



**HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSEN-
SCHAFTEN LANDSHUT**

FAKULTÄT ELEKTROTECHNIK UND WIRTSCHAFTSINGENIEURWESEN

Bachelorarbeit zum Thema

**Ertragsanalyse einer PV-Anlage in Süd-Ost-
Nord-Ausrichtung in Form eines Vergleichs
zwischen theoretisch berechnetem und tat-
sächlich erzeugtem Ertrag**

vorgelegt von
Bernhard, Markus
aus St. Wolfgang

Eingereicht: 28.02.2024

Betreuer: Herr Prof. Stefan-Alexander Arlt

Executive Summary

Die vorliegende Bachelorarbeit beschäftigt sich mit einer Photovoltaikanlage auf einem Garagenneubau mit Walmdach in Süd-, Nord- und Ostausrichtung. Sie befasst sich mit den Grundlagen der Photovoltaik, der Planung und dem Aufbau der Eigenverbrauchsanlage mit Speichersystem. Ziel ist es, eine möglichst hohe Unabhängigkeit vom Versorgungsnetz zu erreichen. Eine theoretische Ertragsanalyse mit Hilfe einer Software liefert Ergebnisse zu Erträgen und Wirtschaftlichkeit. Ein Praxistest im Zeitraum vom 20.12.2023 bis 10.02.2024 liefert die tatsächlich erzielten Erträge im Winter mit den kürzesten Tageslängen im Jahr. Die Vergleichsergebnisse liefern umfassende Erkenntnisse über die Ergebnisunterschiede zwischen theoretisch berechneten und tatsächlich erzielten Erträgen auf Basis von Tageswerten. Eine Überschussbetrachtung zeigt Möglichkeiten auf, die überschüssig erzeugte elektrische Energie weitestgehend selbst zu nutzen.

This bachelor thesis deals with a photovoltaic system on a new garage building with a hipped roof facing south, north and east. It deals with the basics of photovoltaics, the planning and construction of the self-consumption system with storage system. The aim is to achieve the greatest possible independence from the supply grid. A theoretical yield analysis using software provides results on yields and profitability. A practical test in the period from 20.12.2023 to 10.02.2024 provides the actual yields achieved in winter with the shortest day lengths in the year. The comparative results provide comprehensive insights into the differences in results between theoretically calculated and actually achieved yields based on daily values. A surplus analysis shows possibilities for using the surplus electrical energy generated as far as possible.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau Solarzelle und Solarmodul.....	3
Abbildung 2: Bestandteile eine PV-Anlage	4
Abbildung 3: Übersichtsbild, 3D-Planung Gebäude mit PV-Anlage	9
Abbildung 4: Dachstuhlplanung Wohnhaus und Garage	10
Abbildung 5: Azimut-Winkel.....	11
Abbildung 6: Glas-Folie-Modul und Glas-Glas-Modul unter Belastung	12
Abbildung 7: Aufbau und Platzierung der Solarmodule.....	13
Abbildung 8: Simulation Direkteinstrahlungsminderung Dach Süd	14
Abbildung 9: Dachaufsicht Stringplanung	15
Abbildung 10: Schaltschema PV-Anlage	17
Abbildung 11: Aufdachmodulhalter.....	18
Abbildung 12: Montagesystem und Windlastzonen Dach Nord	19
Abbildung 13: Kreuzschienenmontage	19
Abbildung 14: Klemmfläche Solarmodul SOLARWATT Panel vision H 3.0 pure.....	20
Abbildung 15: Hauskraftwerk mit zusätzlichem externen Wechselrichter.....	23
Abbildung 16: Generatoranschlusskästen String 1 bis String 5	24
Abbildung 17: SLS und Überspannungsschutz.....	24
Abbildung 18: Klimadatenstandorte von Wetterstationen in der Meteonorm.....	27
Abbildung 19: Zusammenstellung eines typischen meteorologischen Jahres (TMY) ...	28
Abbildung 20: Energieflussgrafik Simulation in PV*SOL.....	30
Abbildung 21: Wirkungsgrad Batteriesystem E3/DC bei verschiedenen Lasten.....	31
Abbildung 22: Zellenformatierung Ladezustandsanzeige "LEER"	34
Abbildung 23: Berechnung Ladezustand „LEER“	35
Abbildung 24: Simulationsergebnisse Gesamtanlage.....	44
Abbildung 25: Wasserstoffsystem	46
Abbildung 26: Kumulierter Cashflow.....	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis einschließlich 40 kWp.....	6
Tabelle 2: Photovoltaik-Neigungswinkel-Tabelle	11
Tabelle 3: Technische Daten Solarmodul	13
Tabelle 4: Aufteilung Solarmodule.....	14
Tabelle 5: Technische Daten Speicher und Wechselrichter.....	21
Tabelle 6: Einspeisevergütung Mischkalkulation	25
Tabelle 7: Jährlicher Bedarf an elektrischer Energie.....	29
Tabelle 8: Wirkungsgrade.....	31
Tabelle 9: Ergebnisse der theoretischen Ertragsanalyse Teil 1	32
Tabelle 10: Ergebnisse der theoretischen Ertragsanalyse Teil 2	33
Tabelle 11: Ergebnisse der praktischen Ertragsanalyse Teil 1	36
Tabelle 12: Ergebnisse der praktischen Ertragsanalyse Teil 2	37
Tabelle 13: Nutzbarer Ertrag Ertragsanalyse E3/DC vom 01.01. bis 05.01.24.....	39
Tabelle 14: Nutzbarer Ertrag Ertragsanalyse SMA vom 01.01. bis 05.01.24.....	40
Tabelle 15: Auswertung der Simulations- und Praxisergebnisse	41
Tabelle 16: Investitionskosten	48
Tabelle 17: Berechnungsgrundlagen Wirtschaftlichkeitsanalyse	49

Abkürzungsverzeichnis

°	Grad (Winkel)
°C	Grad Celsius (Temperatur)
%	Prozent
A	Ampere (Strom)
Hz	Hertz (Frequenz)
kWh	Kilowattstunde (elektrische Arbeit)
mm	Millimeter
m ²	Quadratmeter
Pa	Pascal (Druck)
V	Volt (Spannung)
VA	Voltampere (Scheinleistung)
W / Wp	Watt / Watt Peak (Wirkleistung)
η	Wirkungsgrad
AC	Wechselspannung / Wechselstrom
BayBO	Bayerische Bauordnung
DC	Gleichspannung / Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E3/DC	Hersteller von Stromspeichersystemen
GAK	Generatoranschlusskasten
MaStR	Marktstammdatenregister
PV	Photovoltaik
SLS	selektiver Leitungsschutzschalter
SMA	Hersteller von Wechselrichtern
TMY	typisches meteorologisches Jahr
WR	Wechselrichter

