können nur Einnahmen in Höhe des Einspeisetarifs pro eingespeiste kWh Strom generiert werden. Kleine Anlagen mit hohen spezifischen Anlagekosten sind somit in dieser Betriebsart aufgrund der geringen Einspeisevergütungen kaum noch wirtschaftlich darstellbar. Für große Anlagen mit geringen spezifischen Anlagekosten ist die Betriebsart Volleinspeisung oft noch rentabel.

Kosten-Nutzen Analyse am Beispiel einer Überschusseinspeisungsanlage

Im Vergleich zu einer Volleinspeisungsanlage soll jetzt die Kosten-Nutzen Analyse auch am Beispiel einer Überschusseinspeisungsanlage durchexerziert werden. In diesem Fall fällt die Berechnung etwas komplexer aus. Die Parameter der Kosten sind mit denen der vorhergegangenen Berechnung ident. Auf Seiten der Erlöse werden zwei neue Parameter benötigt: die Eigenverbrauchsquote und die Strombezugskosten. Die Eigenverbrauchsquote beschreibt den Teil der produzierten Energie, der selbst verbraucht wird und somit nicht ins Netz eingespeist wird. Dadurch können höhere Erlöse als bei Volleinspeisungsanlagen erzielt werden. Es werden zwar keine direkten Gewinne durch den eigens verbrauchten Anteil an Energie erwirtschaftet, jedoch müssen hierbei auch die Opportunitätskosten beachtet werden. Jede selbst verbrauchte Kilowattstunde an Strom, die nicht vom Netz bezogen werden muss, erspart der BesitzerIn einer PV-Anlage die Strombezugskosten für diese kWh (in dieser Arbeit in Höhe von 16 Cent angenommen). Da dieser Preis den Einspeisetarif von 7,67 Cent

deutlich übersteigt, lässt sich eine Überschusseinspeisungsanlage in den meisten Fällen wirtschaftlicher betreiben als eine Volleinspeisungsanlage. Der Parameter Eigenverbrauchsquote muss bei der Kosten-Nutzen Analyse in diesem Fall angenommen werden.

- Eigenverbrauchsquote (EVQ)

Die Eigenverbrauchsquote hängt sehr stark vom Nutzerverhalten bzw. vom Lastprofil ab. Grundsätzlich fällt die EVQ von Einfamilienhäusern- und Wohnungen meist relativ gering aus, da die BewohnerInnen untertags nicht zuhause sind. Genau zu diesen Zeiten produziert die Anlage jedoch die meiste Energie. Diese überschüssige Energie muss somit ins Netz eingespeist werden und wirkt sich negativ auf die EVQ aus. Im Vergleich dazu werden in Industriebetrieben oft sehr hohe Eigenverbrauchsquoten erreicht, da die Maschinen meist untertags laufen, wo die PV-Anlage auch den Großteil der Energie produziert. Die EVQ kann natürlich durch die Installation eines Stromspeichers in Form einer Batterie oder einer Ladestation für ein Elektroauto deutlich gesteigert werden. Weitere Informationen zur Eigenverbrauchsquote im Kapitel 3.6. Für dieses Beispiel wird eine EVQ von 35% angenommen. Dieser Wert entspricht einem durchschnittlichen vier Personen Einfamilienhaushalt ohne Stromspeicher (Weniger und Quaschnig, 2013).

- Strombezugskosten

Bei hohen Strombezugskosten ist es für die BetreiberIn einer Überschusseinspeisungsanlage umso wichtiger, einen Großteil der produzierten Energie selbst zu verbrauchen, sprich eine hohe EVQ zu erzielen. Der erwirtschaftete Gewinn einer selbst verbrauchten kWh Strom ergibt sich aus der Differenz des Strombezugspreises und des Einspeisetarifs. In dieser Arbeit werden Strombezugskosten von 16 Cent pro kWh im Raum Wien aus Abbildung 3 angenommen (E-Control, 2018a).

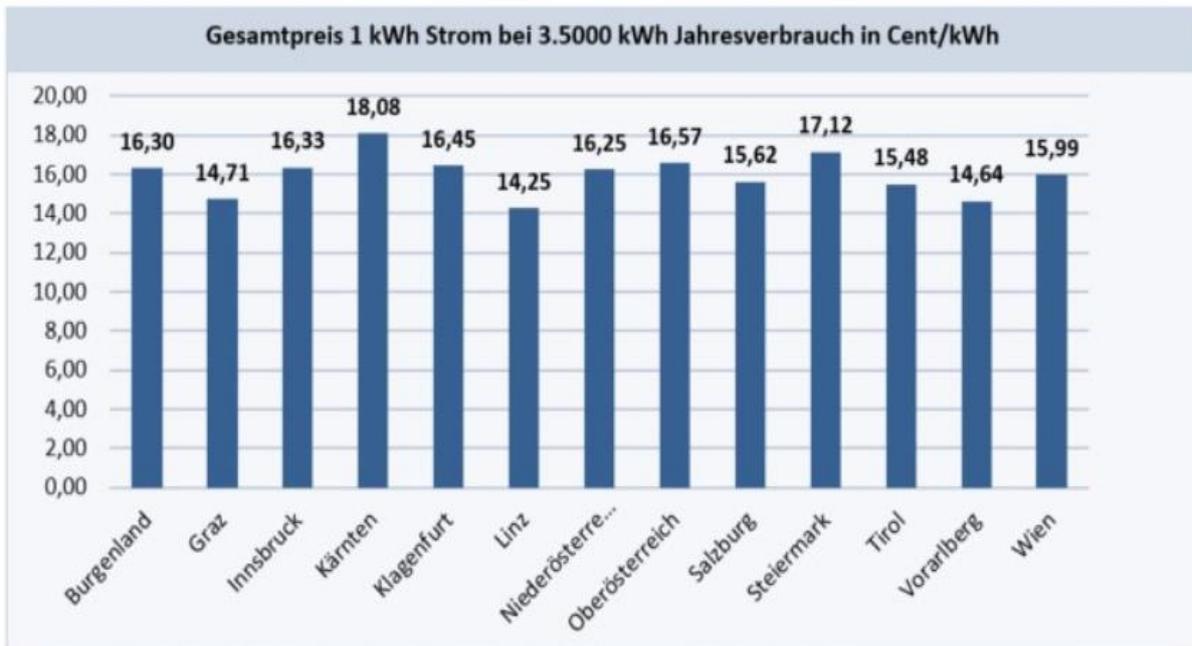


Abbildung 3: Gesamtkosten für 1 kWh Strom bei 3.500 kWh Jahresverbrauch (E-Control, 2018a)

Nachdem jetzt wiederum alle Parameter bekannt sind, wird nachfolgend eine Kosten-Nutzen Analyse für eine Musteranlage mit Überschusseinspeisung dargestellt. Die schon bekannten Parameter bleiben gleich.

$$\text{Anlagenleistung} = 5 \text{ kWp}$$

$$\text{Anlagekosten} = 1621 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$$

$$\text{Investitionsförderung} = \frac{250\text{€}}{\text{kWp}}$$

Gesamtkosten

$$= \text{Anlagenleistung} * (\text{Anlagenkosten} - \text{Investitionsförderung})$$

$$\text{Gesamtkosten} = 5\text{kWp} * \left(1621 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} - 250 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \right) = 6855,00 \text{ €}$$

Es ergeben sich somit wieder Gesamtkosten in Höhe von 6855 €, ident mit den Kosten der Volleinspeisungsanlage.

$$\text{Energieertrag} = 1000 \frac{kWh}{kWp * a}$$

$$\text{Laufzeit} = 13 \text{ a (Jahre)}$$

$$\text{Einspeisetarif} = 7,67 \frac{\text{Cent}}{kWh} = 0,0767 \frac{\text{€}}{kWh}$$

$$\text{Strombezugskosten} = 16 \frac{\text{Cent}}{kWh} = 0,16 \frac{\text{€}}{kWh}$$

$$\text{Eigenverbrauchsquote (EVQ)} = 35\%$$

65% werden somit in das Stromnetz eingespeist.

Gesamterlöse

$$= \text{Energieertrag} * \text{Anlagenleistung} * \text{Laufzeit}$$

$$* [(\text{EVQ} * \text{Strombezugskosten}) + ((1 - \text{EVQ}) * \text{Einspeisetarif})]$$

Gesamterlöse

$$= 1000 \frac{kWh}{kWp * a} * 5 \text{ kWp} * 13 \text{ a}$$

$$* \left[\left(35\% * 0,16 \frac{\text{€}}{kWh} \right) + \left((1 - 35\%) * 0,0767 \frac{\text{€}}{kWh} \right) \right] = 6880,58 \text{ €}$$

Somit ergibt sich ein Gesamterlös von 6880,6 € über die betrachtete Laufzeit.

$$\text{Bilanz} = \text{Gesamterlöse} - \text{Gesamtkosten}$$

$$\text{Bilanz} = 6880,58 \text{ €} - 6855,00 \text{ €} = 25,58 \text{ €}$$

Die Kosten-Nutzen Analyse der Überschusseinspeisungsanlage zeigt, dass sich nach einer Laufzeit von 13 Jahren ein minimaler Gewinn von 25,6 € ergibt. Diese Beispiele sollen demonstrieren, wie sehr sich die einzelnen Betriebsarten voneinander unterscheiden und welche große Auswirkung die Höhe des Einspeisetarifs hat. Bezogen auf die Kosten wurde in diesem Beispiel prinzipiell zweimal die gleiche Anlage betrachtet. Vergleicht man nun die beiden Einspeisungsvarianten, so ergibt sich eine Endbilanz von 1895€ zu Gunsten der Überschusseinspeisung.

Um zu veranschaulichen, welchen hohen Einfluss die Eigenverbrauchsquote in diesem Beispiel darstellt, soll die PV-Anlage mit einem Batteriespeicher kombiniert werden. Die Integration eines Stromspeichers kann die EVQ auf bis zu 70% steigern (Pilgram, 2017).

Gesamterlöse

$$= 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} * \text{a}} * 5 \text{ kWp} * 13 \text{ a}$$

$$* \left[\left(70\% * 0,16 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) + \left((1 - 70\%) * 0,0767 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \right] = 8775,65 \text{ €}$$

Durch die Integration eines Stromspeichers kann der Gesamterlös in den betrachteten 13 Jahren nochmals um 1875€ erhöht werden. Hierbei ist anzumerken, dass bei der Einbindung eines Speichersystems natürlich auch die Investitionskosten stark ansteigen würden. In diesem Beispiel wird nur der monetäre Nutzen des Speichers zur Veranschaulichung des Einflusses der EVQ betrachtet. Gesamtwirtschaftlich betrachtet würde die Integration eines Speichers diese beispielhafte PV-Anlage wahrscheinlich unrentabel machen. Diese Berechnung wird jedoch nicht weiter fortgesetzt, da die Speicherpreise der verschiedenen Anbieter stark variieren und dies auch den Rahmen der Arbeit sprengen würde.

3.3.3 Amortisationsrechnung

Die Amortisationsrechnung stellt ein geeignetes und übersichtliches Verfahren zur Berechnung der Kapitalbindungsdauer einer Investition dar. Dabei wird die Anzahl der Jahre berechnet, die nötig ist, bis die Kapitaleinlage für eine Maßnahme (in diesem Fall eine PV-Anlage) durch Kosteneinsparung wieder erwirtschaftet wird. Die Verzinsung wird bei der statischen Amortisationsrechnung, die in dieser Arbeit angewandt wird, nicht berücksichtigt. Für Investitionen, bei denen die jährlichen Rückflüsse nicht konstant sind, wird die dynamische Investitionsrechnung angewandt. Dabei werden die Kapitalrückflüsse für jedes Jahr einzeln berechnet und addiert, bis die gesamten Anschaffungskosten erwirtschaftet sind (Panos, 2007). Hierfür müssten wieder diverse Parameter wie zum Beispiel die Leistungsdegradation der Module angenommen werden. Um ein anschauliches Beispiel für diese Arbeit darzustellen, reicht jedoch die statische Amortisationsrechnung aus. Die statische Amortisationsrechnung lässt sich anhand einer relativ simplen Formel berechnen:

$$\textit{Amortisationszeit} = \frac{\textit{Anschaffungskosten der Anlage}}{\textit{durchschnittliche jährliche Rückflüsse}}$$

In den folgenden zwei Kapiteln werden wiederum Beispiele einer Amortisationsrechnung anhand einer Volleinspeisungs- bzw. Überschusseinspeisungsanlage durchexerziert.

Amortisationsrechnung am Beispiel einer Volleinspeisungsanlage

Wie schon beschrieben, werden für diese Berechnung keine Leistungsdegradation der Module sowie kontante Strombezugskosten angenommen.

$$\textit{Gesamterlöse} = \textit{Gesamtkosten}$$

Im Term der Gesamterlöse finden wir die Laufzeit der Anlage wieder. Bei der Amortisationsrechnung wird die Gleichung so umgeformt, dass wir nach diesem Term auflösen können.

$$\begin{aligned} & \text{Energieertag} * \text{Anlagenleistung} * \text{Laufzeit} * \text{Einspeisetarif} \\ & = \text{Anlagenleistung} * (\text{Anlagekosten} - \text{Investitionsförderung}) \end{aligned}$$

Die Amortisationszeit ergibt sich aus der Umformung der Gleichung:

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{Anlageleistung} * (\text{Anlagekosten} - \text{Investitionsförderung})}{\text{Energieertag} * \text{Anlagenleistung} * \text{Einspeisetarif}}$$

Für die Berechnung der Volleinspeisungsanlage werden die Daten aus der KNA angenommen.

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{5 \text{ kWp} * (1621 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} - 250 \frac{\text{€}}{\text{kWp}})}{1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} * \text{a}} * 5 \text{ kWp} * 0,0767 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}$$

$$\text{Amortisationszeit} = 17,9 \text{ Jahre} = 17 \text{ Jahre und } 11 \text{ Monate}$$

Die Amortisationszeit für das Beispiel einer Volleinspeisungsanlage beträgt 17 Jahre und 11 Monate. Ab diesem Zeitpunkt hat die InvestorIn der Anlage das eingesetzte Kapital wieder erwirtschaftet. Zu beachten ist bei diesem Beispiel, dass der geförderte Einspeisetarif der OeMAG auf 13 Jahre begrenzt ist und ab Jahr 14 somit ein geringerer Betrag für die Einspeisung zu erwarten ist. Für diese detaillierte Berechnung wäre jedoch die dynamische Amortisationsrechnung anzuwenden.

Amortisationsrechnung am Beispiel einer Überschusseinspeisungsanlage

Die Amortisationszeit wird hierbei wieder nach dem gleichen Schema berechnet.

$$\text{Gesamterlöse} = \text{Gesamtkosten}$$

Gesamtkosten

$$= \text{Anlagenleistung} * (\text{Anlagenkosten} - \text{Investitionsförderung})$$

Gesamterlöse

$$= \text{Energieertrag} * \text{Anlagenleistung} * \text{Laufzeit} \\ * [(\text{EVQ} * \text{Strombezugskosten}) + ((1 - \text{EVQ}) * \text{Einspeisetarif})]$$

Die Terme werden wieder gleichgesetzt und nach der Laufzeit umgeformt:

$$\text{Anlagenleistung} * (\text{Anlagenkosten} - \text{Investitionsförderung}) \\ = \text{Energieertrag} * \text{Anlagenleistung} * \text{Laufzeit} \\ * [(\text{EVQ} * \text{Strombezugskosten}) + ((1 - \text{EVQ}) * \text{Einspeisetarif})]$$

Amortisationszeit

$$= \frac{\text{Anlagenleistung} * (\text{Anlagenkosten} - \text{Investitionsförderung})}{\text{Energieertrag} * \text{Anlagenleistung}} \\ * \frac{1}{[(\text{EVQ} * \text{Strombezugskosten}) + ((1 - \text{EVQ}) * \text{Einspeisetarif})]}$$

Amortisationszeit

$$= \frac{5 \text{ kWp} * (1621 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} - 250 \frac{\text{€}}{\text{kWp}})}{1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} * \text{a}} * 5 \text{ kWp} * \left[(35\% * 0,16 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}) + ((100\% - 35\%) * 0,0767 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}) \right]}$$

Amortisationszeit = 12,9 Jahre = 12 Jahre und 11 Monate

Die Amortisationszeit für das Beispiel Überschusseinspeisungsanlage beträgt 12 Jahre und 11 Monate. Die InvestorIn hat folglich bei gleichen Investitionskosten den Break-Even Point im Vergleich zur Volleinspeisungsanlage um 5 Jahre früher erreicht.

Ab diesem Zeitpunkt sind somit alle Kosten der Investition zurückgeflossen und es werden Gewinne bis zum Ende der Lebensdauer der Anlage erwirtschaftet.

3.4 Akteure

Bei der Umsetzung eines Projekts im Bereich von gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen wirken eine Vielzahl an Akteuren mit. Grundsätzlich stehen die folgenden vier Wertschöpfungsstufen im Fokus: Die Bereitstellung der Erzeugungsfläche, die Erzeugung des Sonnenstroms, die Belieferung der Mieter mit elektrischer Energie und der Endverbrauch der Energie. Die verschiedenen Rollen und Aufgabenbereiche werden im folgenden Kapitel beschrieben (nach E-Control, 2015; Meingassner, 2017; Will und Zuber, 2016).

MieterstromanbieterIn

Die AnbieterIn des Mieterstroms ist der zentrale Akteur in Projekten mit gemeinschaftlich genutzter Energie aus PV-Anlagen. In den meisten Fällen handelt es sich hierbei um eine ImmobilienentwicklerIn oder gleich direkt um die ImmobilieneigentümerIn. Die MieterstromanbieterIn muss die benötigten Geldmittel aufbringen, um die Anlage zu realisieren. Des Weiteren ist sie verantwortlich für die Miete bzw. Pacht der Dachfläche und steht dafür in direktem Kontakt mit der ImmobilieneigentümerIn (falls es nicht dieselbe Person ist). Auch die Kommunikation mit der AnlagenplanerIn bzw. AnlagenbetreiberIn liegt im Bereich der MieterstromanbieterIn. Die wichtigste Aufgabe für die MieterstromanbieterIn ist jedoch, die MieterInnen davon zu überzeugen, an dem Mieterstromprojekt teilzunehmen. Je mehr MieterInnen bei einem derartigen Projekt mitmachen, desto höher ist der gemeinsame Nutzen. In Folge dessen muss die MieterstromanbieterIn ein effizientes Modell entwickeln, bei dem der Nutzen für alle Parteien hoch genug ist, um an dem Projekt teilzunehmen. Auch mit dem Verteilnetzbetreiber bestehen Berührungspunkte. Dieser ist gesetzlich dazu verpflichtet, die nötige Messinfrastruktur bereitzustellen (mehr dazu im Kapitel 3.7). Zu guter Letzt muss die MieterstromanbieterIn auch mit den Energieversorgungsunternehmen in Kontakt treten, da natürlich auch Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Für diese komplexen Verflechtungen muss die MieterstromanbieterIn verschiedenste Vertragsverhältnisse mit den einzelnen Parteien eingehen.

AnlagenplanerIn/errichterIn/betreiberIn

Die Aufgaben der AnlagenplanerIn, der AnlagenerrichterIn und der AnlagenbetreiberIn sind meist in einem Unternehmen gebündelt. Es gibt jedoch auch eigene Planungsunternehmen sowie eigene Montage- und Installationsunternehmen. Diese sind für die Planung, die Montage sowie für den Betrieb der PV-Anlage verantwortlich und stehen lediglich mit dem Mieterstromanbieter in Kontakt.

ImmobilieeigentümerIn

Wie schon beschrieben, sind ImmobilieeigentümerIn und Mieterstromanbieter oft in einer Partei vereint. Grundsätzlich stellt die ImmobilieeigentümerIn dem Mieterstromanbieter die Dachfläche zur Verfügung und erhält dafür je nach vertraglicher Regelung eine Dachmiete bzw. Dachpacht.

Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiber ist gesetzlich dazu verpflichtet, die in den Wohnungen installierten Smart-Meter sowie den Produktionszähler der PV-Anlage zu betreiben. Somit steht er in direkter Verbindung mit den einzelnen MieterInnen und dem Mieterstromanbieter. Er bekommt vom Mieterstromanbieter vorgegeben, nach welchem Schlüssel der von der PV-Anlage produzierte Strom auf die einzelnen Wohneinheiten aufgeteilt werden soll. Mit all diesen Daten (Zählerdaten der einzelnen Wohneinheiten, Produktionszähler der PV-Anlage sowie Aufteilungsschlüssel) kann der Verteilnetzbetreiber schließlich die Saldierung durchführen und gibt diese dann den jeweiligen Energieversorgungsunternehmen weiter (jede MieterIn kann ihr Energieversorgungsunternehmen frei wählen). Der Verteilnetzbetreiber zieht also von den einzelnen Verbräuchen der MieterInnen den zugewiesenen Nutzen der PV-Anlage ab und gibt die daraus resultierende Energiemenge an das jeweilige Energieversorgungsunternehmen weiter. Dieses führt dann die Abrechnung durch. Der Verteilnetzbetreiber erhält dafür staatlich festgelegte Nutzungsentgelte.

Energieversorgungsunternehmen

Die Energieversorgungsunternehmen stehen im direkten Kontakt mit dem Verteilnetzbetreiber, den MieterInnen und dem öffentlichen Netz. Wie oben schon beschrieben bekommt das Energieversorgungsunternehmen die Energiemenge, die den einzelnen MieterInnen in Rechnung zu stellen ist, vom Verteilnetzbetreiber übermittelt. Für diese Tätigkeit bekommt der Verteilnetzbetreiber vom Endkunden die erwähnten Nutzungsentgelte. Diesen Abrechnungsservice der Netznutzungsentgelte übernimmt in vielen Fällen das Energieversorgungsunternehmen im Zuge der Stromrechnung.

MieterIn

Die MieterInnen stehen im direkten Kontakt mit den Energieversorgungsunternehmen und (meist) mit der MieterstromanbieterIn. Es gibt bei der gemeinschaftlichen Nutzung von PV-Anlagen mehrere Modelle. In diesem Fall entrichten die MieterInnen eine PV-Miete pro Monat oder Jahr und bekommen dafür anteilig einen Teil des generierten Nutzens der Anlage. Um diesen Teil wird dann die Stromrechnung des Energieversorgungsunternehmens der MieterInnen reduziert. Es gibt auch andere Modelle, bei denen die MieterInnen beispielsweise direkt Teileigentümer der PV-Anlage werden. Mehr zu den verschiedenen Modellen im Kapitel 3.5.3.

Öffentliches Stromnetz

Die Energieversorgungsunternehmen kaufen, wie schon beschrieben, einen Teil ihres Stromes aus dem öffentlichen Netz bzw. von der Strombörse und verkaufen diesen in weiterer Folge an die MieterInnen weiter.

In Abbildung 4 sind die komplexen Verflechtungen aller Akteure nochmals übersichtlich zusammengefasst. Hierbei muss erwähnt werden, dass in einem realen Projekt natürlich eine größere Anzahl an MieterInnen besteht, die mit verschiedenen Energieversorgungsunternehmen in Kontakt stehen können.

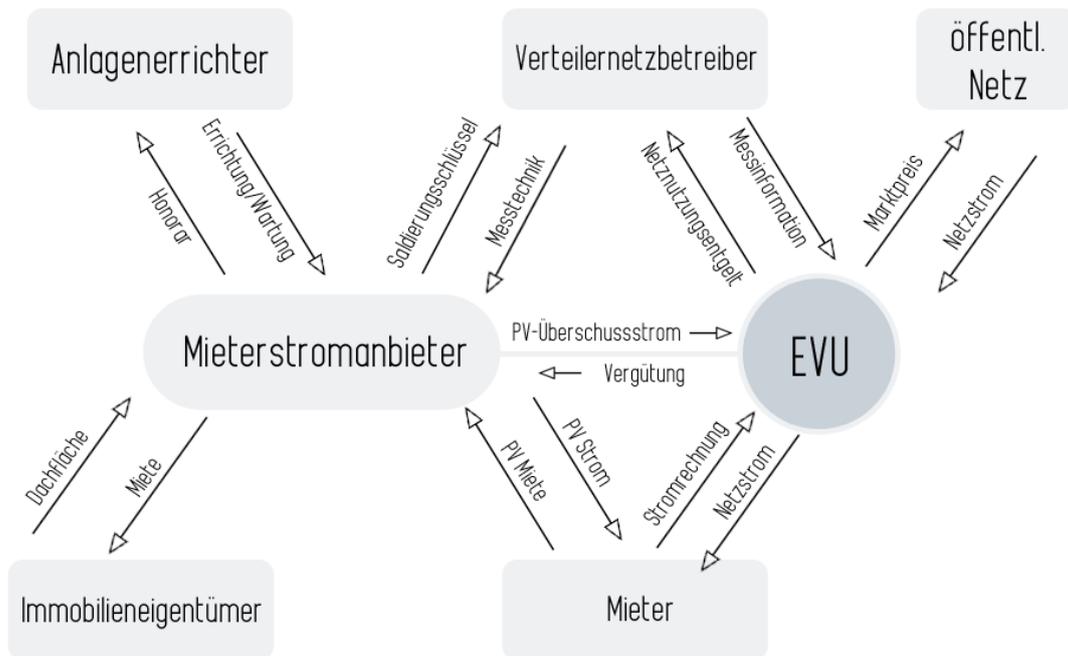


Abbildung 4: Verflechtung der Akteure im österreichischen Mieterstrommodell (Quelle: eigene Darstellung)

3.5 Mieterstromkonzepte im internationalen Vergleich

Da sich in den vergangenen Jahren je nach rechtlicher Lage unterschiedliche Mieterstromkonzepte in den verschiedenen Ländern durchgesetzt haben, soll im folgenden Kapitel eine Übersicht über die aktuellen Modelle in Deutschland, der Schweiz und Österreich dargestellt werden.

3.5.1 Mieterstrommodell Deutschland

Das Mieterstrommodell in Deutschland besteht schon seit einigen Jahren. Es wurde jedoch aufgrund der hohen Einspeisetarife kaum genutzt. Wenn der Strompreis für die eingespeiste kWh Strom höher als der Strombezugspreis liegt, ist es für den Mieterstromanbieter natürlich wirtschaftlicher, die gesamte produzierte Energie in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Mit der Senkung der Einspeisetarife in den letzten Jahren wurden dann der Betrieb von Volleinspeisungsanlagen immer unwirtschaftlicher.

In Folge dessen ging der Trend in Richtung Steigerung der Eigenverbrauchsquote mit Überschusseinspeisung.

Das deutsche Mieterstrommodell unterscheidet sich dahingehend vom österreichischen Modell, dass der dezentral erzeugte Strom aus der PV-Anlage über einen Lieferanten an Dritte (in diesem Fall an die MieterInnen) verkauft wird. In der Praxis verkauft somit die MieterstromanbieterIn oder ImmobilienentwicklerIn den gesamten PV-Strom einem Energieversorgungsunternehmen und erhält dafür in einem Liefervertrag geregelte Vergütung. Die am Mieterstrommodell teilnehmenden MieterInnen werden dann vom Energieversorgungsunternehmen mit einem Mix aus dem von der hauseigenen PV-Anlage produziertem Strom und dem vom öffentlichen Netz bezogenen Netzstrom versorgt. Dafür wird den einzelnen MieterInnen ein eigens entwickelter Tarif für den PV-Strom verrechnet, der natürlich unter dem normalen Strombezugspreis des Energieversorgungsunternehmens liegt, da keine Netznutzungsentgelte und Steuern anfallen. Dies passiert nur abrechnungstechnisch. Rein physikalisch wird der gesamte PV-Strom direkt im Haus verbraucht (sofern kein Überschuss besteht). Ansonsten funktioniert das deutsche Modell ähnlich wie auch das österreichische Modell. Die überschüssigen Strommengen an der PV-Anlage werden in das öffentliche Stromnetz eingespeist und die MieterstromanbieterIn bekommt dafür eine Vergütung vom Verteilnetzbetreiber (in Deutschland die Förderung aus dem Erneuerbaren Energie Gesetz). Die am Mieterstrommodell teilnehmenden MieterInnen zahlen ihre reduzierte Stromrechnung an das Energieversorgungsunternehmen (Will und Zuber, 2016).

3.5.2 Mieterstrommodell Schweiz

In der Schweiz wurde der „gemeinsame Eigenverbrauch“ im Energiegesetz mit 01.01.2018 neu geregelt. Die wichtigste Änderung bezieht sich auf die Einführung der „Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch“ (ZEV). Ein solcher stellt einen einzigen Endverbraucher im Sinne der StromVG-Gesetzgebung dar und verfügt nur über einen einzigen Netzanschluss. Das heißt, dass der Verteilnetzbetreiber den Verbrauch und die Einspeisung des gesamten ZEV misst. Der ZEV ist für alles, was hinter dem Netzanschlusspunkt passiert, selbst verantwortlich. Darunter fällt beispielsweise die Messung der individuellen Stromverbräuche der am ZEV teilnehmenden Personen, die Aufteilung der Stromkosten sowie die Abrechnung. Rechtlich wird die Dienstbarkeit mit einem Dienstbarkeitsvertrag zwischen der EigentümerIn des Grundstücks, auf welcher

sich die PV-Anlage befindet und den übrigen teilnehmenden EigentümernInnen errichtet, öffentlich beurkundet und im Grundbuch eingetragen. Der größte Unterschied zu den Modellen in Österreich und Deutschland ist, dass der ZEV über mehrere aneinander angrenzende Grundstücke (hierzu zählen auch private oder öffentliche Straßen) hinweg gebildet werden kann, sofern die öffentlichen oder privaten GrundeigentümerInnen am ZEV teilnehmen. Zusätzlich müssen alle TeilnehmerInnen am Ort der Produktion auf mindestens einem der teilnehmenden Grundstücke Endverbraucher sein (EnergieSchweiz, 2018).

3.5.3 Mieterstrommodell Österreich

Im österreichischen Mieterstrommodell gibt es mehrere Umsetzungsvarianten für gemeinschaftlich betriebene PV-Anlagen. Im folgenden Kapitel werden die gängigen Umsetzungsvarianten in Österreich beschrieben. Die Informationen dafür stammen von der „Informationsplattform PV-Gemeinschaft“ des Bundesverbands „PV Austria“ (PV Gemeinschaft, 2018). Bei jedem der folgenden Modelle ist der Abschluss mehrere Verträge zwischen AnlagenbetreiberIn, ImmobilienbesitzerIn, Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen und MieterInnen notwendig. Auf die einzelnen Verträge wird aber in dieser Arbeit nicht detailliert eingegangen.

Modell 1: PV-Anlage als Infrastruktur „Gratisstrom“

In diesem Modell wird die PV-Anlage durch die ImmobilieneigentümerIn finanziert und betrieben. Die anteiligen Stromkontingente der PV-Anlage werden den MieterInnen kostenfrei zur Verfügung gestellt. Ähnlich wie bei Waschküchen und Fahrradabstellräumen wird hier das PV-Bezugsrecht als Infrastrukturausstattung des Hauses gesehen. Bei Genossenschaftswohnungen kann die PV-Anlage über den Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag finanziert werden. Der Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag ist eine Entgeltkomponente, die die VermieterIn bei den MieterInnen einhebt. Er stellt ein zweckgebundenes Geld für alle Reparaturen oder Verbesserungen dar, für deren Durchführung die VermieterIn zuständig ist. Auch der Eigenverbrauch der Allgemeinanlagen wie Lift oder Gangbeleuchtung verschafft den HausbewohnerInnen einen finanziellen Vorteil, da durch geringere Stromkosten auch die Betriebskosten sinken.

Die Erlöse aus der Überschusseinspeisung gehen in diesem Fall natürlich an die MieterstromanbieterIn. Die MieterInnen können in diesem Modell ihre Stromrechnung senken. Der Vorteil für die MieterstromanbieterIn bzw. ImmobilieneigentümerIn liegt darin, dass durch die Schenkung der Energie nahezu kein Organisationsaufwand für Vertragsgestaltung mit den MieterInnen und Verrechnung besteht. Dieses Modell ist jedoch nur für Genossenschaftswohnungen realisierbar, da die PV-Anlage ohne den Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag kaum wirtschaftlich betrieben werden kann.

Modell 2: Errichtung und Nutzung durch BewohnerInnen Verein

Es wird ein Verein der Hausbewohnerschaft gegründet, der als Vereinszweck die Errichtung und den Betrieb einer gemeinschaftlichen PV-Anlage auf dem Gebäude hat. Mieterstromanbieter ist in diesem Fall somit der Verein und dieser muss die Dachfläche von der ImmobilienbesitzerIn pachten. Alle relevanten Parameter wie die Art der Zahlungsflüsse, die Finanzierungskosten sowie die Höhe der Stromkosten aus der PV-Anlage werden in den Vereinsstatuten festgehalten. Durch die Zahlung eines Investitionsanteils erhalten die MieterInnen ein PV-Strombezugsrecht. Dieses Modell führt bei den BewohnerInnen wiederum zu einer Senkung der Stromkosten. Sie sind finanziell an der PV-Anlage beteiligt, müssen jedoch einen erhöhten Organisationsaufwand für die Vereinsgründung, Vertragsänderungen und Abrechnungen in Kauf nehmen.

Modell 3: Externes Unternehmen errichtet und verpachtet bzw. verkauft Strom an die BewohnerInnen

Ein externes Unternehmen/Contractor (das natürlich auch die ImmobilienbesitzerIn sein kann) errichtet und betreibt die PV-Anlage und trägt die vollen Investitionskosten. Der gesamte von der Anlage generierte Nutzen wird den HausbewohnerInnen bereitgestellt. Diese bezahlen dann entweder für den tatsächlich bezogenen Strom ein festgelegtes Entgelt pro kWh (das natürlich geringer ausfällt als eine kWh Netzstrom) oder eine fixe Miete pro Periode. Die MieterstromanbieterIn entwickelt in diesem Modell einen Aufteilungsschlüssel, der dem Verteilnetzbetreiber übermittelt wird. Dieser Aufteilungsschlüssel kann zum Beispiel anhand der Wohnungsgröße, dem Jahresenergieverbrauch oder anderen Parametern festgelegt werden. Mehr dazu im Kapitel 3.8. Der Verteilnetzbetreiber bildet die Differenz aus den Energieverbräuchen der MieterInnen

und dem anteilig zugerechneten Strom aus der PV-Anlage. In weiterer Folge teilt der Verteilnetzbetreiber dann dem Energieversorgungsunternehmen der einzelnen MieterInnen mit, welche Strommengen in Rechnung gestellt werden können. Die detaillierten Beziehungen zwischen den einzelnen Akteuren im österreichischen Modell wurden bereits in Abbildung 4 dargestellt. Den Erlös aus dem eingespeisten Strom ins Netz erhält die MieterstromanbieterIn. Dieses Modell bietet wieder Vorteile für die MieterInnen in Bezug auf die Senkung der Stromrechnung. Auch die MieterstromanbieterIn kann mit der PV-Miete wirtschaftliche Gewinne erzielen. Die Erlöse durch die eingespeisten Energiemengen fallen bei Modellen mit gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen eher gering aus, da durch die begrenzten Dachflächen meist relativ hohe Eigenverbrauchsquoten entstehen. Natürlich hängen die Gewinne stark vom Nutzerverhalten und der Partizipation der BewohnerInnen ab. Der Betrieb einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage bedarf in Österreich keiner Konzession als Energieversorger. Es sind lediglich die landesrechtlichen Vorschriften betreffend die Errichtungsgenehmigung oder Betriebsbewilligungen zu berücksichtigen.