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	IV
Inhaltsverzeichnis	V
1 Einleitung	1
2 Grundlagen	3
2.1 Physikalische Grundlagen Photovoltaik	3
2.2 Technische Grundlagen Photovoltaik.....	4
2.3 Rechtliche Aspekte	5
2.3.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023.....	6
2.3.2 Marktstammdatenregister	7
2.4 Anmeldung beim Versorgungsnetzbetreiber	7
3 Planung und Aufbau der PV-Anlage	9
3.1 Dach- und Gebäudeplanung.....	10
3.2 Photovoltaik-Module	12
3.2.1 Auswahl.....	12
3.2.2 Aufbau.....	13
3.2.3 Verschaltung	14
3.3 Montagesystem	18
3.4 Speicher und Wechselrichter	20
3.5 Sicherheitsaspekte.....	23
3.6 Netzzuschaltung und Einspeisevergütung	25
4 Ertragsanalyse	26
4.1 Theoretische Ertragsanalyse	26
4.1.1 Wetterdaten.....	27
4.1.2 Simulation.....	28
4.1.3 Ergebnisse der Simulation	32
4.2 Praktische Ertragsanalyse	35
4.2.1 Ergebnisse der praktischen Ertragsbetrachtung	36
4.2.2 Systemwirkungsgrad Batteriespeicher.....	39
4.3 Auswertung.....	41

4.4 Theoretische Überschussbetrachtung im Sommer.....	44
4.4.1 Elektrofahrzeug	44
4.4.2 Wasserstoff	45
5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	48
6 Fazit	51
Literaturverzeichnis	53
Anhang.....	57

1 Einleitung

Ziel dieser Arbeit ist es herauszufinden, ob die Ergebnisse einer softwaregestützten Ertragsanalyse einer Photovoltaikanlage tatsächlich den Ergebnissen einer praktischen Ertragsbetrachtung entsprechen. Die Photovoltaikanlage (PV-Anlage) mit Stromspeicher ist Teil eines Neubauprojekts mit Wohnhaus und Garagen. Die Montage der PV-Module erfolgt auf dem Walmdach der Garage in Süd-, Ost- und Nordausrichtung. Ziel ist es, den Eigenbedarf an elektrischer Energie weitestgehend selbst zu decken. Bei der Planung der PV-Anlage sind technische und rechtliche Aspekte sowie die Vorgaben des Versorgungsnetzbetreibers zu berücksichtigen. Die Montage, Verkabelung und Verschaltung der ausgewählten Komponenten erfolgt entsprechend der Planungsvorgaben unter Berücksichtigung aller Sicherheitsaspekte.

Durch einen Vergleich der Ertragsanalysen von Simulation und Praxistest auf Basis von Tagesergebnissen soll in dieser Arbeit festgestellt werden, ob die Ergebnisse annähernd identisch sind. Entscheidend für die berechneten Erträge sind die in der Software hinterlegten Wetterdaten. Für die geplante Eigenverbrauchsanlage ist nicht der Gesamtjahresertrag entscheidend, optimal sind möglichst konstante Tagesergebnisse zur Deckung des täglichen Bedarfs an elektrischer Energie. Für den Spitzenausgleich und die nächtliche Stromversorgung wird ein Speicher eingesetzt. In dieser Arbeit soll untersucht werden, ob der ausgewählte Batteriespeicher hinsichtlich der nutzbaren Kapazität sowie der zu erwartenden Lade- und Entladeverluste für den zu erwartenden Energiebedarf des Einfamilienhauses mit Garagen ausreichend dimensioniert ist. Ziel ist es, möglichst wenig Energie aus dem Netz zu beziehen und gleichzeitig Kapazitätsreserven für einen Notstrombetrieb zur Sicherstellung der Stromversorgung bei Netzausfall zu gewährleisten. Der Zeitraum mit den geringsten zu erwartenden Erträgen liegt in den Wintermonaten. Die Durchführung der Ertragsanalysen erfolgt in der Simulation und im Praxistest vom 20.12.2023 bis zum 10.02.2024.

Ein weiterer Aspekt dieser Arbeit ist die Betrachtung der PV-Generatorfläche. Unabhängig von der eingesetzten Speicherkapazität soll ermittelt werden, ob die Dimensionierung der PV-Generatorfläche und damit die Anzahl der PV-Module ausreichend geplant wurde. Anhand der Auswertungsergebnisse des Betrachtungszeitraumes soll festgestellt werden, welche Erträge in den Wintermonaten erzielt werden und ob die Option einer Anlagenerweiterung durch die Montage von PV-Modulen auf weiteren Dachflächen in Betracht gezogen werden sollte. Das Dach des benachbarten Wohnhauses bietet die Möglichkeit, weitere Solarmodule zu installieren.

Durch eine Überschussbetrachtung sollen Alternativen zur Netzeinspeisung für die vor allem in den Sommermonaten überschüssig produzierte Energie gefunden werden. Bei einer Eigenverbrauchsanlage ist die Einspeisevergütung geringer als bei einer Volleinspeiseanlage. Ziel ist es, auch in den Sommermonaten möglichst viel Energie aus der eigenen PV-Anlage direkt am Ort der Erzeugung zu nutzen und damit die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage zu erhöhen. Um die Erträge außerhalb des Betrachtungszeitraums zu ermitteln, wird die softwaregestützte Simulation über ein ganzes Jahr durchgeführt. Das simulierte Jahresergebnis dient zur Bewertung von Alternativen des Eigenstromverbrauchs. Die Arbeit soll eine Antwort auf die Frage geben, mit welchen Möglichkeiten der überschüssige Strom zukünftig selbst genutzt werden kann.

In einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Einnahmen aus der Überschusseinspeisung und die Einsparungen durch die Eigenstromnutzung den anfänglichen Investitionskosten gegenübergestellt. Anhand des Ergebnisses kann eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage mit Batteriespeicher getroffen werden. Ziel ist eine Amortisation der Anlage innerhalb der EEG-Förderdauer von insgesamt 20 Jahren.

2 Grundlagen

Bei der Planung und Installation einer PV-Anlage sind physikalische, technische und rechtliche Aspekte zu beachten. Die physikalische Grundlage sind Solarzellen. Durch die Installation und Verschaltung weiterer Komponenten kann mit Solarzellen nutzbarer Strom erzeugt werden. Jede netzgekoppelte Anlage muss beim zuständigen Netzbetreiber angemeldet werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die Einspeisung von überschüssig erzeugtem Strom in das öffentliche Stromnetz.

2.1 Physikalische Grundlagen Photovoltaik

Bei einer PV-Anlage wird die frei verfügbare Strahlungsenergie der Sonne genutzt und daraus elektrischer Strom produziert. Eine PV-Anlage zählt zu den Solaranlagen. Grundsätzlich wird bei einer Solaranlage die Sonne als Energiequelle genutzt.

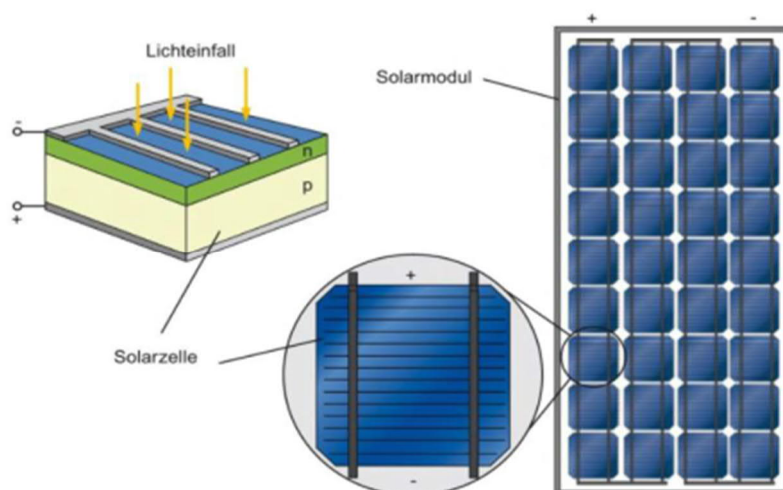


Abbildung 1: Aufbau Solarzelle und Solarmodul (Quelle: Mertens, 2015, S. 33)

Der Prozess der Stromgewinnung erfolgt mittels Solarzellen. Diese benötigen nahezu keine Wartung, da sie keine Hilfsenergie brauchen und keine bewegten Teile besitzen (vgl. Wesselak, 2012, S. 1). Werden viele Solarzellen miteinander verlötet, so entsteht ein Solarmodul, welches einen Plus- und einen Minuspol besitzt. Je mehr Solarmodule hintereinandergeschaltet werden, desto höher wird die Spannung und somit der entstehende Stromfluss.

Solarzellen absorbieren einen Teil der Strahlungsenergie der Sonne und wandeln sie in elektrische Energie um (vgl. Wesselak, 2012, S. 9). Die für die Stromerzeugung verfügbare Strahlungsenergie der Sonne hängt von mehreren Faktoren ab: dem geografischen Standort, dem Tag im Jahr und der Tageszeit (vgl. Wesselak, 2012, S. 22). Je näher

sich die Anlage am Äquator befindet, desto höher ist die Globalstrahlung und somit der Ertrag. Weitere Einflussfaktoren auf den Ertrag sind u.a. auch das Wetter, die Luftqualität sowie die Ausrichtung der Solarmodule. Heutzutage werden häufig auch Solarmodule auf der Nordseite eines Daches montiert. Bei diffusem Licht produziert eine PV-Anlage auf einem nördlich ausgerichteten Dach vergleichbar genauso viel Energie wie auf anderen Dachseiten. Eine Kombination von intelligenten Speicherlösungen mit PV-Anlagen, die zum Teil nördlich ausgerichtete Solarmodule enthalten, eignen sich daher besonders als Eigenverbrauchsanlagen (vgl. Janßen, 2023b). Das diffuse Licht (Dif-fusstrahlung) entsteht überwiegend durch verschiedene Streuprozesse in der Atmosphäre (vgl. Wesselak, 2012, S. 19). Sobald die Sonnenstrahlen auf ein Hindernis treffen, kommt es zu einem Streuprozess. Hindernisse sind beispielsweise Wolken, Nebel, Dunst oder Staub. Das diffuse Licht ist ungerichtet und kommt daher aus allen Himmelsrichtungen, auch aus nördlicher Richtung.

2.2 Technische Grundlagen Photovoltaik

Für die Produktion von Solarstrom sind neben den PV-Modulen noch weitere Komponenten und Installationen notwendig. Der durch die Solarzellen produzierte Gleichstrom muss mithilfe eines Wechselrichters in sinusförmigen Wechselstrom umgewandelt werden, damit dieser im Gebäude genutzt oder in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Die Schnittstelle zum Stromnetz und somit zum ungezählten Bereich bildet ein Stromzähler des Versorgungsnetzbetreibers.

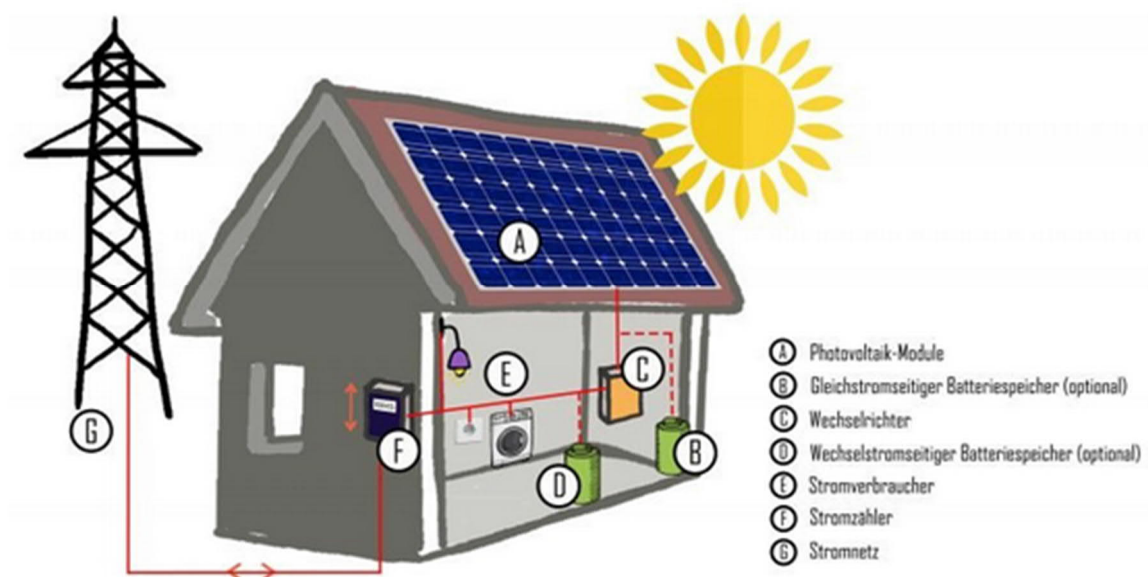


Abbildung 2: Bestandteile eine PV-Anlage (Quelle: Bundesverband Photovoltaic Austria, 2022)