Da die Annahmen für dieses Modell relativ einfach zu treffen sind, wird dieses auch für die Berechnungen in Kapitel 4 herangezogen.

Modell 4: Energieversorgungsunternehmen errichtet PV-Anlage als „Vollversorger“

In diesem Modell tritt das Energieversorgungsunternehmen als Mieterstromanbieter auf. Das EVU investiert in die PV-Anlage und verkauft den Strom wie im Modell 3 an die MieterInnen. Der Hauptunterschied zum Modell 3 liegt darin, dass die MieterInnen in diesem Fall den zusätzlich zum PV-Strom benötigten Netzstrom von dem EVU beziehen müssen, das auch die PV-Anlage betreibt. Die MieterInnen haben somit keine freie Wahl des EVU's mehr. Dieses Modell dient seitens des EVU's als KundInnenbindung oder zur Neugewinnung von KundInnen. Der Vorteil für die MieterInnen liegt wiederum in der Senkung der Stromrechnung. Das EVU kann in diesem Fall die erzeugte kWh Strom aus der PV-Anlage viel günstiger an die BewohnerInnen verkaufen, da die Netznutzungsentgelte wegfallen.

3.6 Eigenverbrauchsquote als Zukunftsmodell

Die Eigenverbrauchsquote ist eine der wichtigsten Kennzahlen im Bereich der photovoltaischen Nutzung. Sie wird nach Luthander et al. (2017) definiert als das Verhältnis von dem vor Ort genutzten Solarstrom zu der Gesamterzeugung der PV-Anlage. In den ersten Jahren der privaten und auch gewerblichen Nutzung von PV-Systemen waren ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen aufgrund der hohen Stromerzeugungspreise kaum möglich. Darum wurden Fördermodelle in Form von Einspeisetarifen und Investitionsförderungen eingeführt. Die Einspeisevergütungen überstiegen bei ihrer Einführung den Strombezugspreis um teilweise das Doppelte wie schon im Kapitel 3.2.1 beschrieben. Folglich wurde der gesamte Ertrag von den AnlagenbetreiberInnen der PV-Anlage ins öffentliche Netz eingespeist und es konnten hohe Gewinne erzielt werden. In den darauffolgenden Jahren wurden die Einspeisetarife dann sukzessiv gesenkt. Der geförderte Einspeisetarif der OeMAG liegt für das Jahr 2019 bei 7,67 Cent pro kWh. Infolgedessen geht der Trend in Richtung der Steigerung der Eigenverbrauchsquote. In typischen Einfamilienhäusern werden im Durchschnitt Eigenverbrauchsquoten von rund 35% erreicht. Dieser relativ geringe Wert resultiert aus einer zeitlich ineffizienten Nutzung der Anlagen. Die Verbrauchsspitzen von typischen Einfamilienhaushalten ergeben sich in der Früh und am Abend. Untertags wird meist sehr wenig Energie verbraucht. Genau zu diesen Zeiten erzeugt jedoch die PV-Anlage den größten Teil der Energie. Folglich werden große Energiemengen in das öffentliche Netz eingespeist und die Eigenverbrauchsquote sinkt. Gemeinschaftlich genutzte PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern weisen im Vergleich zu Anlagen auf Einfamilienhäusern meist wesentlich höhere Eigenverbrauchsquoten auf. Grund dafür ist die im Verhältnis zur Wohnungsanzahl relativ gering ausfallende Dachfläche. Es kann also in vielen Fällen schlichtweg nicht mehr Energie produziert werden. Es gibt verschiedene Methoden um die Eigenverbrauchsquote zu steigern. Zu den gängigsten Modellen zählt die Energiespeicherung sowie Lastenverlagerung („Load Shifting“). Durch die Integration von Power-to-Heat Systemen, Wärmepumpen oder Energiespeichern, beispielsweise in Form von Batterien oder eines Elektroautos, können Eigenverbrauchsquoten bis zu 70% erreicht werden. Auch die automatisierte Verlagerung von Lastspitzen im Haushalt (beispielsweise die Nutzung energieintensiver Geräte wie einer Waschmaschine zu Zeiten, an denen die PV-Anlage Strom liefert) kann zu einem erheblichen Anstieg der Eigenverbrauchsquote führen. Die intelligente, automatisierte

Nutzung von Geräten zu Ertragsspitzen der PV-Anlage wird bereits in so genannten „Smart-Home“ Konzepten realisiert (Luthander et al. 2017; Maier et al. 2014; Teoh und Liebl, 2016).

3.7 Messkonzept Österreich

Einer der wichtigsten Faktoren bei der Umsetzung von Mieterstrommodellen ist die präzise Erfassung von Stromverbrauch und Stromeinspeisung. Die Wahl der passenden Messkonzepte ist für die Erfüllung der einhergehenden Steuerungs- und Abrechnungsaufgaben essenziell. Für eine korrekte Abrechnung, muss der Stromverbrauch einer MieterIn in kWh in einem definierten Zeitraum gemessen werden. Des Weiteren ist die Differenzbildung zwischen erzeugtem, eingespeistem und fremdbezogenem Strom wichtig für die Abrechnung. Auch eine detaillierte zeitliche Auflösung der Stromverbräuche in den Gebäuden kann von Nöten sein. In den letzten Jahren etablierten sich eine Vielzahl an Messkonzepten in den verschiedenen Ländern. Die Herausforderung bei der Einführung solcher Modelle stellen meist nicht die technischen Anforderungen, als vielmehr die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar. In dieser Arbeit wird ausschließlich das österreichische Messkonzept behandelt.

Eine Messeinrichtung dient dem Zweck, die verbrauchte Menge an Elektrizität über einen zeitlichen Verlauf zu erfassen. Folglich wird für Messgeräte, mit denen die elektrische Wirkleistung über einen bestimmten Zeitraum aufsummiert wird, allgemein der Begriff „Strom- und Elektrizitätszähler“ verwendet. Eine Messeinrichtung ist nach DIN 1319-1 (1995) als die „Gesamtheit aller Messgeräte und zusätzlicher Einrichtungen zur Erzielung eines Messergebnisses“ definiert. Jedes Messgerät bzw. jeder Stromzähler wird in der Energiewirtschaft als Zählerpunkt bezeichnet. Ein Zählerpunkt ist die Stelle, an der die Versorgungsleistung (Elektrizität) an den Verbraucher übergeben oder vom Erzeuger bezogen wird. Mehrere Messstellen werden zu einem virtuellen Zählerpunkt zusammengefasst (Behr und Großklos, 2017).

Für das österreichische Messkonzept bildet die Gesetzesnovellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) die Basis. Für die Umsetzung einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage werden so genannte Smart-Meter- Zähler benötigt. Dies sind Stromzähler, die digitale Daten wie zum Beispiel Tarifänderungen

oder Stromverbräuche senden und empfangen können und dazu in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind. In Österreich sind jedoch nur ca. 10% der Haushalte mit Smart-Meter-Zählern ausgestattet. Bis Ende 2020 sollten aber 80% und bis 2022 95% der Stromkunden in Österreich mit einem intelligenten Zähler ausgestattet werden. Dies wurde in der Intelligente Messgeräte-Verordnung der EU (IMA-VO 2011) festgelegt (E-Control, 2018b).

Für die Mindestkonfiguration wird ein Smart-Meter (in diesem Fall ein Zweirichtungszähler) am Hauptanschluss des Gebäudes benötigt, der die eingespeisten Energiemengen der PV-Anlage ins Netz, sowie den Strombezug aus dem Netz misst. Des Weiteren ist ein Erzeugungszähler für die PV-Anlage notwendig, der registriert, wie viel Strom von der Anlage produziert und ins Gebäude eingespeist wird. Standardmäßig werden Smart-Meter mit Tageswerten-Aufzeichnungen (24 Stunden-Werten) installiert, wobei zwei erweiterte Konfigurationen möglich sind:

- OPT-IN: Aufzeichnung der Daten im 15-Minuten Intervall
- OPT-OUT: Aufzeichnung der Daten mit reinem Summenzählerstand (wie bisher)

Will eine MieterIn an einem gemeinschaftlichen PV-Projekt partizipieren, muss der Smart-Meter explizit die Option „OPT-IN“ wählen, um die gesetzlich vorgegebene 15 minütige Messung erfüllen zu können. Eine Herausforderung bei gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen stellt die freie Lieferantenwahl der MieterInnen dar. Auch eine taggenaue Abrechnung muss bei einem Wohnungswechsel möglich sein. Dafür muss die Verteilung des PV-Stroms auf die partizipierenden Personen ermittelt werden. Um die gesetzlich vorgeschriebene 15-Minütige Abrechnung gewährleisten zu können, muss für die Umsetzung dieses Modells auch in den einzelnen Wohnungen aller MieterInnen ein Smart-Meter installiert werden. Mit Hilfe von Smart-Metern, virtuellen Zählerpunkten und einer Software Lösung wird somit eine Verrechnung des generierten PV-Stroms ermöglicht. Mit dieser Lösung können auch MieterInnen, die nicht am Projekt teilhaben wollen, einfach herausgerechnet werden (Woess-Gallasch et al., 2017). Abbildung 5 stellt das grundlegende Messkonzept einer PV-Anlage auf einem Mehrparteienhaus dar.

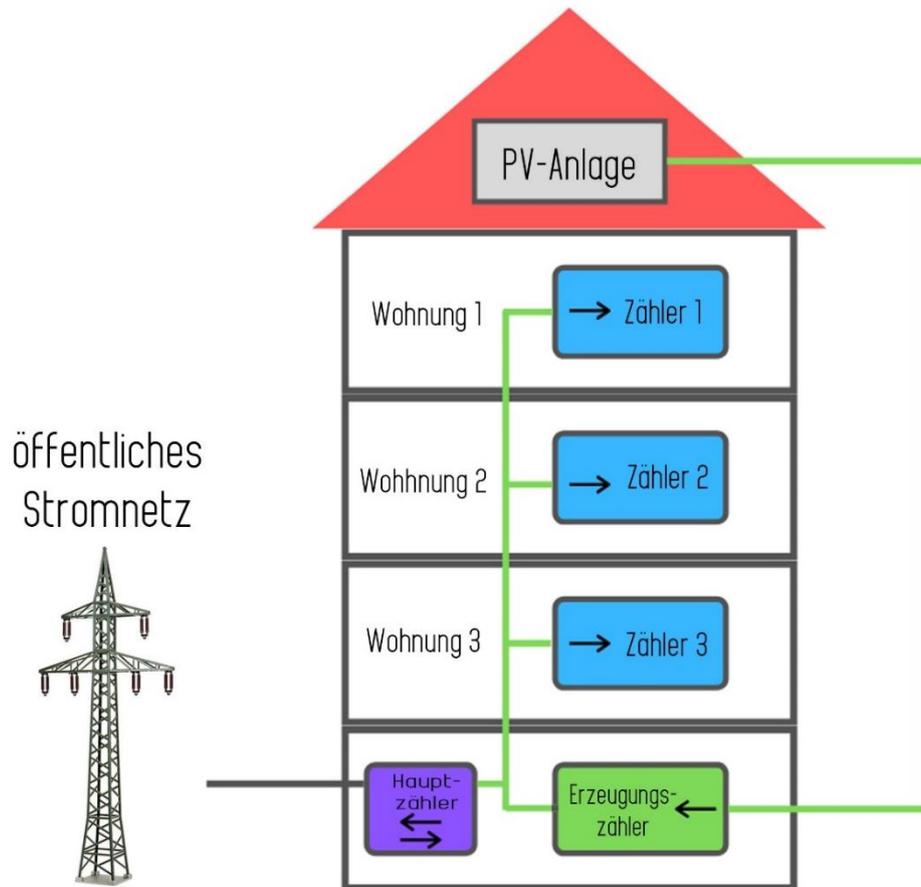


Abbildung 5: Messkonzept einer PV-Anlage auf einem Mehrparteienhaus (Quelle: eigene Darstellung)

Ein weiterer wichtiger Faktor neben dem passenden Messkonzept ist die Frage nach einem sinnvollen Nutzenzuweisungskonzept. In der Praxis wird der Mieterstrom anhand von zwei Verteilungsschlüsseln abgerechnet: statisch und dynamisch. Mehr dazu im folgenden Kapitel.

3.8 Zuweisung des Nutzens einer Photovoltaikanlage

Für die Zuweisung des generierten Nutzens einer gemeinschaftlichen PV-Anlage auf Mehrparteiengebäuden gibt es mehrere Varianten. Im Fokus hierbei steht wieder die Eigenverbrauchsquote. Je höher die Eigenverbrauchsquote des Systems, desto höher wird der generierte wirtschaftliche Nutzen der Anlage. Bei Mehrparteiengebäuden kann grundsätzlich von sehr hohen Eigenverbrauchsquoten ausgegangen werden, da wie schon erwähnt, die Dachflächen (und somit die Leistung der Anlage) im Verhältnis zu der Wohnungsanzahl im Gebäude relativ gering sind. Folglich muss wenig Strom

ins öffentliche Netz eingespeist werden und die Eigenverbrauchsquote steigt. Für die Aufteilung des generierten Nutzens der PV-Anlage auf die einzelnen MieterInnen wird zwischen statischen und dynamischen Ansätzen unterschieden. Eine statische Aufteilung bedeutet, dass jeder MieterIn immer der vereinbarte erzeugte Anteil an PV-Strom zugeordnet wird. Der nicht verbrauchte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist. Die Vergütung dafür bekommt die MieterstromanbieterIn. Die Vorteile einer statischen Zuweisung ergeben sich in einer einfachen Abrechnung sowie Vertragsgestaltung. Dabei muss jedoch mit einer geringeren Eigenverbrauchsquote als bei dynamischen Ansätzen gerechnet werden (BMWFW, 2017).

Die dynamische Zuweisung erfolgt nach dem jeweiligen tatsächlichen Verbrauchverhalten der einzelnen MieterInnen. Die erzeugte Energie wird dafür im Verhältnis zum Verbrauch pro Viertelstunde zugeordnet. Wird von der PV-Anlage weniger Energie erzeugt, als die MieterIn benötigt, so erfolgt eine Zuordnung im Verhältnis zu deren aktuellen Bedarf. Wird von einer MieterIn weniger Energie benötigt, als ihr zugeteilt wird, so wird die überschüssige Energie auf die anderen berechtigten TeilnehmerInnen bedarfsgerecht aufgeteilt. Wird insgesamt mehr Energie erzeugt, als alle TeilnehmerInnen benötigen, so wird der Überschuss ins öffentliche Netz eingespeist (Netz Oberösterreich, o.D.).

Je nach Nutzungsform der Gebäude, müssen die beiden grundlegenden statischen und dynamischen Ansätze erweitert werden. Die erste Variante stellt eine Grundaufteilung des Nutzens anhand der individuellen Fläche der einzelnen Wohnparteien an der Gesamtwohnfläche der Immobilie dar. Dieser Ansatz stellt eine passende Lösung für Immobilien mit sehr unterschiedlich großen Wohneinheiten dar. Auch eine Aufteilung des Nutzens anhand der Jahresstromverbräuche der einzelnen Wohnparteien am Gesamtenergieverbrauch der Immobilie stellt eine mögliche Variante dar. Diese Zuweisungsvariante wird hauptsächlich für Gebäude eingesetzt, bei denen die einzelnen Stromverbräuche der MieterInnen stark variieren. Dies ist bei Gebäuden der Fall, in denen beispielsweise Geschäftslokalitäten eingemietet sind.

In dieser Masterarbeit wird ein Mehrparteienhaus mit durchschnittlichen Energieverbräuchen sowie durchschnittlichen Wohnungsgrößen ausgegangen (mehr dazu im Kapitel 4.1). Dafür wird ein Ansatz gewählt, bei dem die MieterstromanbieterIn jeder MieterIn den gleichen Anteil an PV-Strom zuweist. Der generierte Nutzen wird so von Anfang an anteilig fix den einzelnen Wohnparteien zugewiesen. Bei dem dynamischen Ansatz werden dafür in einem zweiten Schritt die Energieüberschüsse einzelner

Verbrauch Mieter A/B/C:	Verbrauchte Energiemenge pro 15 Minuten von Mieter A/B/C in kWh
Gesamtverbrauch:	Summer der verbrauchten Energiemengen aller MieterInnen in kWh
Differenz:	Differenz zwischen PV-Ertrag und Gesamtverbrauch in kWh
Generierter Nutzen:	selbst verbrauchte Energiemengen aller MieterInnen in kWh
Anteiliger Nutzen:	anteiliger Nutzen je MieterIn in kWh
Bezug-Einspeisung A/B/C:	theoretischer Netzbezug bzw. theoretische Netzeinspeisung der einzelnen MieterInnen in kWh

Spalte 1 stellt das $\frac{1}{4}$ - stündliche Messintervall dar. Es werden für eine beispielhafte Veranschaulichung nur 8 Intervalle angegeben. Somit ergeben sich 95 Messintervalle pro Tag und 35.040 Messintervalle pro Jahr.

In Spalte 2 wird der gesamte Ertrag der PV-Anlage in kWh im betrachteten Zeitraum angegeben und spiegelt auch den Wert des maximal generierbaren Gesamtnutzen aller MieterInnen wieder. Der maximal generierbare Gesamtnutzen wird aber nur dann erzielt, wenn der Gesamtverbrauch aller MieterInnen in Spalte 6 höher ist als der Ertrag der PV-Anlage.

Spalte 3 bis 5 stellt die Energieverbräuche von drei MieterInnen im betrachteten Zeitraum dar. In realen Mieterstromprojekten ist die Anzahl der partizipierenden MieterInnen naturgemäß viel höher.

In Spalte 6 wird die Summe des Gesamtverbrauchs der drei MieterInnen angegeben.

Spalte 7 stellt die Differenz zwischen der von der PV-Anlage erzeugten Energiemenge und dem Gesamtverbrauch aller MieterInnen dar. Ist der ausgegebene Wert größer als Null, so wird mehr Energie produziert als von den MieterInnen verbraucht wird und

es kommt zur Einspeisung ins öffentliche Netz. Bei Werten kleiner Null wird mehr Energie verbraucht als produziert und der maximale Nutzen im betrachteten Zeitraum wird generiert.

Der im Messintervall generierte Nutzen wird in Spalte 8 angegeben. Wenn der Verbrauch der MieterInnen kleiner als die produzierte Energiemenge der PV-Anlage ist, so wird der Wert aus Spalte 6 ausgegeben. Ist wiederum die produzierte Energiemenge kleiner als der Gesamtverbrauch, so wird der Wert aus Spalte 2 ausgegeben.

In Spalte 9 wird nun in einem nächsten Schritt der generierte Nutzen zu gleichen Teilen auf die einzelnen MieterInnen aufgeteilt.

In den Spalten 10 bis 12 findet sich die Differenz zwischen den Verbräuchen der MieterInnen sowie den ihnen zugewiesenen generierten Nutzen wieder. Der daraus resultierende Wert stellt jene Energiemenge dar, die theoretisch vom Energieversorgungsunternehmen zugekauft werden müsste. Es treten hierbei auch Werte kleiner Null auf. Dies bedeutet, dass der zugewiesene generierte Nutzen höher als der Verbrauch der MieterInnen ist und dieser Teil somit eingespeist wird. Rein theoretisch müsste jede einzelne MieterInnen diesen eingespeisten Teil vom Energieversorgungsunternehmen vergütet bekommen. Da dies aufgrund der gesetzlichen Lage nicht möglich ist, wird die gesamte eingespeiste Energie dem Mieterstromanbieter vergütet.

Das Modell der statischen Nutzenzuweisung stellt auf der einen Seite eine leicht umsetzbare Lösung für den Verteilnetzbetreiber und die Energieversorgungsunternehmen dar. Die partizipierenden MieterInnen sowie die MieterstromanbieterInnen werden jedoch bei dieser Variante benachteiligt. Das Hauptproblem bei diesem Ansatz sind die negativen Werte in den Spalten 10 bis 12. Obwohl diese Energiemengen physikalisch im Mehrparteienhaus verbraucht werden (wenn auch von anderen MieterInnen), gelten sie abrechnungstechnisch als ins öffentliche Netz eingespeist. Damit ergibt sich insgesamt ein reduzierter gemeinsamer Nutzen, da die MieterInnen den physikalisch selbst verbrauchten Strom rein abrechnungstechnisch trotzdem vom Netz zu einem höheren Tarif pro kWh beziehen müssen. Somit ergibt sich aus der Differenz zwischen der niedrigen Einspeisevergütung und den vergleichsweise hohen Strombezugspreisen ein wirtschaftlicher Nachteil der statischen Nutzenzuweisung.

3.8.2 Dynamische Nutzenzuweisung mit 1/4 -Stunden Intervallen

Grundsätzlich ist das Ziel des dynamischen Ansatzes, die eingespeisten Energiemengen auf ein Minimum zu reduzieren. Die Zuweisung erfolgt im ersten Schritt ident zum statischen Modell. Die produzierten Energiemengen werden zu gleichen Teilen auf die teilnehmenden MieterInnen aufgeteilt und mit dem jeweiligen Verbrauch abgeglichen. Alle überschüssigen Energiemengen, welche die einzelnen MieterInnen von dem ihnen zustehenden Anteil nicht verbrauchen, werden in einem Topf gesammelt. Auch sämtliche zusätzlich benötigten Energiemengen werden aufsummiert. Dies sind jene Energiemengen, die zusätzlich zum Anteil der den MieterInnen zusteht noch vom Netz bezogen werden müssten. In einem weiteren Schritt wird das Verhältnis aus eben beschriebenen Überschüssen und zusätzlich benötigten Energiemengen errechnet. Diese Ratio gibt an, welcher Teil an zusätzlich benötigter Energie durch die Überschüsse der einzelnen MieterInnen gedeckt werden kann. In einem letzten Schritt werden dann die zusätzlich benötigten Energiemengen der Wohnparteien, die quasi mit PV-Strom unterversorgt sind, mit dieser Ratio multipliziert. Als Ergebnis werden jene Energiemengen dargestellt, welche die jeweilige Wohneinheit von anderen Einheiten zugerechnet bekommen hat. Tritt der Fall ein, dass der gesamte Ertrag der PV-Anlage größer als der Gesamtverbrauch aller MieterInnen ist, so werden nach dem eben beschriebenen Schema zuerst sämtliche Wohnparteien mit PV-Strom versorgt und nur das unvermeidbare Minimum wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Tabelle 2: Dynamische Nutzungszuweisung in kWh mit 1/4-Stunden Intervallen
(Quelle: eigene Darstellung)

		Mieter A	Mieter B	Mieter C	Mieter D	Σ
1	PV-Ertrag					11
2	Ertrag/Mieter					2,75
3	Verbrauch	2	3	5	2	12
4	Differenz	-0,75	0,25	2,25	-0,75	1
5	Überschüsse					1,5
6	zusätzlich benötigte Energie					2,5
7	Verhältnis					60%
8	Deckung		0,15	1,35		
9	zugewiesene Energiemenge	2	2,9	4,1	2	11
10	zusätzlich benötigter Netzstrom	0	0,1	0,9	0	1

In Tabelle 2 wird ein einziges ¼-stündliches Messintervall mit gespiegelten Achsen dargestellt. Die Spalten werden durch die vier Mietparteien sowie einer Spaltensumme gebildet. In den Zeilen wird die dynamische Nutzungszuweisung schrittweise dargestellt.

Zeile 1 zeigt wieder den Ertrag der PV-Anlage eines ¼-stündlichen Messintervalls. In diesem Fall wurden 11 kWh erzeugt.

Dieser Wert wird dann im nächsten Schritt wieder auf die vier MieterInnen aufgeteilt (Zeile 2).

Zeile 3 gibt wiederum die Verbräuche der einzelnen Mietparteien sowie den Gesamtverbrauch aus.

In Zeile 4 wird die Differenz zwischen den zugeteilten Energiemengen und den einzelnen Verbräuchen dargestellt. Ergibt sich dabei ein negativer Wert (siehe MieterIn A und D), so steht im betrachteten Zeitraum mehr Energie zur Verfügung, als von der MieterIn verbraucht wurde. Es herrscht somit ein Überschuss. Bei positiven Werten (siehe MieterIn B und C) wird von den Wohnparteien mehr Energie benötigt, als ihnen

zugewiesen wurde. In der Spalte „Summe“ lässt sich erkennen, ob die gesamte Immobilie im betrachteten Intervall einen Überschuss generiert hat, oder ob zusätzliche Energiemengen vom öffentlichen Netz bezogen werden müssen. Im vorliegenden Beispiel wird mehr Energie (12 kWh) benötigt, als von der Anlage erzeugt wird (11 kWh). Folglich muss 1 kWh aus dem Netz bezogen werden.

In Zeile 5 und 6 finden sich die aufsummierten Überschüsse (0,75 kWh + 0,75 kWh) sowie die zusätzlich benötigten Energiemengen (0,25 kWh + 2,5 kWh) wieder. Die Differenz der beiden Werte muss wiederum dem Summenwert aus Zeile 4 entsprechen.

In Zeile 7 wird das Verhältnis aus den gesamten überschüssigen Energiemengen und den gesamten zusätzlich benötigten Energiemengen dargestellt. Dieser Wert gibt an, wie viel der zusätzlich benötigten Energie aus den eigenen Überschüssen gedeckt werden kann. In diesem Fall beträgt diese Ratio 60% ($1,5 \text{ kWh} / 2,5 \text{ kWh}$).

Der Anteil der Deckung aus den eigenen Überschüssen ergibt sich in Zeile 8. Dafür wird für die MieterInnen mit zusätzlichem Energiebedarf der Wert aus Zeile 4 mit der Ratio multipliziert. Für MieterIn B wäre das beispielsweise $0,25 \text{ kWh} * 60\% = 0,15 \text{ kWh}$.

In Zeile 9 findet sich die gesamte zugewiesene Energiemenge aller Wohnparteien wieder. Für die Wohneinheiten, die keine zusätzliche Energie benötigen (MieterIn A und D) wird der Wert aus Zeile 3 ausgegeben, da diese Parteien ihren Verbrauch mit dem ihnen zugewiesenen Anteil an PV-Strom decken können. Für alle MieterInnen, die ihren Energieverbrauch nicht mit dem ihnen zugeteilten Anteil decken können (siehe MieterIn B und C) wird der Wert aus Zeile 2 mit dem Wert aus Zeile 8 addiert. Für MieterIn B ergibt sich somit beispielsweise: $2,75 \text{ kWh}$ (zugeteilter PV-Ertrag) + $0,15 \text{ kWh}$ (Deckung aus eigenen Überschüssen) = $2,9 \text{ kWh}$. In der letzten Spalte der Zeile 9 sollte sich, sofern der Verbrauch im betrachteten Messintervall höher als der PV-Ertrag ist, der gleiche Wert wie in Zeile 1 wiederfinden.

In der zehnten und somit letzten Zeile werden die zusätzlichen, vom Netz bezogenen Energiemengen je Wohnpartei ausgegeben. Für jene MieterInnen, die ihren Verbrauch mit den ihnen zugeteilten Energiemengen decken können, beträgt dieser Wert Null

(Mieter A und D). Für alle anderen Mieteinheiten, die trotz zugeteilter PV-Energie ihren Verbrauch nicht decken können, wird in dieser Zeile der übrig gebliebene Netzbezug dargestellt.

Die dynamische Nutzenzuweisung stellt eine überaus brauchbare Saldierungsvariante dar. Durch die dynamische Verteilung der Überschüsse wird nur ein Minimum an Energie ins öffentliche Netz eingespeist. Dadurch steigt die Eigenverbrauchsquote und es ergibt sich ein sehr hoher wirtschaftlicher Nutzen der gemeinschaftlichen PV-Anlage. Da bei der dynamischen Zuweisung des Nutzens die einzelnen MieterInnen unterschiedlich stark von der PV-Anlage profitieren, stellt sich hier auch die Frage nach der Gerechtigkeit bzw. Fairness. Grundsätzlich stellt die statische Zuweisung eine sehr „faire“ Variante dar, da jede Mieteinheit den gleichen Teil an PV-Strom zugewiesen bekommt. Ist jedoch beispielsweise eine MieterIn nur nachts zuhause und benötigt untertags keinen Strom, bekommt sie jedoch in dieser Zeit trotzdem einen fixen Teil der erzeugten Energiemenge bereitgestellt, der somit vollständig ins Netz eingespeist werden müsste. Somit trägt diese MieterIn nicht zum gesamten generierten Nutzen der PV-Anlage bei. Bei der dynamischen Zuweisung profitieren die MieterInnen, welche ihren Strom zu Zeiten verbrauchen, in denen auch die PV-Anlage Strom produziert in einem noch höheren Ausmaß als bei dem statischen Modell. Dies würde jedoch andererseits bedeuten, dass der zugeteilte Nutzen einer MieterIn höher ist, je höher ihr Stromverbrauch im betrachteten Messintervall ist, was wiederum zu einem negativen gesamtökologischen Effekt führt. Das Thema der Gerechtigkeit bzw. Fairness ist sehr komplex und wird in dieser Arbeit nicht mehr weiter behandelt. Grundsätzlich stellt sich allgemein die Frage, ob es eine optimale und faire Lösung für alle partizipierenden Akteure in einem Mieterstrommodell gibt.

4 Fallstudie

Nach der Beschreibung aller benötigten theoretischen Grundlagen werden nun das statische sowie das dynamische Nutzenzuweisungsmodell anhand eines Fallbeispiels getestet. Um aussagekräftige Ergebnisse zu bekommen, wird in dieser Arbeit von einem durchschnittlichen Mehrparteiengebäude in Wien ausgegangen. Die dafür getroffenen Annahmen werden in den folgenden Kapiteln genauer beschrieben.

4.1 Auswahl des Mehrparteiengebäudes

Die Wirtschaftlichkeit einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage hängt sehr stark von Faktoren wie den Energieverbräuchen der MieterInnen sowie der Leistung der PV-Anlage ab. In dieser Arbeit wird ein durchschnittliches Mehrparteiengebäude in Wien angenommen. Die Bemühungen um ein reales Gebäude (bzw. um reale Verbrauchsdaten aus Wien) gestalteten sich aufgrund der Datenschutzverordnung als sehr schwierig. Daher wurde basierend auf Statistiken aus der Gebäude- und Wohnungszählung der MA23 der Stadt Wien (Stadt Wien, 2015) einige Annahmen getroffen, um ein realistisches, umsetzbares Beispielgebäude zu entwickeln. Wie schon beschrieben ist einer der wichtigsten Parameter die Anzahl der Wohnparteien (bzw. in weiterer Folge die Energieverbräuche) im Haus. Die am häufigsten vorkommende Wohnungsanzahl in Mehrparteiengebäuden Wiens liegt zwischen 11 und 20. Dies ist bei 24.966 Mehrparteiengebäuden in Wien der Fall. Hierbei ist zusätzlich zu erwähnen, dass in der betrachteten Statistik auch Immobilien mit nur einer Wohneinheit vorkommen. Diese wurden jedoch für die Betrachtung von Mehrparteiengebäuden herausgerechnet. Die durchschnittliche Anzahl an Stockwerken liegt zwischen 2 und 5. Der letzte Parameter betrifft die Wohnflächen. Diese liegt im Durchschnitt zwischen 60 und 90 m² (Stadt Wien, 2015). Auf Basis dieser Daten wurde schließlich ein dreistöckiges Mehrparteiengebäude mit 15 Wohneinheiten und Wohnflächen von rund 60 m² angenommen. Folglich ergibt sich eine Dachfläche von ungefähr 315 m² (je nach Auslegung der Hausflure etc.). Um das Potenzial zu maximieren, wurde das Gebäude südseitig ausgelegt.

4.2 Dimensionierung der Photovoltaikanlage

In einem nächsten Schritt wurde eine PV-Anlage für das Beispielgebäude dimensioniert. Für diese Dimensionierung sowie zur späteren Ertragssimulation wurde das Engineering-Tool der Software „PV SOL“ des deutschen Unternehmens Valentin Software verwendet. Für die Klimadaten greift PV Sol auf die Meteororm Software zurück. Es wurden hierfür die Klimadaten für den Standort WIEN/CITY, AUT (1991-2010) gewählt. Daraus ergibt sich ein spezifischer Jahresertrag von 1081 kWh/kWp.

Aufgrund der verhältnismäßig geringen Dachfläche, konnte das gewählte Flachdach unter den gesetzlichen Voraussetzungen bedenkenlos voll belegt werden. Da bei dem gewählten Gebäude von keiner Sicherung des Daches ausgegangen wird, muss ein Randabstand von mindestens zwei Metern eingehalten werden. Somit ergeben sich rund 230 m² nutzbare Dachfläche. Vor der Installation der PV-Anlage muss um eine Netzzusage angesucht werden. Hierbei werden alle relevanten Netzdaten der Anlage erhoben und folglich die Auswirkungen der PV-Anlage auf das öffentliche Netz geprüft. Dies geschieht in der Regel durch die AnlagenbetreiberIn. Des Weiteren wurde ein Aufständigungswinkel von 15 Grad gewählt um die Anlagenleistung zu optimieren. Außerdem können die Anlagenkosten durch die Serienproduktion dieser Unterkonstruktionsvariante gesenkt werden. Für die Belegung wurden schließlich 68 Module des Typs „KPV PE NEC 270Wp“ der Firma KIOTO Photovoltaics GmbH verwendet. Die Größe der einzelnen Module beträgt rund 1,6 m². Somit ergibt sich eine gesamte PV-Modulfläche von 112,4 m². Zwischen den Aufständigungen wurde ein Gestellabstand von 0,5 Metern gewählt um die Selbstverschattung der Module zu verhindern. Insgesamt konnte somit eine Anlagenleistung von 18,36 kWp erreicht werden.