Bei Eigenverbrauchsanlagen wird der erzeugte Strom direkt von örtlichen Stromverbrauchern genutzt, ohne zwischenzeitlich in das öffentliche Stromnetz eingespeist zu werden. Es besteht die Möglichkeit, zusätzlich einen Stromspeicher zu installieren, um damit zu Zeiten, an denen keine Sonne scheint, den selbst produzierten Strom zu nutzen. Ein Batteriespeicher kann gleichstromseitig als auch wechselstromseitig betrieben werden. Bei gleichstromseitigen Batteriesystemen wird der produzierte Gleichstrom direkt in die Batterie eingespeist. Bei wechselstromseitigen Batteriespeichern wird die Energie zuerst in Wechselstrom und zum Speichern erneut in Gleichstrom umgewandelt.

Ein Batteriesystem ist im weiteren Kontext dieser Arbeit das Speichersystem für elektrische Energie. Korrekterweise sollte der Begriff „Batterie“ nicht verwendet werden. Es handelt sich um Akkumulatoren. Diese sind wiederaufladbar im Gegensatz zu Batterien, die nur einmal entladen werden können. Bei den Begriffen Stromverbrauch, Strombedarf, Eigenstrombedarf, Eigenstromversorgung oder Überschussstrom handelt es sich um elektrische Arbeit mit der Einheit Kilowattstunde (kWh). Diese umgangssprachlichen Begriffe werden häufig synonym für elektrische Energie verwendet. Elektrischer Strom wird mit der Einheit Ampere (A) angegeben und ist ein Maß für die elektrische Stromstärke.

Bei Anlagen zur Volleinspeisung wird der gesamte erzeugte Strom direkt in das Versorgungsnetz eingespeist. Hierbei werden in der Regel höhere Einspeisevergütungen erzielt. Jedoch entfällt dabei die Möglichkeit, einen Teil des selbst erzeugten Stromes selber zu nutzen. Es besteht jedoch die Möglichkeit, zwei getrennte Anlagen aufzubauen und diese jeweils mit einer eigenen Messeinrichtung zu versehen (§ 48 Absatz 2 und 2a EEG 2023).

2.3 Rechtliche Aspekte

Vor Baubeginn ist die jeweilige Landesbauordnung zu prüfen. In Bayern ist die Errichtung einer PV-Anlage auf Dach- oder Außenwandflächen grundsätzlich verfahrensfrei, d. h. sie bedarf keiner Genehmigung (Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 BayBO). Die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom in das öffentliche Stromnetz wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Darin sind auch die Vergütungssätze gesetzlich geregelt. Aktuell gilt das EEG 2023 (vgl. Bundesministerium der Justiz, 2023). Die verpflichtende Registrierung der Anlage erfolgt nach Inbetriebnahme im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur. Bei Einhaltung aller Vorschriften ist ein reibungsloser Betrieb der PV-Anlage gewährleistet.

2.3.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023

Eine PV-Anlage mit Netzanschluss muss alle Regelungen des EEG erfüllen. Verantwortlich dafür ist der Anlagenbetreiber, somit derjenige, der die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nutzt (§ 3 Nr. 2 EEG 2023). Die Installation und der Anschluss der Anlage kann durch den Netzbetreiber oder einen fachkundigen Dritten erfolgen (§ 10 Absatz 1 EEG 2023). Für den Versorgungsnetzbetreiber gelten ebenfalls die Pflichten des EEG. Netzbetreiber müssen Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien unverzüglich und ohne schuldhaftes Zögern an das Netz anschließen (§ 8 EEG 2023) sowie die erzeugte Energie physikalisch abnehmen (§ 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2023). Darüber hinaus besteht ein Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber, sofern die gesetzlichen Voraussetzungen erfüllt sind (§ 19 EEG 2023). Auch die Höhe der Vergütung je eingespeister Kilowattstunde ist gesetzlich geregelt (§ 48 EEG 2023). Die aktuell gültigen Werte sind in folgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 1: Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis einschließlich 40 kWp
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an § 48, § 49 und §53 EEG 2023)

Einspeisevergütung je kWh für Strom aus Solaranlagen nach EEG 2023		
Inbetriebnahme ab 01.01.2023	bis 10 kWp	bis 40 kWp
Eigenverbrauchsanlage	8,2 Cent	7,1 Cent
Volleinspeiseanlage	13,0 Cent	10,9 Cent
Inbetriebnahme ab 01.02.2024		
Eigenverbrauchsanlage	8,12 Cent	7,03 Cent
Volleinspeiseanlage	12,87 Cent	10,79 Cent
Inbetriebnahme ab 01.08.2024		
Eigenverbrauchsanlage	8,04 Cent	6,96 Cent
Volleinspeiseanlage	12,74 Cent	10,68 Cent
Die Einspeisevergütung verringert sich um alle weiteren sechs Monate für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 1 Prozent gegenüber dem jeweils vorangegangenen Zeitraum (§ 49 EEG 2023)		

Für Anlagen ab einer installierten Leistung von größer als 40 kWp reduzieren sich die anzulegenden Werte weiterhin. Diese wurden in Tabelle 1 nicht betrachtet. Ebenfalls unterscheiden sich die anzulegenden Werte, wenn der Strom an einen Direktvermarkter verkauft wird. Die in Tabelle 1 genannten Werte gelten als gesetzlich geregelte feste Vergütung. Ab einer Anlagengröße von 100 kWp Nennleistung ist die Direktvermarktung verpflichtend (§ 20 EEG 2023). Bei der Direktvermarktung erfolgt der Verkauf des erzeugten Stroms durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Direktvermarkter (vgl. § 3 Nr. 17 EEG 2023). Die Abkürzung Wp bzw. kWp steht für Watt Peak bzw. Kilowatt Peak und beschreibt die erreichbare Spitzenwirkleistung von Photovoltaikmodulen.