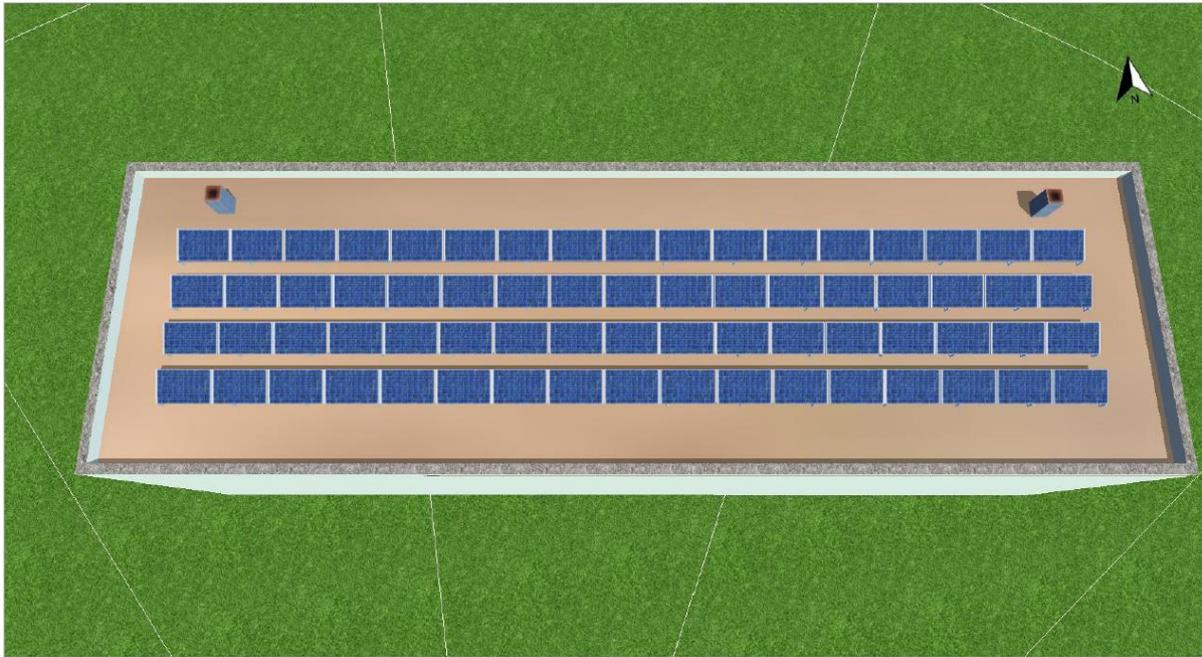


Abbildung 6: Anlagenansicht aus der Vogelperspektive (Valentin Software, 2018)

Auf Basis der Anlagenleistung sowie dem spezifischen Jahresertrag wurde die Ertragsprognose eines Jahres erstellt. Unter gegebenen Voraussetzungen kann ein Ertrag von 19.849 kWh pro Jahr erzeugt werden. Dieser Ertrag kann natürlich durch mehrere Faktoren beeinflusst werden. In diesem Fall wurde beispielsweise von keiner zusätzliche Verschattung ausgegangen. Dies kann jedoch vor allem im urbanen Raum zu erheblichen Ertragsminderungen führen. Wird die Dachfläche eines Mehrparteiengebäudes durch ein anderes Gebäude etc. stark verschattet, so stellt sich jedoch grundsätzlich die Frage nach der Sinnhaftigkeit einer PV-Anlage. Weiters kann der Ertrag der PV-Anlage durch Schneebedeckung (rutscht bei hohem Feuchteanteil nicht immer ab), Verschmutzung durch Laub etc. sowie hohen Temperaturen (je höher die Lufttemperatur, desto geringer ist der Wirkungsgrad der Anlage) verringert werden. Auch durch das so genannte „Mismatch“ kann der Ertrag begrenzt werden. Damit wird der Leistungsverlust der in Reihe geschalteter PV-Module beschrieben. Das leistungsschwächste Modul begrenzt den Strom aller angeschlossenen PV-Module. Auf diese ertragsmindernden Faktoren wird jedoch in dieser Arbeit nicht im Detail eingegangen.

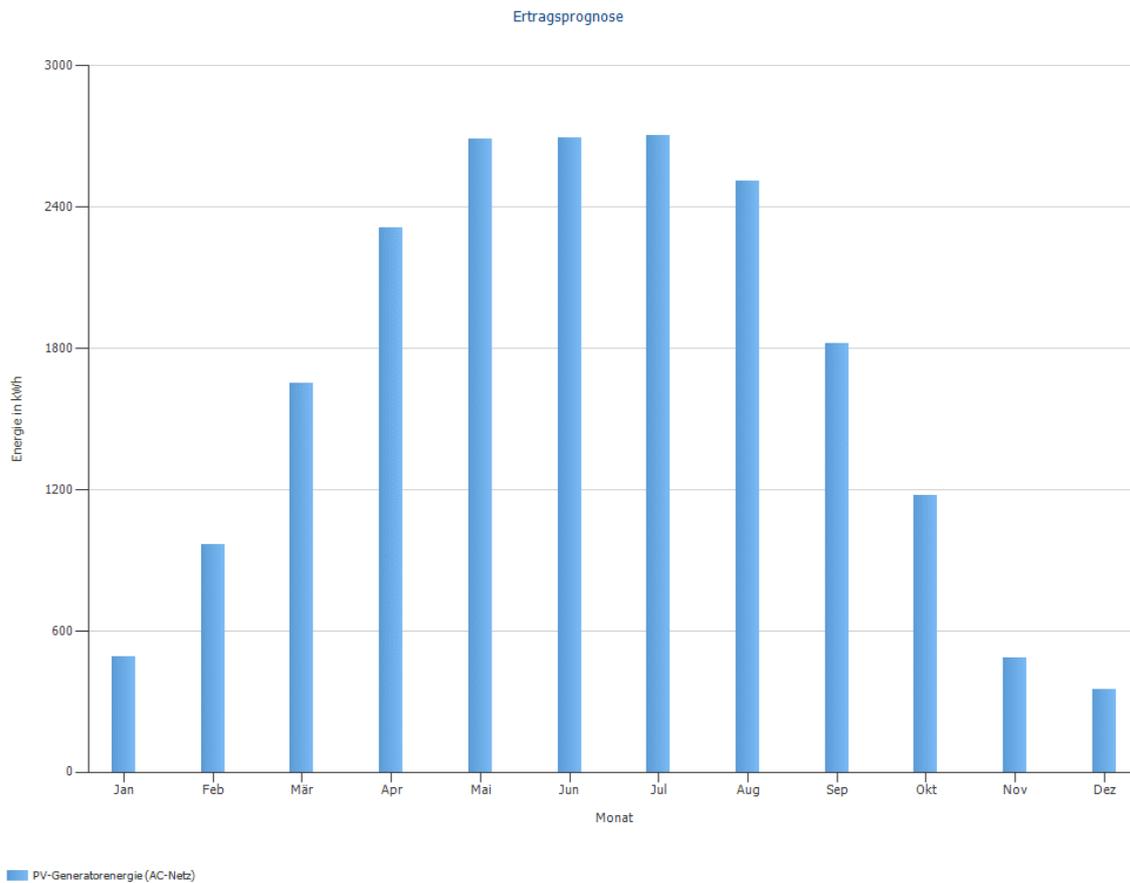


Abbildung 7: Ertragsprognose der Photovoltaikanlage (Valentin Software, 2018)

Abbildung 7 zeigt die Ertragsprognose der projektierten PV-Anlage im Jahresverlauf. Es zeigt sich ein klassisches Ertragsmaximum in den Sommermonaten. Da aber, wie schon des Öfteren beschrieben, die spezifischen Anlagenleistung je Wohnpartei relativ gering ausfällt, kommt es auch in den Sommermonaten zu sehr geringen, ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Energiemengen.

Für die weitere Auswertung müssen die Ertragsdaten der PV-Anlage generiert werden. Die Software PV SOL verfügt über eine Funktion der Ausgabe des Ertragsprofils in minütlicher Auflösung. Um den gesetzlichen Rahmenbedingungen gerecht zu werden, müssen diese Minutenintervalle in $\frac{1}{4}$ -stunden Intervalle umgerechnet werden, um in einem weiteren Schritt mit den Verbrauchsdaten abgeglichen werden zu können. Die Umrechnung der 525.600 Minutenwerte in 35.040 $\frac{1}{4}$ -stunden Werte erfolgte mit Microsoft Excel.

Tabelle 3: Erträge der 18,36 kWp PV-Anlage je Monat in kWh (Quelle: eigene Darstellung)

Monat	Ertrag in kWh	Verhältnis zum Jahresertrag	Verhältnis zum besten Monat (Juli)
Jänner	492	2,48%	18,19%
Februar	964	4,86%	35,65%
März	1650	8,31%	61,00%
April	2309	11,63%	85,39%
Mai	2690	13,55%	99,46%
Juni	2694	13,57%	99,63%
Juli	2704	13,62%	100,00%
August	2508	12,64%	92,75%
September	1823	9,18%	67,39%
Oktober	1177	5,93%	43,52%
November	487	2,45%	17,99%
Dezember	351	1,77%	12,99%
Jahresertrag	19849		

Tabelle 3 zeigt die Erträge der projektierten PV-Anlage je Monat für ein Jahr in kWh. Insgesamt wurden in dem betrachteten Jahr somit 19.849 kWh erzeugt. Des Weiteren wird das Verhältnis zum Jahresertrag sowie das Verhältnis zum ertragreichsten Monat Juli in Prozent angegeben.

Im nächsten Schritt wird auf die spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage eingegangen. Um die Wirtschaftlichkeit des gesamten Modells bewerten zu können, bedarf es neben den Ertragsprofil der PV-Anlage und den Verbrauchsdaten der Wohneinheiten (mehr dazu im Kapitel 4.3) einer weiteren Datengrundlage, nämlich den Investitionskosten der PV-Anlage. Für die dimensionierte PV-Anlage wurde ein realistisches Angebot der Firma Helios Sonnenstrom GmbH eingeholt, das im Anhang abgebildet wird.

Im Angebot der Firma Helios lässt sich erkennen, dass die einzelnen Posten für die PV-Anlage mit Null Euro deklariert sind. Dies ist der Fall, da die meisten Firmen, wie schon beschrieben, Systempreise pro kWp anbieten. Im ersten Posten ist der Systempreis der Firma Helios für die 18,36 kWp Anlage ersichtlich und beträgt 1200 € pro kWp. Insgesamt kommt die MieterstromanbieterIn somit auf einen Gesamtpreis von 26.738,40 € brutto bzw. 22.282,00 € netto. In den meisten Fällen tritt die Mieterstrom-

anbieterIn als juristische Person bzw. Unternehmen auf und ist somit vorsteuerabzugsberechtigt. Folglich bezahlt die MieterstromanbieterIn den Nettopreis, sprich 22.282,00 €.

4.3 Verbrauchsdaten

Ein weiterer essenzieller Parameter zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage stellen die Verbrauchsdaten der Wohneinheiten dar. Dafür wurde bei mehreren kommunalen Hausverwaltungen in Österreich angefragt. Aufgrund der hohen Sensibilität solcher Daten (Datenschutzverordnung) gestaltete sich die Beschaffung jedoch als beinahe unmöglich.

Für wissenschaftliche Zwecke wurde von der HTW Berlin ein Datensatz mit 74 Lastprofilen von deutschen Einfamilienhaushalten erzeugt. Diese Verbrauchsdaten sind repräsentativ für die Wohneinheiten, die in dieser Arbeit angenommen wurden. Die Verbräuche in diesem Datensatz wurden jeweils in Form von Wirkleistung und Blindleistung über die drei Phasen eines Wohnanschlusses gemessen. Der Datensatz steht in sekundlicher sowie minütlicher Auflösung zur Verfügung (Tjaden et al., 2015)

Für diese Arbeit wurden folglich die Verbrauchsdaten von 15 passenden Wohneinheiten in minütlicher Auflösung übernommen. Um die gesetzlich erforderten ¼-stunden Intervalle generieren zu können, wurden immer 15 einzelne Minutenintervalle addiert und zu einem ¼-stunden Intervall zusammengefasst. Die Leistung wurde für jedes Minutenintervall in Watt angegeben und musste anschließend in kWh umgerechnet werden. Die somit erhaltenen ¼-stunden Intervalle der Verbräuche der Wohneinheiten konnten dann in weiteren Schritten mit den ¼-stunden Intervallen des Ertragsprofils der PV-Anlage abgeglichen werden.

Tabelle 4: Jahresverbrauch der 15 Wohneinheiten in kWh (Quelle: eigene Darstellung)

Wohneinheit	Jahresverbrauch in kWh
Wohneinheit 1	3239
Wohneinheit 2	4266
Wohneinheit 3	4342
Wohneinheit 4	4838
Wohneinheit 5	4324
Wohneinheit 6	5230
Wohneinheit 7	4958
Wohneinheit 8	3616
Wohneinheit 9	4569
Wohneinheit 10	4495
Wohneinheit 11	4981
Wohneinheit 12	4287
Wohneinheit 13	4785
Wohneinheit 14	5220
Wohneinheit 15	5954

Tabelle 4 zeigt den Energieverbrauch eines Jahres der 15 ausgewählten Wohneinheiten. Somit ergibt sich ein Gesamtenergieverbrauch der Immobilie von 69.103 kWh.

5 Ergebnisse

In diesem Kapitel soll nun die Berechnung des generierten Nutzens erfolgen sowie die Wirtschaftlichkeit der oben beschriebenen Varianten ermittelt werden. Zuerst werden nochmals die Parameter sowie die Vorgehensweise der Berechnungen beschrieben. Danach folgt die statische und dynamische Nutzenzuweisung mit den Ergebnissen dieser Arbeit.

5.1 Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Varianten der Nutzenzuweisung

Der erste Teil der Ergebnisse beschreibt die Bilanz eines Jahres für die MieterInnen. Die Eigenverbrauchsquote stellt eine der wichtigsten Kennzahlen für diese Arbeit dar. Sie kann nun mit den Verbrauchsdaten der Wohneinheiten aus Kapitel 4.3 sowie dem Ertragsprofil der PV-Anlage aus Kapitel 4.2 für die beiden Nutzenzuweisungsvarianten berechnet werden. Aus der Differenz zwischen dem Netzbezug der einzelnen MieterInnen sowie deren Verbräuchen ergibt sich der genutzte PV-Strom je MieterIn. Weiters wird die Stromrechnung mit und ohne PV-Anlage berechnet. Dafür müssen wieder Annahmen bezüglich der Strompreise getroffen werden. Es wird folglich wieder der Strombezugspreis mit 16 Cent pro kWh aus Kapitel 3.3.2 angenommen. Aus der Differenz der Stromrechnungen ergibt sich somit die gesenkte monatliche bzw. jährliche Stromrechnung der MieterInnen. Für die Jahresbilanz der MieterInnen wird von der MieterstromanbieterIn in einem letzten Schritt eine monatliche oder jährliche PV-Miete berechnet. Die Jahresbilanz der MieterInnen ergibt sich somit aus der Differenz der gesenkten jährlichen Stromrechnung und der jährlichen PV-Miete.

In einem zweiten Schritt wird der generierte Gesamtnutzen der Immobilie sowie die Bilanz der MieterstromanbieterIn berechnet. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit muss der generierte Nutzen bzw. monetäre Ertrag den Gesamtkosten gegenübergestellt werden. Der Großteil der Kosten wird durch die Investitionskosten der Anlage abgebildet. Diese betragen wie im Kapitel 4.2 beschrieben 22.282 €. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass jede MieterstromanbieterIn diese Geldmengen aufbringen kann, wird in dieser Arbeit von einem Kredit einer Bank ausgegangen. Dafür wurde ein realistischer jährlicher Zinssatz von 5% und eine Laufzeit von 13 Jahren

angenommen. Vor der Berechnung der Annuität muss die Investitionsförderung in Höhe von 250€ pro kWp aus dem Kapitel 3.3.1 abgezogen werden.

$$22.282\text{€} - (250\text{€} * 18,36 \text{ kWp}) = 18.238,00\text{€}$$

In einem nächsten Schritt können mit der Annuitätenmethode die monatlich an die Bank zurückfließenden Geldmittel berechnet werden. Die Annuitätenmethode beschreibt ein finanzmathematisches Verfahren, bei dem alle mit einem Investitionsvorhaben zusammenhängenden Zahlungen in gleich hohe jährliche Raten umgewandelt werden. Diese jährlichen Raten werden als Annuitäten bezeichnet. Um die Annuitäten je Rückzahlungsintervall (in diesem Fall monatlich) zu erhalten, muss der so genannte Kapitalwiedergewinnungsfaktor mit dem Investitionsvolumen multipliziert werden (Panos, 2007).

$$KWF = [(1 + i)^n * i] / [(1 + i)^n - 1]$$

Dabei beschreibt der Faktor i den jährlichen Zinssatz von 5%. Da in diesem Beispiel von einer monatlichen Rückzahlung ausgegangen wird, muss dieser Wert durch 12 Monate dividiert werden und ergibt somit 0,42% pro Monat.

n beschreibt die Anzahl der Rückzahlungsintervalle. In unserem Beispiel wird hierbei mit 13 Jahren gerechnet. Für eine monatliche Rückzahlung müssen daher die 13 Jahre mit 12 Monaten multipliziert werden. Es ergeben sich schließlich 156 Rückzahlungsintervalle.

$$KWF = \frac{[(1+0,42\%)^{156} * 0,42\%]}{[(1+0,42\%)^{156} - 1]} = 0,008730597$$

Durch die Multiplikation mit dem gesamten Investitionsvolumen erhält man die monatlichen Rückzahlungsraten als Ergebnis.

$$\text{monatliche Raten: } 0,008730597 * 18.238,00\text{€} = 159,23\text{€}$$

Bei einem Jahreszinssatz von 5%, einer Kreditlaufzeit von 13 Jahren sowie einem Investitionsvolumen von 18.238€ müssen folglich 159,23€ monatlich an die Bank zurückgezahlt werden. Wird der monatliche Rückzahlungsbetrag auf die 13 Jahre Kreditlaufzeit aufgerechnet, so ergibt sich ein insgesamt an die Bank zu entrichtenden Betrag von 24.839,67€. Dies entspricht rund 109% der ursprünglich von der Bank bezogenen Geldmittel.

Mit diesen gewonnenen Daten können in den folgenden Kapiteln, je nach Nutzenzuweisungsvariante, weitere wirtschaftliche Kennzahlen ermittelt werden. So können beispielsweise der generierte Gesamtnutzen der Immobilie und die Bilanzen des Mieterstromanbieters sowie aller MieterInnen der 13 Jahre errechnet werden.