2.3.2 Marktstammdatenregister

Sobald die PV-Anlage in Betrieb genommen wurde, muss sie im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur registriert werden. Das MaStR enthält die Stammdaten der Marktakteure wie Energieversorger, Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und wird von der Bundesnetzagentur geführt. Es enthält insbesondere die Stammdaten von Strom- und Gaserzeugungsanlagen (vgl. Bundesnetzagentur, 2024b).

Die Anmeldung der PV-Anlage ist nicht freiwillig, sondern verpflichtend. Sie kann auch von einem beauftragten Dritten, z. B. einem Dienstleister, dem Installateur oder einem Familienmitglied vorgenommen werden. Die Registrierungsfrist beginnt mit der Inbetriebnahme und beträgt einen Monat (vgl. Bundesnetzagentur, 2024a).

2.4 Anmeldung beim Versorgungsnetzbetreiber

Für die in dieser Arbeit betrachtete PV-Anlage gelten die Anforderungen der KWH Netz GmbH. Diese ist ein lokaler, privater und unabhängiger Energieversorger in der Region (vgl. KWH Netz GmbH, 2024b). Zunächst muss eine Netzverträglichkeitsanalyse durch den Netzbetreiber durchgeführt werden. Die Beantragung erfolgt per E-Mail unter Angabe folgender Informationen (vgl. KWH Netz GmbH, 2024a):

- Anschrift Anlagenbetreiber
- Anschrift Anlagenstandort
- Anschlussleistung der Erzeugungsanlage
- Energieträger
- E-Mail-Adresse des Anlagenbetreibers
- Ist ein Eigenverbrauch geplant?
- Ist ein Speicher geplant?

Anhand dieser Angaben wird die technische Verträglichkeit der geplanten PV-Erzeugungsanlage mit dem öffentlichen Stromnetz geprüft. Das Ergebnis liefert die Information, ob die ins Netz eingespeiste Energie zum Zeitpunkt der Antragstellung physikalisch aufgenommen werden kann oder ob und in welchem Zeitraum ein Netzausbau erforderlich ist. Darüber hinaus wird der für die Anlage günstigste Netzverknüpfungspunkt ermittelt, der bei einer oder mehreren Anlagen mit insgesamt nicht mehr als 30 Kilowatt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem öffentlichen Netz ist (§ 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2023).

Im zweiten Schritt muss die Anmeldung zum Netzanschluss mit einem vorgegebenen Formular erfolgen. Zusätzlich sind ein Lage- und Übersichtsschaltplan sowie weitere Formulare zu den einzelnen Komponenten der Gesamtanlage auszufüllen. Für diesen Schritt der Anmeldung muss der Errichter der Anlage bereits bekannt sein. Neben den fachspezifischen Kenntnissen eines Elektrofachbetriebes erfolgt die Unterschrift der Anmeldung und des Datenblattes für den Speicher durch eine eingetragene und verantwortliche Elektrofachkraft. Danach erfolgt die Installation der PV-Anlage.

Nach Fertigstellung der Anlage und Freigabe der Netzverträglichkeit bzw. Abschluss der Netzausbaumaßnahmen durch die KWH erfolgt im dritten Schritt die Inbetriebnahme, indem zunächst die Inbetriebsetzungsanzeige und das Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 vom eingetragenen Elektroinstallationsunternehmen ausgefüllt und unterschrieben an die KWH übermittelt werden. Nach Terminvereinbarung erfolgt als letzter Schritt die Montage des Zählers. Anschließend wird die PV-Anlage in Betrieb genommen und die erzeugte elektrische Energie in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

3 Planung und Aufbau der PV-Anlage

Bevor eine PV-Anlage auf einem Dach montiert und betrieben werden kann, muss diese bis in das Detail geplant werden. Bei nahezu jeder Anlage ist dabei auch der Untergrund zu prüfen, auf der die Anlage montiert werden soll. Abgesehen von Freiflächenanlagen besteht die Möglichkeit, PV-Anlagen Aufdach oder Indach an Flach- oder Schrägdächern oder sogar an Fassaden zu befestigen.

Bei dem hier behandelten Gebäude, welches die PV-Anlage aufnehmen soll, handelt es sich um einen Neubau. Dies bietet den Vorteil, dass bestimmte Kriterien, die für den optimalen Aufbau einer Solarstromanlage entscheidend sind, bereits bei der Dach- und Gebäudeplanung soweit wie möglich berücksichtigt werden können (siehe Abschnitt 3.1). Als Grundlage für die Platzierung, Anordnung und Verschaltung von Solarmodulen sowie auch zur Planung des Befestigungssystems wird anschließend die Gebäude- und Dachgeometrie in ein Berechnungsprogramm für PV-Anlagen übernommen.