5.1.1 ¼ - stündliche statische Nutzenzuweisung

In diesem Kapitel wird aufgrund der oben beschriebenen Parameter die Variante mit der statischen Nutzenzuweisung im 15-Minuten Intervall durchexerziert. In Tabelle 5 sind die Ergebnisse aus der Saldierung, so wie sie im vorherigen Kapitel beschrieben wurde, dargestellt. Zur besseren Veranschaulichung werden nur die Ergebnisse von drei Wohneinheiten dargestellt. Die Wohneinheitenzahl (W1, W2 und W3) stimmt hierbei nicht mit den Zahlen der Gesamtübersicht in Tabelle 11 überein.

Tabelle 5: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher statischer Nutzenzuweisung (1) (Quelle: eigene Darstellung)

	W1	W2	W3	...	Gesamt
Energieverbrauch je Mieter (jährlich, kWh)	4958,22	4266,49	4323,68	...	69102,88
Netzbezug je Mieter mit PV (jährlich, kWh)	4082,93	3420,97	3714,75	...	56408,10
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	875,29	845,51	608,93	...	12694,78
Eigenverbrauchsquote (%)				...	64%
Stromrechnung ohne PV (jährlich, €)	792,82	682,21	691,36	...	11049,55
Stromrechnung mit PV (jährlich, €)	652,86	547,01	593,99	...	9019,66
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	139,96	135,20	97,37	...	2029,90
gesenkte Stromrechnung (monatlich, €)	11,66	11,27	8,11	...	169,16
gesenkte Stromrechnung (monatlich, im Durchschnitt pro Mieter)				...	11,28
Annahme PV Miete (monatlich, €)	9,49	9,49	9,49	...	
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	113,88	113,88	113,88	...	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	26,08	21,32	-16,51	...	321,70

Aus dem Verhältnis des genutzten PV-Stroms der MieterInnen und dem Gesamtertrag der PV-Anlage ergibt sich die Eigenverbrauchsquote. Diese fällt bei der statischen Nutzenzuweisung mit 64% relativ niedrig aus (siehe Tabelle 5). Die niedrige Eigenverbrauchsquote resultiert daraus, dass die überschüssigen PV-Strommengen der MieterInnen (abrechnungstechnisch) ins öffentliche Netz eingespeist und somit nicht in der Immobilie verbraucht werden. Des Weiteren ist erkennbar, um welchen Teil sich die jährlichen Stromrechnungen der einzelnen MieterInnen durch die Nutzung der PV-Anlage senken lassen. Wird die gesamte Immobilie als eine Einheit betrachtet, so sinkt die durchschnittliche monatliche Stromrechnung pro MieterIn um 11,28€ bei einem angenommenen Strombezugspreis von 16 Cent je kWh.

In einem nächsten Schritt wird von der MieterstromanbieterIn eine PV-Miete angenommen. Um nicht nur für die MieterstromanbieterIn, sondern auch für die HausbewohnerInnen einen positiven Nutzen zu generieren, wird die PV-Miete unterhalb dieser 11,28€ angesetzt und beträgt in diesem Beispiel 9,49€. Die PV-Miete wird so gewählt, dass sowohl die MieterstromanbieterIn als auch die MieterInnen positiv bilanzieren können. Pro Jahr ergibt sich somit eine PV-Miete von 113,88€ je MieterIn.

In der letzten Zeile wird die Bilanz der einzelnen MieterInnen sowie die gesamte Bilanz durch die Differenz der PV-Mietzahlungen gegenüber der Summe der Reduktion der Stromrechnungen dargestellt. Insgesamt lässt sich somit eine positive Bilanz von 321,70€ erzielen. Neben dem Großteil der MieterInnen, die einen monetären Gewinn über das Jahr verzeichnen, müssen manche MieterInnen (im betrachteten Fallbeispiel W3) aufgrund der statischen Nutzenzuweisung auch monetäre Verluste hinnehmen. Wird dieser Fall genauer betrachtet, so lässt sich erkennen, dass es sich hierbei um Wohnparteien handelt, die einen relativ hohen Netzbezug aufweisen und folglich weniger Energie aus der PV-Anlage beziehen. Dies passiert, wenn sich das Lastprofil der Wohneinheit nicht gut mit dem Ertragsprofil der PV-Anlage deckt. Beispielsweise sind das MieterInnen, die früh morgens außer Haus gehen und erst spät am Abend nach Hause kommen und die Wohnung dann intensiv nutzen. Im Falle eines solchen Nutzungsverhalten bezahlen die MieterInnen somit eine höhere PV-Miete (9,49€ pro Monat) als sie sich durch die Senkung der Stromkosten ersparen (im Falle der Wohneinheit 3 sind das 8,11€) und schreiben letztendlich eine negative Bilanz. Diese MieterIn-

nen müssten folglich ihr Nutzungsverhalten anpassen, um auch von der gemeinschaftlichen Anlage zu profitieren. Auch ein sehr geringer Energieverbrauch kann einen weiteren Grund für eine negative Bilanz darstellen. Aufgrund des geringen Energieverbrauchs können die betroffenen Wohneinheiten auch nur wenig von dem zugewiesenen Strom aus der PV-Anlage nutzen und bezahlen folglich wieder eine höhere PV-Miete als sie sich durch die Senkung der Stromkosten ersparen. Anreiztechnisch ist das natürlich keine optimale Lösung, da MieterInnen mit einem höheren Stromverbrauch mehr von der PV-Anlage profitieren als MieterInnen mit einem geringen Verbrauch. Andererseits tragen die Wohneinheiten mit geringem Energieverbrauch auch wenig zum gesamten generierten Nutzen der PV-Anlage bei.

Tabelle 6: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher statischer Nutzenzuweisung (2) (Quelle: eigene Darstellung)

Gesamtnutzen Einsparung (jährlich, €)	2029,90
Gesamte eingespeiste Energie pro Jahr (kWh)	7154,32
Gesamtnutzen Einspeisung (jährlich, €)	548,74
Gesamtnutzen Einspeisung (monatlich, €)	45,73
Generierter Gesamtnutzen pro Jahr (€)	2578,63
Durchschnittlicher Gesamtnutzen pro Monat (€)	214,89
Zahlungen an Bank pro Monat (€)	159,23
Zahlungen an Bank pro Jahr (€)	1910,74
PV Miete aller Mieter pro Monat (€)	142,35
Bilanz Mieterstromanbieter pro Monat (€)	28,85
Bilanz Mieterstromanbieter pro Jahr (€)	346,19

In Tabelle 6 lässt sich durch die Summe der gesenkten Stromrechnungen ein monetärer Nutzen von 2029,90€ verzeichnen. Um den generierten Gesamtnutzen der Immobilie pro Jahr zu berechnen, müssen auch die eingespeisten Energiemengen monetär bewertet werden. Daher werden die eingespeisten 7154 kWh mit der angenommenen Einspeisevergütung von 7,67 Cent multipliziert und in weiterer Folge mit den 2029,90€ aus den gesenkten Stromrechnungen addiert. Daraus resultiert ein generierter Gesamtnutzen von 2578,63€ pro Jahr. Dem Nutzen müssen die Kosten gegenüber gestellt werden. Somit fließen jährlich 1910,74€ an Kreditzahlungen an die Bank. Aus den Einnahmen durch die Einspeisung und den PV-Mieten aller MieterInnen abzüglich

den laufenden Zahlungen an die Bank ergibt sich somit eine Jahresbilanz von 346,19€ für die MieterstromanbieterIn. Hierbei ist jedoch zu erwähnen, dass die MieterstromanbieterIn auch für alle organisatorischen Aufgaben (Kosten für Verrechnung, Notar,...) sowie mögliche Reparaturen aufkommen muss. Alles in allem wird die MieterstromanbieterIn in diesem Fall somit geringe Verluste hinnehmen müssen, wobei diese genannten Kosten schwer abzuschätzen sind. Nach Ablauf der 13 jährigen Kreditlaufzeit werden sich beim Mieterstromanbieter jedoch Gewinne mit der PV-Anlage einstellen, da er monatliche Einnahmen durch die PV-Mieten sowie durch die eingespeisten Energiemengen erwirtschaftet, jedoch keine Zahlungen mehr an die Bank leisten muss.

Tabelle 7: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher statischer Nutzenzuweisung der gesamten Laufzeit von 13 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)

Generierter Gesamtnutzen (€)	33522,21
Zahlungen von Mieter (€)	22206,60
Zahlungen an Bank (€)	24839,67
Bilanz durchschnittlicher Mieter (€)	278,80
Bilanz aller Mieter (€)	4182,04
Bilanz Mieterstromanbieter (€)	4500,51

Betrachtet man nun den gesamten generierten Nutzen auf die Laufzeit von 13 Jahren so ergibt sich ein monetärer Gesamtnutzen von 33.522,21€. 24.839,67€ davon gehen in Form von monatlichen Raten in Höhe von 159,23€ an die Bank.

Den verbleibenden Anteil des Nutzens teilen sich die MieterInnen und die MieterstromanbieterIn etwa zu gleichen Teilen auf. Die MieterInnen erhalten insgesamt 4182,04€, was einem durchschnittlichen Gewinn von 278,80€ je MieterIn entspricht. Die MieterstromanbieterIn erwirtschaftet 4500,51€, welche sie voraussichtlich Großteils für organisatorische Aufgaben aufwendet. Zusätzlich ist hierbei noch zu erwähnen, dass bei einer minimalen Reduktion oder Anhebung der PV-Miete die Endbilanz der MieterInnen bzw. der MieterstromanbieterIn extrem variieren können. Deshalb sollte eine PV-Miete gewählt werden, bei der beide Parteien positiv bilanzieren können.

5.1.2 ¼ - stündliche dynamische Nutzenzuweisung

In einem letzten Schritt soll nun die Variante mit der dynamischen Nutzenzuweisung im 15-Minuten Intervall durchexerziert werden. Es werden wieder die Ergebnisse der drei, schon vorher betrachteten Wohneinheiten dargestellt. Mit dieser Variante kann aus den genannten Gründen aus Kapitel 3.8 eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote von 81% erreicht werden (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher dynamischer Nutzenzuweisung (1) (Quelle: eigene Darstellung)

	W1	W2	W3	...	Gesamt
Energieverbrauch je Mieter (jährlich, kWh)	4958,22	4266,49	4323,68	...	69102,88
Netzbezug je Mieter mit PV (jährlich, kWh)	3884,51	3420,97	3605,56	...	52938,44
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	1073,71	845,51	718,12	...	16164,44
Eigenverbrauchsquote (%)				...	81%
Stromrechnung ohne PV (jährlich, €)	792,82	682,21	691,36	...	11049,55
Stromrechnung mit PV (jährlich, €)	621,13	520,43	576,53	...	8464,86
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	171,69	161,78	114,83	...	2584,69
gesenkte Stromrechnung (monatlich, €)	14,31	13,48	9,57	...	215,39
gesenkte Stromrechnung (monatlich, im Durchschnitt pro Mieter)				...	14,36
Annahme PV Miete (monatlich, €)	11,99	11,99	11,99	...	
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	143,88	143,88	143,88	...	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	27,81	17,90	-29,05	...	426,49

Betrachtet man die Ergebnisse aus Tabelle 8 so lässt sich erkennen, dass sich die monatliche Stromrechnung im Durchschnitt pro MieterIn um 14,36€ reduzieren lässt. Im Vergleich zur statischen Variante ist dies eine Erhöhung der Stromrechnungsreduktion um über drei Euro (21%) pro Monat. Aus diesen Gründen kann die MieterstromanbieterIn auch eine höhere PV-Miete als beim statischen Modell wählen. In diesem Fall wurden 11,99€ pro Monat gewählt. Auch die gesamten eingespeisten Energiemengen werden reduziert, was sich grundsätzlich positiv auf die Gesamtbilanz, jedoch negativ auf die Bilanz der MieterstromanbieterIn auswirkt, da nur sie die Vergütungen für die eingespeisten Energiemengen bezieht. Die Jahresbilanz der MieterInnen ergibt beim dynamischen Modell 426,49€. Auch hier bilanzieren wieder einige wenige MieterInnen negativ. Dies ist wiederum auf die geringen Energieverbräuche sowie

das suboptimale Nutzungsverhalten der BewohnerInnen aus Kapitel 3.8.1 zurückzuführen. Würde die MieterstromanbieterIn die PV-Miete bei 9,49€ wie im statischen Modell belassen, so würde jede MieterIn positiv bilanzieren. Die MieterstromanbieterIn hingegen würde jedoch über die gesamte Dauer von 13 Jahren nur einen marginalen Gewinn von knapp über 1000€ erzielen, was nicht zur Deckung aller Kosten reichen würde.

Tabelle 9: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher dynamischer Nutzenzuweisung (2) (Quelle: eigene Darstellung)

Gesamtnutzen Einsparung (jährlich, €)	2584,69
Gesamte eingespeiste Energie pro Jahr (kWh)	3684,66
Gesamtnutzen Einspeisung (jährlich, €)	282,61
Gesamtnutzen Einspeisung (monatlich, €)	23,55
Generierter Gesamtnutzen pro Jahr (€)	2867,31
Durchschnittlicher Gesamtnutzen pro Monat (€)	238,94
Zahlungen an Bank pro Monat (€)	159,23
Zahlungen an Bank pro Jahr (€)	1910,74
PV Miete aller Mieter pro Monat (€)	179,85
Bilanz Mieterstromanbieter pro Monat (€)	44,17
Bilanz Mieterstromanbieter pro Jahr (€)	530,07

Wie sich in Tabelle 9 erkennen lässt, steigt der generierte Gesamtnutzen pro Jahr auf 2.867,31€ an. Die Zahlungen an die Bank bleiben natürlich gleich. Durch die erhöhten Mieten schreibt die MieterstromanbieterIn eine durchwegs positive Bilanz mit 530,07€ pro Jahr.

Tabelle 10: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher dynamischer Nutzenzuweisung der gesamten Laufzeit von 13 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)

Generierter Gesamtnutzen (€)	37275,00
Zahlungen von Mieter (€)	28056,60
Zahlungen an Bank (€)	24839,67
Bilanz durchschnittlicher Mieter (€)	369,63
Bilanz aller Mieter (€)	5544,42
Bilanz Mieterstromanbieter (€)	6890,91

Bei der dynamischen Variante entsteht somit über die 13 Jahre Laufzeit ein generierter Gesamtnutzen von 37.275€. Bei der gewählten PV-Miete von 11,49€ pro Monat bilanziert die Gesamtheit aller MieterInnen mit 5.544,42€. Die MieterstromanbieterInnen erwirtschaftet Gewinne von 6.890,91€ in den betrachteten 13 Jahren. Der Vergleich der statischen und dynamischen Nutzenzuweisung wird im folgenden Kapitel beschrieben.

5.2 Übersicht und Vergleich der Varianten

Im folgenden Kapitel sollen nun die statische und die dynamische Variante miteinander verglichen und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile diskutiert werden. Tabelle 11 stellt die Ergebnisse der beiden Varianten aller 15 Wohneinheiten übersichtlich dar. Hierbei lässt sich erkennen, dass bei der statischen Nutzenzuweisung nur eine MieterInnen negativ bilanziert (Wohneinheit 5). Die Gesamtbilanz aller MieterInnen (Betrachtung aller MieterInnen als eine Partei) fällt jedoch mit 321,70€ um 25% geringer aus als bei der dynamischen Zuweisung (426,49€). Aufgrund der erhöhten PV-Miete der dynamischen Zuweisung bilanzieren hier drei MieterInnen negativ (Wohneinheit 1, 5 und 8). Wie schon beschrieben, hat die Höhe der PV-Miete einen sehr großen Einfluss auf die Bilanzen der MieterInnen bzw. der MieterstromanbieterInnen. Da es sich in diesem Fall um ein Investment der MieterstromanbieterInnen handelt, wird dieser die Miete so festlegen, dass er ein geringes finanzielles Risiko trägt.

Tabelle 11: Ergebnisse der statischen und dynamischen Nutzenzuweisung aller 15 Wohneinheiten (Quelle: eigene Darstellung)

Statisch	W1	W2	W3	W4	W5	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	728,89	845,51	872,35	978,20	608,93	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	116,55	135,20	139,49	156,41	97,37	
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	113,88	113,88	113,88	113,88	113,88	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	2,67	21,32	25,61	42,53	-16,51	
Dynamisch	W1	W2	W3	W4	W5	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	848,69	1011,74	1120,14	1275,88	718,12	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	135,71	161,78	179,11	204,01	114,83	
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	143,88	143,88	143,88	143,88	143,88	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	-8,17	17,90	35,23	60,13	-29,05	
Statisch	W6	W7	W8	W9	W10	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	909,73	875,29	741,31	904,71	799,10	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	145,47	139,96	118,54	144,66	127,78	
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	113,88	113,88	113,88	113,88	113,88	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	31,59	26,08	4,66	30,78	13,90	
Dynamisch	W6	W7	W8	W9	W10	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	1168,33	1073,71	837,99	1319,57	971,23	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	186,82	171,69	133,99	211,00	155,30	
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	143,88	143,88	143,88	143,88	143,88	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	42,94	27,81	-9,89	67,12	11,42	
Statisch	W11	W12	W13	W14	W15	Gesamt
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	962,86	864,55	840,35	848,25	914,76	12694,78
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	153,96	138,24	134,37	135,63	146,27	2029,90
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	113,88	113,88	113,88	113,88	113,88	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	40,08	24,36	20,49	21,75	32,39	321,70
Dynamisch	W11	W12	W13	W14	W15	Gesamt
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	1210,05	1045,64	1038,43	1143,43	1381,50	16164,44
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	193,49	167,20	166,04	182,83	220,90	2584,69
PV Miete je Mieter (jährlich, €)	143,88	143,88	143,88	143,88	143,88	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	49,61	23,32	22,16	38,95	77,02	426,49

Tabelle 12 zeigt die Bilanzen des generierten Gesamtnutzens sowie des Mieterstromanbieters. Die Eigenverbrauchsquote liegt beim dynamischen Modell um 17% höher als beim Statischen. Folglich liegt auch der durchschnittliche Gesamtnutzen pro Jahr bei einer dynamischen Nutzenzuweisung um rund 10% höher als bei einer statischen

Zuweisung. Auch die MieterstromanbieterIn erwirtschaftet bei der dynamischen Variante mit den angenommenen PV-Mieten pro Jahr um 35% mehr als bei der statischen Variante.