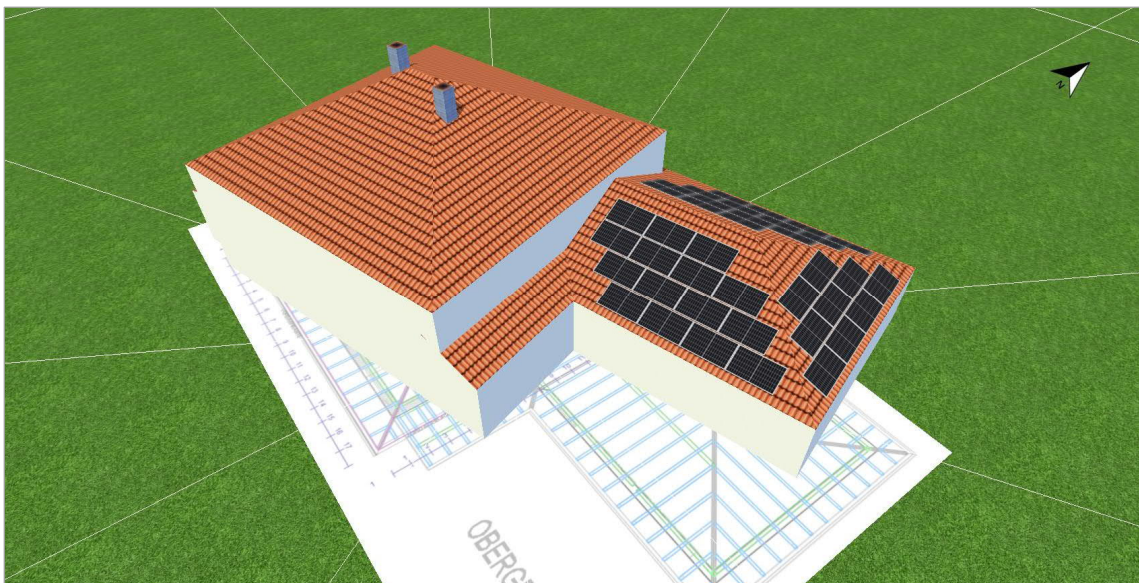


Abbildung 3: Übersichtsbild, 3D-Planung Gebäude mit PV-Anlage
(Quelle: eigene Darstellung aus PV*SOL)

Die Planung erfolgte mit PV*SOL premium 2023, der „Planungs- und Simulationssoftware für Photovoltaikanlagen“. Diese Software stand mir im Rahmen meiner beruflichen Tätigkeiten zur Verfügung. Hiermit können alle Arten von modernen PV-Anlagen geplant, simuliert und in 3D dargestellt werden. Die Software bietet die Möglichkeit, sowohl netzgekoppelte als auch netzautarke PV-Systeme in realitätsnaher Form darzustellen und zu simulieren. Bei einer netzgekoppelten PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern

und Batteriesystem handelt es sich um eine Eigenverbrauchsanlage. Diese Anlagenart wird im Folgenden geplant, simuliert und in der Praxis getestet.

3.1 Dach- und Gebäudeplanung

Das zu errichtende Gebäude bzw. die für die Montage vorgesehene Dachfläche muss so ausgelegt sein, dass diese die Unterkonstruktion aufnehmen und die erwarteten Gewichte tragen kann. Die entstehenden Lasten wurden entsprechend den berechneten Wind- und Aufbaulasten (siehe Abschnitt 3.3) vom Zimmereifachbetrieb bei der Dimensionierung des Dachstuhls berücksichtigt. Da es sich bei dem hier betrachteten Wohnhaus mit Garage um einen Neubau handelt, konnte eine PV-Anlage bereits bei der Gebäudeplanung berücksichtigt werden. Die Dächer der Garage und des Wohnhauses wurden jeweils in Form eines Walmdachs ausgeführt. Auf der Garage entstanden drei Dachseiten, die in Nord-, Süd- und Ostrichtung zeigen.

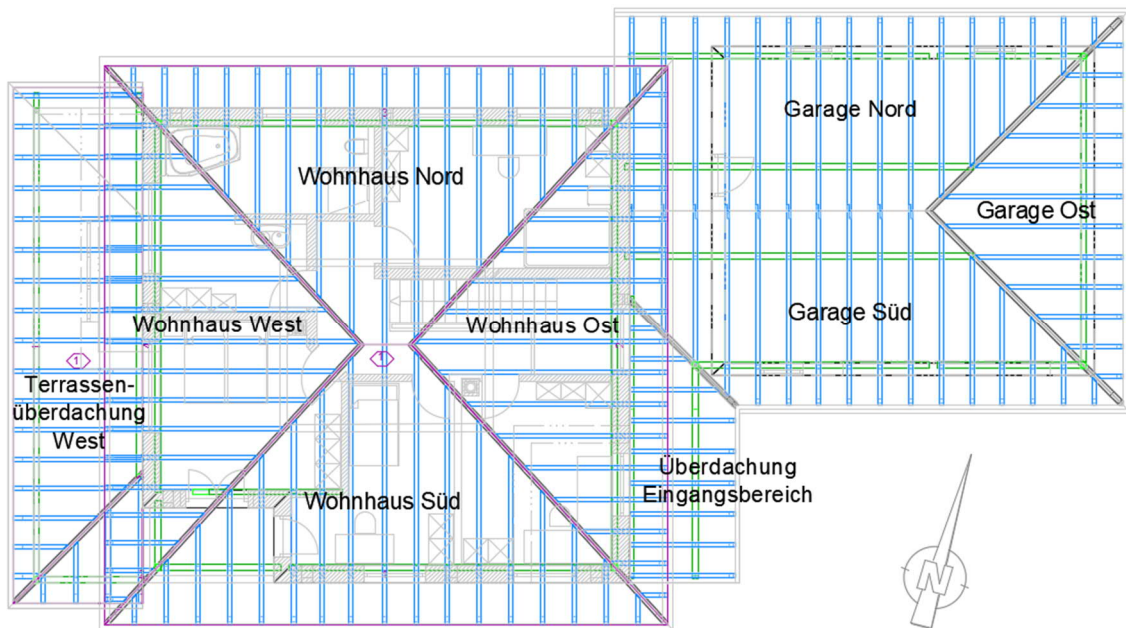
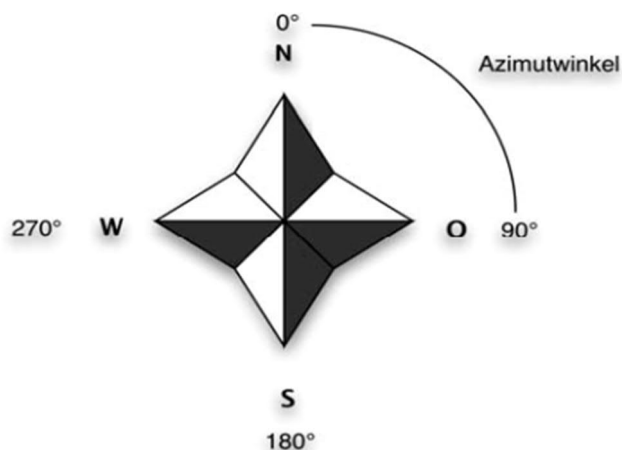


Abbildung 4: Dachstuhlplanung Wohnhaus und Garage (Quelle: eigene Darstellung)

Der Wirkungsgrad von PV-Anlagen hängt von der Neigung der Solarmodule ab. Da bei geneigten Dächern die Montage der PV-Anlage in der Regel dachparallel erfolgt, kann hier auch gleichbedeutend von der Dachneigung gesprochen werden. Für nach Richtung Süden ausgerichtete Module gilt, über das ganze Jahr hinweg gesehen, ein optimaler Wirkungsgrad bei einer Dachneigung zwischen 30 und 40 Grad (vgl. Janßen, 2023a). Bei Dächern mit Nordausrichtung ist hingegen der Wirkungsgrad umso höher, je flacher das Dach ist und umso geringer somit die PV-Module geneigt werden. Das in dieser

Arbeit betrachtete Garagendach wurde mit einer Dachneigung von 25 Grad geplant und errichtet. Dadurch können die vielen Sonnenstunden in den Sommermonaten mit nur geringen Verlusten genutzt werden. Gleichzeitig ist auch von der im Norden platzierenden PV-Generatorfläche ein Ertrag von etwa 65 % bis 70 % im Vergleich zur optimalen Südseite zu erwarten. Außerdem ist das Begehen der Dachfläche bei einer Neigung von 25 Grad bei trockener Dachfläche und entsprechenden Sicherungsmaßnahmen zu Reinigungszwecken problemlos möglich.

Neben der Dachneigung spielt hinsichtlich des Ertrags von Solarmodulen auch der Azimut-Winkel des Gebäudes bzw. der einzelnen Dachflächen eine Rolle. Dieser Winkel gibt den in der Horizontalebene projizierten Winkel zwischen der Sonnenrichtung und der Nordrichtung an, gemessen im Uhrzeigersinn (vgl. Konrad, 2007, S. 149). Der Azimut-Winkel wird benötigt, um anzugeben, wie weit die PV-Generatorfläche aus der Nord-



bzw. Südachse herausgedreht ist (vgl. Konrad, 2007, S. 5). In Tabelle 2 wird dieser Winkel als „Dachausrichtung“ bezeichnet. Bei kleineren Abweichungen (+20 ° bis -20 °) sind die Ertragseinbußen nur äußerst gering. Das Gebäude wurde grundstücksbedingt auf einen Azimut-Winkel von 163,69 Grad ausgerichtet.

Abbildung 5: Azimut-Winkel (Quelle: Konrad, 2007, S. 5)

Tabelle 2: Photovoltaik-Neigungswinkel-Tabelle (Quelle: Janßen, 2023a)

Dachneigung	Dachausrichtung																		
	Süd		Südost						Ost				Nordost						Nord
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
0°	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
10°	93%	93%	93%	92%	92%	91%	90%	89%	88%	86%	85%	84%	83%	81%	81%	80%	79%	79%	79%
20°	97%	97%	97%	96%	95%	93%	91%	89%	87%	85%	82%	80%	77%	75%	72%	71%	70%	70%	70%
30°	100%	99%	99%	97%	96%	94%	91%	88%	85%	82%	79%	75%	72%	69%	66%	64%	62%	61%	61%
40°	100%	99%	99%	97%	95%	93%	90%	86%	83%	79%	75%	71%	67%	63%	59%	56%	54%	52%	52%
50°	98%	97%	96%	95%	93%	90%	87%	83%	79%	75%	70%	66%	61%	56%	52%	48%	45%	44%	43%
60°	94%	93%	92%	91%	88%	85%	82%	78%	74%	70%	65%	60%	55%	50%	46%	41%	38%	36%	35%
70°	88%	87%	86%	85%	82%	79%	76%	72%	68%	63%	58%	54%	49%	44%	39%	35%	32%	29%	28%
80°	80%	79%	78%	77%	75%	72%	68%	65%	61%	56%	51%	47%	42%	37%	33%	29%	26%	24%	23%
90°	69%	69%	69%	67%	65%	63%	60%	56%	53%	48%	44%	40%	35%	31%	27%	24%	21%	19%	18%

3.2 Photovoltaik-Module

3.2.1 Auswahl

Für das Projekt der Eigenverbrauchsanlage werden Solarmodule des Herstellers Solarwatt eingesetzt. Hier gibt es die Wahl zwischen Glas-Folie-Modulen und Glas-Glas-Modulen. Der Unterschied besteht im Aufbau des PV-Moduls. Bei Glas-Folie-Modulen wird die Rückseite mit einer Folienschicht abgeschlossen. Bei Glas-Glas-Modulen wird diese Aufgabe von einer zweiten Glasscheibe übernommen. Auch die Glasqualitäten unterscheiden sich zwischen den beiden Arten von Modulen. (vgl. SOLARWATT GmbH, 2023b). Glas-Glas-Module sind widerstandsfähiger und langlebiger, da sie mechanischen Belastungen wie Wind oder Regen besser standhalten. Bei einer Folie können sich Risse ergeben. Bei Glas-Glas-Modulen hingegen liegt die neutrale Faser, also die Position der für die Stromproduktion verantwortlichen Solarzellen, genau in der Mitte des Solarmodulaufbaus.

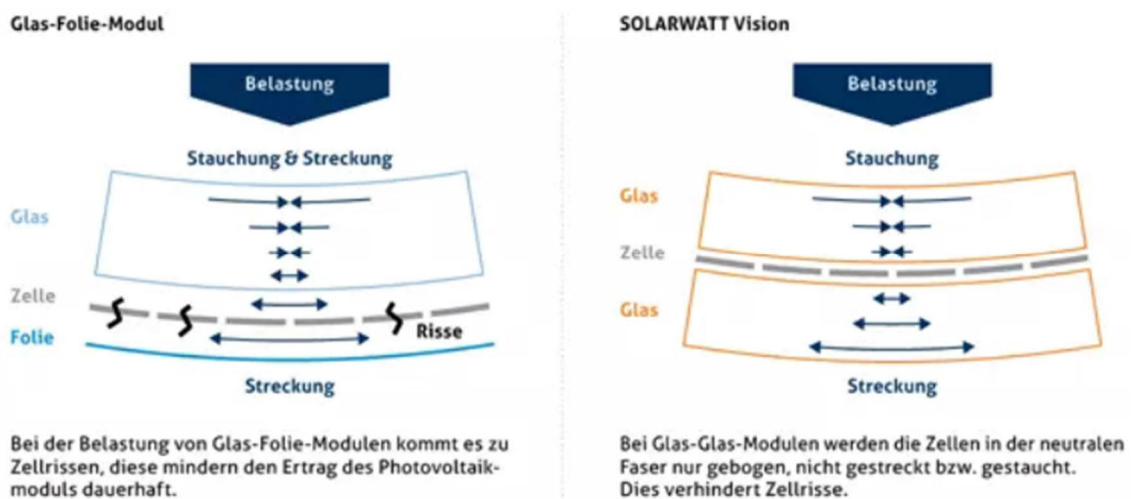


Abbildung 6: Glas-Folie-Modul und Glas-Glas-Modul unter Belastung
(Quelle: SOLARWATT GmbH, 2023a)