Tabelle 12: Bilanzen des Mieterstromanbieters im Vergleich (Quelle: eigene Darstellung)

	Statisch	Dynamisch
Eigenverbrauchsquote	64%	81%
Gesamtnutzen Einsparung (jährlich, €)	2 029,90	2 584,69
Gesamtnutzen Einspeisung (jährlich, €)	548,74	282,61
Generierter Gesamtnutzen pro Jahr (€)	2 578,63	2 867,31
Durchschnittlicher Gesamtnutzen pro Monat (€)	214,89	238,94
PV Miete aller Mieter pro Monat (€)	142,35	179,85
Bilanz Mieterstromanbieter pro Monat (€)	28,85	44,17
Bilanz Mieterstromanbieter pro Jahr (€)	346,19	530,07

In Tabelle 13 sind nun die Bilanzen und Ergebnisse nach den betrachteten 13 Jahren ersichtlich.

Tabelle 13: Bilanzen und Ergebnisse nach 13 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)

	Statisch	Dynamisch
Generierter Gesamtnutzen (€)	33 522,21	37 275,00
Zahlungen von Mietern (€)	22 206,60	28 056,60
Bilanz durchschnittlicher Mieter (€)	278,80	369,63
Bilanz aller Mieter (€)	4 182,04	5 544,42
Bilanz Mieterstromanbieter (€)	4 500,51	6 890,91

Betrachtet man nun die Ergebnisse aus den vorhergehenden Tabellen, so lässt sich prinzipiell sagen, dass die statische Variante für die Umsetzung in realen Projekten in diesem Umfang eher nicht in Frage kommt. Betrachtet man alle MieterInnen als eine Partei, so lassen sich zwar insgesamt monetäre Gewinne erzielen, diese fallen jedoch im Vergleich zur dynamischen Variante um 35% geringer aus. Auch die MieterstromanbieterIn kann mit dem statischen Modell Gewinne erzielen, ob diese zur Deckung der laufenden Kosten ausreichen ist jedoch fraglich. Nur der Verteilnetzbetreiber dürfte mit der statischen Zuweisung zufrieden sein, da er hierbei den geringsten Aufwand bei Abrechnung mit den Energieversorgungsunternehmen hat. Der Vorteil der statischen Zuweisung liegt somit einzig und alleine in einer einfacheren Abrechnung und Vertragsgestaltung.

Bei der dynamischen Variante hingegen lassen sich durch die hohe Eigenverbrauchsquote beträchtliche monetäre Gewinne für sowohl MieterInnen als auch MieterstromanbieterInnen erwirtschaften. Wichtig ist hierbei wiederholt zu erwähnen, dass nach den betrachteten 13 Jahren die PV-Anlage abbezahlt ist. Somit muss die MieterstromanbieterInnen keine Zahlungen mehr an die Bank tätigen und erwirtschaftet monatliche Gewinne in Höhe der Summe der PV-Mieten aller MieterInnen und die Vergütung für die eingespeisten Strommengen. Der große Nachteil der dynamischen Zuweisung liegt in der komplexeren Saldierung und vertraglichen Regelung.

Für das gewählte Beispielprojekt ist auf jeden Fall die Variante mit dynamischer Zuweisung des Nutzens vorteilhafter.

Das für diese Arbeit gewählte Modell mit den monatlichen Zahlungen der MieterInnen in Form von PV-Mieten stellt ein sehr gängiges Modell in Österreich dar. Die Vorteile dieses Modells liegen in einer sehr einfachen Abrechnung seitens der MieterstromanbieterInnen. Die PV Mieten können in diesem Fall zusätzlich über die laufenden monatlichen Mietzahlungen eingehoben werden. Leider hat diese Abrechnungsvariante für einige wenige MieterInnen einen negativen Beigeschmack, da nicht alle positiv bilanzieren können. Bei einem realen Projekt würden die betroffenen MieterInnen natürlich nicht partizipieren wollen. Aus diesen Gründen soll in einem letzten Schritt von einer verbrauchsgerechten Zahlung des genutzten PV-Stroms der MieterInnen an die MieterstromanbieterInnen ausgegangen werden. Die Zuweisung des Stroms wird dabei nicht verändert. Es wird lediglich ein von der MieterstromanbieterInnen definiertes Entgelt pro genutzter kWh PV-Strom eingehoben. Mit diesem System können alle MieterInnen positiv bilanzieren, da sie nur das zahlen, was sie auch tatsächlich verbrauchen. Das Entgelt pro kWh Strom aus der eigenen PV-Anlage wird für das Beispielprojekt mit 0,13456 Cent/kWh für die statische Zuweisung bzw. 0,13352 Cent/kWh für die dynamische Zuweisung angenommen. Mit diesem angenommenen PV-Strompreis können alle MieterInnen positiv bilanzieren. Die Endbilanz nach 13 Jahren fällt für die Mieterschaft gleich aus, wie bei der Verrechnung mittels PV-Mieten (sofern sie als eine Partei betrachtet wird). Da es sich hierbei aber um eine verbrauchsgerechte Abrechnung handelt, kann keine MieterInnen negativ bilanzieren, da sie nur die Energiemenge bezahlt, die sie auch verbraucht. Auch die MieterstromanbieterInnen bilanziert mit den angenommenen Strompreisen gleich wie bei der Verrechnung mittels PV-Mieten.

Tabelle 14: Bilanzen einer verbrauchsgerechten Abrechnungsvariante mit statischer Saldierung (Quelle: eigene Darstellung)

	W1	W2	W3	...	Gesamt
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	875,29	845,51	608,93	...	12694,78
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	139,96	135,20	97,37	...	2029,90
Annahme Preis pro kWh PV-Strom (€)				...	0,13456
Zahlungen für PV-Strom (jährlich, €)	117,78	113,77	81,94	...	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	22,18	21,43	15,43	...	321,70
Bilanz Mieterstromanbieter pro Jahr (€)					346,19
Bilanz aller Mieter auf 13 Jahre (€)					4182,04
Bilanz Mieterstromanbieter auf 13 Jahre (€)					4500,51

Tabelle 15: Bilanzen einer verbrauchsgerechten Abrechnungsvariante mit dynamischer Saldierung (Quelle: eigene Darstellung)

	W1	W2	W3	...	Gesamt
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	1073,71	1011,74	718,12	...	16164,44
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	171,69	161,78	114,83	...	2584,69
Annahme Preis pro kWh PV-Strom (€)				...	0,13352
Zahlungen für PV-Strom (jährlich, €)	143,36	135,08	95,88	...	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	28,33	26,69	18,95	...	426,49
Bilanz Mieterstromanbieter pro Jahr (€)					530,07
Bilanz aller Mieter auf 13 Jahre (€)					5544,42
Bilanz Mieterstromanbieter auf 13 Jahre (€)					6890,91

In den Tabellen 14 und 15 werden nochmals die Bilanzen mit einer verbrauchsgerechten Abrechnung dargestellt. Einzig und allein die Abrechnung für die MieterstromanbieterIn würde in diesem Fall etwas komplexer ausfallen als bei dem System mit monatlichen PV-Mieten.

In Tabelle 16 werden nochmals die Bilanzen der einzelnen Mieteinheiten ausgegeben. Im Vergleich zur Tabelle 11 lässt sich hierbei erkennen, dass bei einer verbrauchsgerechten Abrechnung keine einzige MieterIn negativ bilanziert.

Tabelle 16: Ergebnisse der statischen und dynamischen Nutzenzuweisung aller 15 Wohneinheiten mit verbrauchsgerechter Abrechnung (Quelle: eigene Darstellung)

Statisch	W1	W2	W3	W4	W5	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	728,89	845,51	872,35	978,20	608,93	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	116,55	135,20	139,49	156,41	97,37	
Preis pro kWh PV-Strom (€)	0,1346	0,1346	0,1346	0,1346	0,1346	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	18,47	21,43	22,11	24,79	15,43	
Dynamisch	W1	W2	W3	W4	W5	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	848,69	1011,74	1120,14	1275,88	718,12	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	135,71	161,78	179,11	204,01	114,83	
Preis pro kWh PV-Strom (€)	0,1335	0,1335	0,1335	0,1335	0,1335	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	22,39	26,69	29,55	33,66	18,95	
Statisch	W6	W7	W8	W9	W10	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	909,73	875,29	741,31	904,71	799,10	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	145,47	139,96	118,54	144,66	127,78	
Preis pro kWh PV-Strom (€)	0,1346	0,1346	0,1346	0,1346	0,1346	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	23,05	22,18	18,79	22,93	20,25	
Dynamisch	W6	W7	W8	W9	W10	
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	1168,33	1073,71	837,99	1319,57	971,23	
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	186,82	171,69	133,99	211,00	155,30	
Preis pro kWh PV-Strom (€)	0,1335	0,1335	0,1335	0,1335	0,1335	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	30,83	28,33	22,11	34,82	25,63	
Statisch	W11	W12	W13	W14	W15	Gesamt
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	962,86	864,55	840,35	848,25	914,76	12694,78
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	153,96	138,24	134,37	135,63	146,27	2029,90
Preis pro kWh PV-Strom (€)	0,1346	0,1346	0,1346	0,1346	0,1346	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	24,40	21,91	21,30	21,50	23,18	321,70
Dynamisch	W11	W12	W13	W14	W15	Gesamt
genutzter PV Strom je Mieter (jährlich, kWh)	1210,05	1045,64	1038,43	1143,43	1381,50	16164,44
gesenkte Stromrechnung (jährlich, €)	193,49	167,20	166,04	182,83	220,90	2584,69
Preis pro kWh PV-Strom (€)	0,1335	0,1335	0,1335	0,1335	0,1335	
Bilanz je Mieter (jährlich, €)	31,93	27,59	27,40	30,17	36,45	426,49

6 Diskussion

Das primäre Ziel für die MieterstromanbieterIn sowie die MieterInnen bei der Implementierung einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage ist der wirtschaftliche Betrieb der Anlage. Um eine PV-Anlage auf Mehrparteiengebäude wirtschaftlich betreiben zu können, müssen gewisse Voraussetzungen erfüllt sein. Mit den Ergebnissen aus Kapitel 5 kann die erste Forschungsfrage „Unter welchen Umständen kann eine PV-Anlage auf Mehrparteiengebäuden unter den aktuellen gesetzlichen Voraussetzungen gewinnbringend betrieben werden?“ beantwortet werden.

Der erste entscheidende Faktor, um eine gemeinschaftliche PV-Anlage wirtschaftlich betreiben zu können, liegt in der richtigen Dimensionierung der PV-Anlage. In den meisten Fällen verfügen Mehrparteiengebäude über eine begrenzte Dachfläche im Verhältnis zur Anzahl an Wohneinheiten. Folglich ist auch die Leistung der PV-Anlage begrenzt. Bei einer großen Anzahl an Wohneinheiten und einer verhältnismäßig geringen Anlagenleistung kann von einer hohen Eigenverbrauchsquote ausgegangen werden. Eine hohe Eigenverbrauchsquote ist essenziell für den wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage auf Mehrparteiengebäuden. Verfügt ein Gebäude über sehr große Dachflächen und verhältnismäßig wenig Wohneinheiten, so wird vermutlich ein Großteil der erzeugten PV-Energie ins öffentliche Netz eingespeist. In diesem Fall erwirtschaftet die MieterstromanbieterIn zwar höhere Gewinne durch die vermehrte Einspeisung, jedoch steigen auch die Investitionskosten der Anlage im Verhältnis zu den PV-Mieten. Es müssten folglich sehr hohe PV-Mieten von der MieterstromanbieterIn eingehoben werden. Dies würde aber wahrscheinlich zu einer negativen Bilanz der MieterInnen führen.

Ein weiterer Faktor, der sich wohl am stärksten auf die Wirtschaftlichkeit einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage auswirkt, ist die Wahl der richtigen Zuweisung des generierten Nutzens. Laut der Ökostromnovelle 2017 muss mittels einem statischen oder dynamischen Modell saldiert werden. Wie sich in Kapitel 5 erkennen lässt, weist die dynamische Nutzenzuweisung eine wesentlich höhere Eigenverbrauchsquote als die statische Zuweisung auf und deckt sich somit mit der Theorie. Mit den in dieser Arbeit angenommenen Parametern lässt sich eine dynamische Saldierung auf jeden Fall wirt-

schaftlicher darstellen als eine Statische. In der Praxis ist dies jedoch etwas komplexer. Wie schon erwähnt liegen die Nachteile der dynamischen Zuweisung in der hohen Komplexität der Saldierung und vertraglichen Regelung. Verfügt eine Immobilie beispielsweise über sehr viele, verschieden große Wohn- oder Geschäftseinheiten mit unterschiedlichen Nutzungsprofilen, so muss jeder Partei von Beginn an ein individueller Teil des generierten Gesamtnutzen zugeteilt werden. Auch die Abrechnung mit den Netzbetreibern erfolgt in der Praxis nicht so wie es gesetzlich gefordert wird. Laut dem Bundesverband Photovoltaic Austria haben einige Netzbetreiber noch keine passende Softwarelösung für die komplexe dynamische Abrechnung parat. Bei vielen Netzbetreibern laufen daher die gemeinschaftlichen PV-Anlagen noch als Volleinspeisungsanlage. Einige Netzbetreiber arbeiten auch mit einer selbst entworfenen Lösung. An einer Lösung für die Allgemeinheit wird noch gearbeitet. Besonders problematisch ist die Implementierung einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage bei bestehender Bausubstanz (beispielsweise Altbausanierung). Sind die MieterInnen auch Eigentümer der Wohnung, so müssen alle MieterInnen dem Projekt zustimmen. Spricht sich nur eine MieterIn gegen das geplante Projekt aus, so kann dies nicht umgesetzt werden. Eine Technologie, die bei der Saldierung zum Einsatz kommen könnte wäre die Blockchain Technologie. Die Wien Energie führt diesbezüglich ein Forschungsprojekt mit dem Blockchain Unternehmen Riddle&Code im Viertel Zwei in Wien durch. Dabei wird versucht, die nötigen Verträge zwischen den Akteuren mittels so genannten „Smart Contracts“ zu automatisieren. Smart Contracts sind automatisierte Verträge, die in der Blockchain von allen Nutzern verifiziert werden. Mit der Blockchain Technologie können somit Notare und schriftliche Verträge überflüssig werden. Für eine Implementierung müssen jedoch noch einige, vor allem gesetzliche Rahmenbedingungen geklärt werden. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Komplexität der Verrechnung für die Netzbetreiber mit der Wohnungsanzahl sowie unterschiedlichen Nutzungsprofilen stark zunimmt. Eine einheitliche Lösung wäre für eine reibungslose Saldierung essenziell und muss in Zukunft angestrebt werden.

Ein weiterer wichtiger Parameter, der aus der Wahl der Nutzenzuweisung resultiert, wird durch eine passend gewählte PV-Miete dargestellt. Wie in Kapitel 3.5.3 erwähnt, gibt es in Österreich mehrere Mieterstrommodelle. Für diese Arbeit wird ein Modell gewählt, bei dem die MieterstromanbieterIn als HauptbetreiberIn der gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage auftritt. Folglich will diese auch Gewinne erwirtschaften. Die

Höhe der in diesem Fall monatlichen PV-Mieten wirkt sich sehr stark auf die Bilanz der MieterstromanbieterIn und der MieterInnen aus. Die Wahl einer passenden PV-Miete ist somit ein heikles Thema. Das primäre Ziel der MieterstromanbieterIn ist natürlich, keine Verluste mit der PV-Anlage zu machen. Dem gegenüber stehen jedoch die MieterInnen, die natürlich auch positiv bilanzieren wollen. Es muss daher eine PV-Miete gewählt werden, die für die gesamte Mieterschaft attraktiv ist und mit der die MieterstromanbieterIn dennoch alle organisatorischen Kosten decken kann. Diese Kosten ergeben sich aus der Verrechnung, Notarkosten für vertragliche Regelungen, Bilanzierung, möglichen kleinen Reparaturen etc. und sind schwer abzuschätzen, da sie bei jedem Projekt variieren.

Die verbrauchsgerechte Abrechnung der konsumierten PV-Energie stellt eine Alternative zur gleichverteilten PV-Miete und faire Lösung für die Mieterschaft dar, da jede MieterIn genau die Menge PV-Strom bezahlt, die sie auch bezieht. Diese Verrechnungsvariante würde die MieterInnen auch dahingehend motivieren, genau dann Energie zu verbrauchen, wenn die PV-Anlage Strom produziert, da zu diesen Zeiten der Strombezugspreis für die MieterInnen geringer ausfällt. Für die MieterstromanbieterIn führt diese Abrechnungsvariante zu einem erhöhten Verwaltungsaufwand bezogen auf die komplexere Abrechnung.

Die zweite Forschungsfrage, die in dieser Arbeit behandelt wird, ist die Frage nach dem Einfluss der Eigenverbrauchsquote auf die Wirtschaftlichkeit einer gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage. Um monetäre Gewinne mit einer PV-Anlage auf Mehrparteiengebäuden erwirtschaften zu können, muss eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote erreicht werden. Grund dafür ist die aktuelle Situation bezogen auf die Höhe der Einspeisevergütung im Verhältnis zu den Strombezugspreisen. Bei den derzeitigen geringen Einspeisetarifen ist es für die BesitzerInnen von PV-Anlagen in den meisten Fällen wirtschaftlicher, den Großteil der produzierten Energie im Gebäude selbst zu verbrauchen. Bei gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen kann grundsätzlich von einer relativ hohen Eigenverbrauchsquote ausgegangen werden. Der Grund dafür liegt in einem geringen Verhältnis von Dachfläche zur Anzahl der Wohneinheiten. Folglich ist die Größe der Anlage und somit auch die Leistung begrenzt. Dies führt zwar dazu, dass generell nur ein geringer Teil des Gesamtverbrauchs der Wohnparteien gedeckt werden kann, andererseits können hohe Eigenverbrauchsquoten erreicht werden und

es muss nur ein kleiner Teil der erzeugten Energie in das öffentliche Netz eingespeist werden. Wie sich in Kapitel 5 erkennen lässt, steigen die monetären Gewinne der MieterstromanbieterIn sowie der Mieterschaft mit der Höhe der Eigenverbrauchsquote. Im Falle der statischen Nutzenzuweisung ergibt sich eine geringe Eigenverbrauchsquote mit nur 64%. Im Vergleich dazu wird mittels dynamischer Zuweisung eine Eigenverbrauchsquote von 81% erreicht und folglich auch ein erhöhter monetärer Gesamtnutzen der PV-Anlage (siehe Tabelle 12). Auch in diesem Fall decken sich die Erkenntnisse aus der Theorie mit den Ergebnissen aus dem entwickelten Fallbeispiel.

7 Schlussfolgerung und Ausblick

Die Berechnungen dieser Arbeit zeigen, dass sich eine PV-Anlage auf einem durchschnittlichen Mehrparteiengebäude in Österreich unter Annahme einer dreizehnjährigen Abschreibung und Förderungen durch die OeMAG durchaus wirtschaftlich betreiben lässt. Aus den Ergebnissen der statischen und dynamischen Nutzenzuweisung des generierten PV-Ertrags geht hervor, dass sowohl mit statischer als auch mit dynamischer Zuweisung positive Bilanzen für MieterstromanbieterInnen als auch für die Mieterschaft erreicht werden. Die statische Zuweisung weist eine geringere Eigenverbrauchsquote als die dynamische Zuweisung auf. Folglich ist auch der generierte Gesamtnutzen der statischen Saldierungsvariante geringer. Für kleine Projekte kann diese Variante trotz geringerer Eigenverbrauchsquote als adäquate Methode dienen, da die Vertragsgestaltung sowie die Abrechnung mit dem Netzbetreiber wesentlich einfacher ist. Die dynamische Variante stellt für gemeinschaftlich genutzte PV-Projekte eine sehr effiziente Saldierungsmethode dar. Es können sehr hohe Eigenverbrauchsquoten erreicht werden. Leider gibt es in Österreich noch keine einheitliche Softwarelösung zur dynamischen Saldierung. Dies führt zu einem ineffizienten Volleinspeisungsbetrieb vieler gemeinschaftlich genutzter PV-Anlagen.

Das Potential für gemeinschaftlich genutzte PV-Anlagen (vor allem im urbanen Raum) in Österreich ist sehr groß. Besonders bei Gebäuden mit einem passenden Nutzungsprofil wie Bürogebäude oder Schulen könnten mit gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen sehr hohe Eigenverbrauchsquoten erreicht werden. Hierfür könnten beispielsweise Modelle mit einer MitarbeiterInnenbeteiligung angedacht werden.

Der Grundstein für eine effiziente, dezentrale Energieversorgung mittels gemeinschaftlich genutzten PV-Anlagen wurde mit der Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz gelegt. Für den weiteren Ausbau müssen Lösungen für eine einheitliche Saldierung seitens der Politik entwickelt werden.

8 Literaturverzeichnis

APA, 2017. „Nationalrat beschließt Ökostromnovelle nach Einigung in letzter Minute“. Verfügbar in: https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20170629_OTS0419/nationalrat-beschliesst-oekostromnovelle-nach-einigung-in-letzter-minute [Abfrage am 06.11.2018].

Behr, I. und Großklos, M., 2017. „Praxishandbuch Mieterstrom – Fakten, Argumente und Strategien.“ Springer: Berlin.

BGBI. I, 2017. Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, Nr. 108/2017. §16a.

Biermayr, P. et al., 2018. „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2017“. In: NachhaltigWirtschaften.

BMFWF, 2017. „Mehr Sonnenstrom für Österreich – Neuerungen der kleinen Ökostromnovelle.“ Verfügbar in: <https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:e29d0e51-a490-480e-b3df-5230bef6e9a0/BMFWF-Mehr%20Sonnenstrom%20f%C3%BCr%20%C3%96sterreich.pdf> [Abfrage am 10.12.2018].

E-Control, 2015. „Der Energiemarkt voll in Bewegung. Jahresbericht 2015.“ Verfügbar in: <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-jahresbericht-2016.pdf/433d9bfd-125b-4fc7-8d49-5b1b8e093bda> [Abfrage am 30.11.2018].

E-Control, 2018a. „Was kostet eine Kilowattstunde Strom?“ Verfügbar in: https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh/-/asset_publisher/AGb0fFV4c3HI/content/was-kostet-eine-kwh-strom-?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.e-control.at%2Fkonsumenten%2Fstrom%2Fstrompreis%2Fwas-kostet-eine-kwh%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_AGb0fFV4c3HI%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2 [Abfrage am 27.11.2018].

E-Control, 2018b. „Smart Meter – die intelligenten Zähler.“ Verfügbar in: <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering> [Abfrage am 07.12.2018].

Energieschweiz, 2018. „Leitfaden Eigenverbrauch.“ Verfügbar in: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_702155493.pdf&endung=Leitfaden%20Eigenverbrauch [Abfrage am 01.12.2018].

Hanusch, H., 2011. „Nutzen-Kosten Analyse.“ Vahlen: München.

Kaltschmitt, M. und Streicher, W., 2009. „Regenerative Energien in Österreich. Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung.“ Wiesbaden: Vieweg+Teubner.

Luthander, R., Lingfors, D., Munkhammar, J. und Widén, J., 2015. „Self-consumption enhancement of residential photovoltaics with battery storage and electric vehicles in communities.“ In: Conference paper: ECEEE summer study on energy efficiency.

Maier, C., Groß, C., Litzlbauer, M., Schuster, A. und Zeilinger, F., 2014. „Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch demand-side-management.“ In: 13. Symposium Energieinnovation TU Graz.

Meingassner, M., 2017. „Photovoltaik auf Mehrparteiengebäuden in Österreich. Masterarbeit.“ Fachhochschule Oberösterreich.

Netz Oberösterreich, o.D. „Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen – Informationsblatt für die Teilnahme und Betrieb.“ Verfügbar in: <https://www.netzooe.at/Infoblatt-Gemeinschaftliche-Erzeugungsanlage-20170921-1.pdf?ch=kUfbDBgn&:hp=3;2;de> [Abfrage am 10.12.2018].

oekostrom AG, 2015. „Forderung für mehr Photovoltaik in der Stadt“. Verfügbar in: https://oekostrom.at/Content/uploads/downloads/2015_08_05_oekostrom_Positionspapier_PV_Stadt.pdf [Abfrage am 06.11.2018].

OeMAG, 2018. „Tarifförderung Photovoltaik.“ Verfügbar in: <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tarifforderung/> [Abfrage am 26.11.2018].

Panos, Konstantin., 2007. „Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt.“ Springer: Berlin.

Pilgram, T., 2017. „Sonnenstrom auf Vorrat.“ In: Sonnenstrom 3/17. S.12.

PV Austria, 2018a. „PV-Strom verkaufen.“ Verfügbar in: <https://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/> [Abfrage am 26.11.2018].

PV Austria, 2018b. „Fördersituation Wien.“ Verfügbar in: <https://www.pvaustria.at/foerderungen/wien/> [Abfrage am 26.11.2018].

PV Gemeinschaft, 2018. „Mögliche Umsetzungsvarianten für PV Gemeinschaftsanlagen.“ Verfügbar in: <http://pv-gemeinschaft.at/umsetzungsvarianten/> [Abfrage am 04.12.2018].

Stadt Wien, 2015. „Wien im Querschnitt der Zeit – Ergebnisse aus der Registerzählung 2011. Teil 1: Gebäude- und Wohnungszählungen.“ In: Statistik Journal Wien 2/2015. Verfügbar in: <https://www.wien.gv.at/statistik/pdf/wien-quer-sj-2-15.pdf> [Abfrage am 13.12.2018].

Teoh, M. und Liebl, V., 2016. „Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen.“ In: PV-Financing.

Tjaden, T., Bergner, J., Weniger, J. und Quaschnig, V., 2015. „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“. HTW Berlin – Forschungsgruppe Solarspeichersysteme.

Wegscheider, M., 2016. „Photovoltaik: Ökonomische Analyse einer Überschusseinspeisung unter Berücksichtigung der Anlagengröße und des Neigungswinkels am Beispiel eines Wohnobjektes in Kärnten.“ Diplomarbeit. Hochschule Mittweida: Fakultät Wirtschaftswissenschaften.

Weniger, J. und Quaschnig, V., 2013. „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern.“ Hochschule für Technik und Wirtschaft: Berlin.

Wenin, J., 2018. „Photovoltaik auf Mehrparteienhäusern - Energetische und wirtschaftliche Bewertung von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau in Wien anhand von zwei Fallbeispielen“. Masterarbeit. Universität für Bodenkultur Wien.

Wesselak, V. und Voswinckel, S., 2016. „Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird.“ Springer: Berlin.

Will, H. und Zuber, F., 2016. „Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom.“ In: PV- Finanzierung.

Woess-Gallasch, S., Frieden, D., Aichinger, W., Rest-Hinterseer, H., Haslinger, R., Korpitsch, G. und Auer, M., 2017. „Innovatives Finanzierungs- und Geschäftsmodell für PV Gemeinschaftsanlagen auf Mehrparteienhäusern zur Vor-Ort Nutzung.“ In: NachhaltigWirtschaften.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systempreise für 5 kWpeak netzgekoppelte Anlagen (2011 - 2017) (Biermayr et al., 2018)	15
Abbildung 2: Systempreise für ≥ 10 kWpeak netzgekoppelte Anlagen (2011 - 2017) (Biermayr et al., 2018)	15
Abbildung 3: Gesamtkosten für 1 kWh Strom bei 3.500 kWh Jahresverbrauch (E-Control, 2018a).....	22
Abbildung 4: Verflechtung der Akteure im österreichischen Mieterstrommodell (Quelle: eigene Darstellung)	31
Abbildung 5: Messkonzept einer PV-Anlage auf einem Mehrparteienhaus (Quelle: eigene Darstellung)	39
Abbildung 6: Anlagenansicht aus der Vogelperspektive (Valentin Software, 2018)..	50
Abbildung 7: Ertragsprognose der Photovoltaikanlage (Valentin Software, 2018)....	51

10 Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Statische Nutzungszuweisung in kWh mit 1/4-Stunden Intervallen (Quelle: eigene Darstellung)</i>	41
<i>Tabelle 2: Dynamische Nutzungszuweisung in kWh mit 1/4-Stunden Intervallen (Quelle: eigene Darstellung).....</i>	45
<i>Tabelle 3: Erträge der 18,36 kWp PV-Anlage je Monat in kWh (Quelle: eigene Darstellung).....</i>	52
<i>Tabelle 4: Jahresverbrauch der 15 Wohneinheiten in kWh (Quelle: eigene Darstellung)</i>	54
<i>Tabelle 5: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher statischer Nutzenzuweisung (1) (Quelle: eigene Darstellung)</i>	57
<i>Tabelle 6: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher statischer Nutzenzuweisung (2) (Quelle: eigene Darstellung)</i>	59
<i>Tabelle 7: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher statischer Nutzenzuweisung der gesamten Laufzeit von 13 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)</i>	60
<i>Tabelle 8: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher dynamischer Nutzenzuweisung (1) (Quelle: eigene Darstellung)</i>	61
<i>Tabelle 9: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher dynamischer Nutzenzuweisung (2) (Quelle: eigene Darstellung)</i>	62
<i>Tabelle 10: Ergebnisse aus der Variante mit 1/4-stündlicher dynamischer Nutzenzuweisung der gesamten Laufzeit von 13 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)</i>	62

<i>Tabelle 11: Ergebnisse der statischen und dynamischen Nutzenzuweisung aller 15 Wohneinheiten (Quelle: eigene Darstellung).....</i>	<i>64</i>
<i>Tabelle 12: Bilanzen des Mieterstromanbieters im Vergleich (Quelle: eigene Darstellung).....</i>	<i>65</i>
<i>Tabelle 13: Bilanzen und Ergebnisse nach 13 Jahren (Quelle: eigene Darstellung) 65</i>	
<i>Tabelle 14: Bilanzen einer verbrauchsgerechten Abrechnungsvariante mit statischer Saldierung (Quelle: eigene Darstellung).....</i>	<i>67</i>
<i>Tabelle 15: Bilanzen einer verbrauchsgerechten Abrechnungsvariante mit dynamischer Saldierung (Quelle: eigene Darstellung).....</i>	<i>67</i>
<i>Tabelle 16: Ergebnisse der statischen und dynamischen Nutzenzuweisung aller 15 Wohneinheiten mit verbrauchsgerechter Abrechnung (Quelle: eigene Darstellung)...</i>	<i>68</i>

11 Anhang



Leonhard Peböck
Wien

Peböckgasse
1010 Wien

Angebot

Belegnummer: HAN2017/028
Belegdatum: 2018-11-10
Ihre UID-Nr.: ATU66796256
Unser Zeichen: MW
Leistungszeitraum:

Angebot 18,36 kWp PV-Anlage

Sehr geehrter HerrPeböck,
in Bezug auf Ihre Anfrage darf ich Ihnen folgendes Angebot machen:

PosNr	Menge	MEH	Positionstext:	€ pro EH	MWSt	Gesamt
1	18,36	kWp	Angebot Photovoltaik-Set nach OVE Richtlinie R 11-1 für Flachdachaufständerung Inkludiert sind alle Komponenten, welche für die Einhaltung der OVE-Richtlinie R 11-1 notwendig sind sowie Schutzgerüste während der Montage.	1.200,00	20	22.032,00
2	68	STK	GLC 270 Wp Solarmodul Art der Zellen: polykristallin HxBxL 1665 x 991 x 38 Gewicht 18 kg Leistungstoleranz -0/+5 Watt Modulwirkungsgrad 16,1% 3BypassDioden 10 Jahre Garantie auf Material und Verarbeitung 25 Jahre Leistungsgarantie Hohe Schneelast 5400 Pa	0,00	20	0,00
3	1	STK	Fronius Symo 17.5-3-M, trafoloser Wechselrichter Nennleistung AC: 17500 W Netzanschluss: dreiphasig Min./max. MPP Spannung: 320 - 800 V Max. Wirkungsgrad: 98,1 % Europäischer Wirkungsgrad: 97,8 % Abmessungen: 725 x 510 x 225 mm; 43,4kg Uneingeschränkter Einsatz im Innen- und Außenbereich	0,00	20	0,00

Anhang 1: Angebot für die projektierte PV-Anlage der Firma Helios (Seite 1)



4	18,36 kWp	Montagesystem Made in Austria inkl. aller Halter zur Dachbefestigung, Profil, End und Mittelklemmen zur Modulmontage Material ist statisch geprüft und zertifiziert.	0,00	20	0,00
5	18,36 kWp	Montage DC-seitig Unterkonstruktion am Dach, Modulbelegung, Verstringung und Verkabelung bis zum Wechselrichter	0,00	20	0,00
6	1 PA	AC-seitige Installation Die elektrische Verbindung vom Wechselrichter zum Zählerkasten inkl. erforderlichen Materialien, Verrohrung und Verkabelung, die Fertigmeldung an den Netzbetreiber Inbetriebnahme und die Erstellung des Prüfbefunds. (max. Kabellänge der AC-Leitung vom WR zum e- Verteiler 30m, Überlängen werden gesondert verrechnet)	0,00	20	0,00
7	18,36 kWp	Solarkabel Mantelleitung für Photovoltaikanlagen 6,0mm ² , schwarz/rot 4000 Volt Prüfspannung -40°C - + 120°C DIN EN 60228 Klasse 5	0,00	20	0,00
8	18,36 kWp	MC-Steckverbinder, Stecker+Buchse 4/6 ² , MC4 4,0-6,0mm ²	0,00	20	0,00
9	18,36 kWp	Schutzverrohrung der DC-Kabel in Aluminium laut Ö-NORM	0,00	20	0,00
10	18,36 kWp	PV Überspannungs- und Blitzstromschutz AC und DC lt. EN62305	0,00	20	0,00
11	1 PA	Einrichtung Datenlogging über Internetverbindung inkl. Netzwirkabel (Internet bauseits; Installation GSM Router mit SIM- Karte gegen Aufpreis)	250,00	20	250,00
			Netto:		22.282,00
			+ 20% MWSt:		4.456,40
			Brutto:		26.738,40

Anhang 2: Angebot für die projektierte PV-Anlage der Firma Helios (Seite 2)

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere,

dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt und die benutzten Quellen und wörtlich oder inhaltlich entnommene Stellen als solche gekennzeichnet habe.

dass ich dieses Masterarbeitsthema bisher weder im In- noch Ausland (einer Beurteilerin/ einem Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Ort, Datum

Unterschrift