Da die Anlage auf Langlebigkeit und Robustheit ausgelegt werden soll, fiel die Entscheidung auf Glas-Glas-Module des Typs „SOLARWATT Panel vision H 3.0 pure“. Diese Module sind ammoniakbeständig, großhagelbeständig und salznebelbeständig. Außerdem wird durch SOLARWATT eine 30-jährige Produkt- und Leistungsgarantie gewährleistet. Bei geringer Degradation liefert dieses Modul nach 30 Jahren noch 87 % der Nennleistung von 370Wp (siehe Anhang 3, Seite 1). Wasserdampf, aggressive Gase und Umwelteinflüsse können den Solarzellen von Glas-Glas-Modulen weniger anhaben. Die Wirtschaftlichkeit auf lange Hinsicht ist hier deutlich höher als bei Glas-Folie-Modulen. Dies begründet sich mit der längeren Lebensdauer in Kombination mit der

geringeren Leistungsabnahme im Vergleich zu Glas-Folie-Modulen (vgl. SOLARWATT GmbH, 2023a). In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten technischen Daten des verwendeten Solarmodultyps dargestellt:

Tabelle 3: Technische Daten Solarmodul (Quelle: eigene Darstellung)

Technische Daten	SOLARWATT Panel vision H 3.0 pure
Elektrische Eigenschaften	
Nennleistung P _{max}	370 Wp
Nennspannung V _{mp} / Nennstrom I _{mp}	34,6 V / 10,8 A
Modulwirkungsgrad	19,9%
Allgemeine Daten	
Abmessungen / Gewicht	1.780 x 1.052 x 40 mm / ca. 25 kg
Modultechnologie	Glas-Glas-Laminat (je 2 mm); Aluminiumrahmen
Solarzellen	120 monokristalline PERC Hochleistungssolarzellen
Bypass-Dioden	3 (Unterleitung in drei Bereiche)
Schutzart / Schutzklasse	IP67 / II (nach IEC 61140)
Zertifizierte mechanische Belastbarkeit nach IEC 61215	Soglast bis 3.600 Pa / Auflast bis 8.100 Pa

3.2.2 Aufbau

Die Verteilung der Solarmodule auf dem Dach wurde so vorgenommen, dass die bereits bei der Dachplanung berücksichtigte PV-Anlage möglichst optimal platziert wird. Um die größtmögliche Anzahl zu erreichen, wurden die Module liegend (vertikal) angeordnet. Dies erforderte jedoch eine Kreuzschienenmontage und somit einen höheren Montageaufwand als bei aufrechter Montage (siehe Abschnitt 3.3).

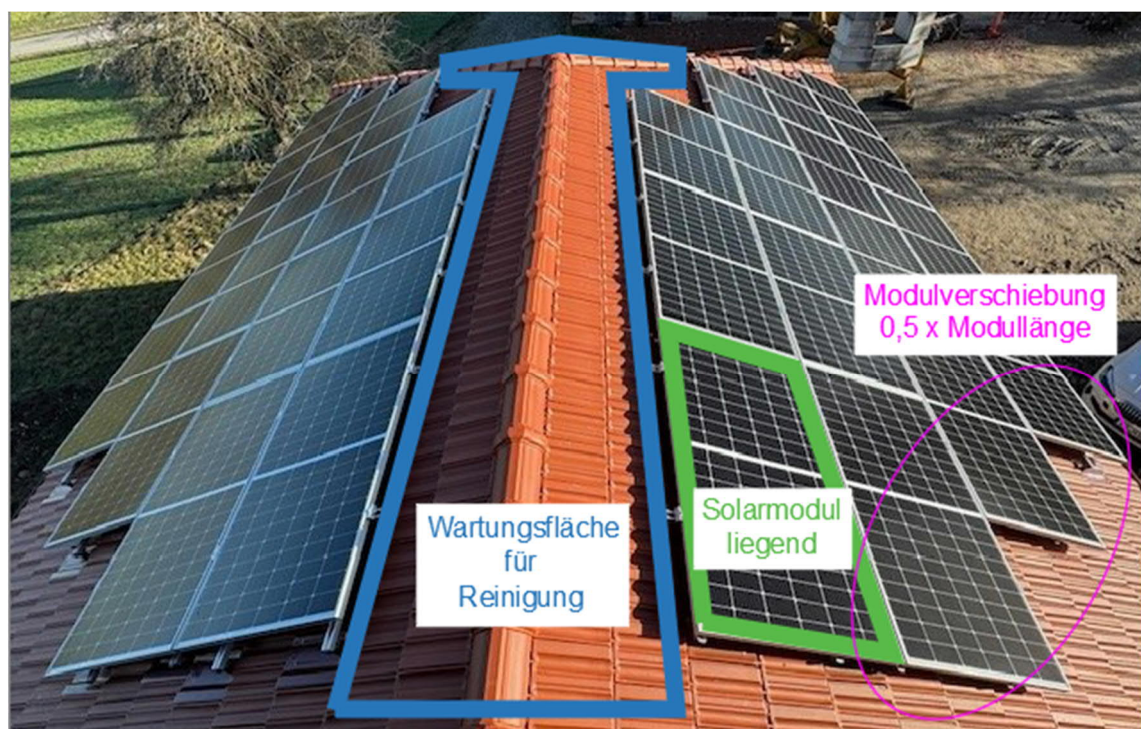


Abbildung 7: Aufbau und Platzierung der Solarmodule (Quelle: eigenes Foto)

Um auch den optischen Anforderungen gerecht zu werden, wurde eine Verschiebung um genau das 0,5-fache der Modullänge vorgenommen. Dadurch liegt die Mitte des jeweils unteren Moduls immer zwischen den beiden oberen Modulen. Daraus ergibt sich ein optisch ansprechendes Bild. Für Reinigungszwecke wurden die oberen Bereiche der Dachfläche jeweils nicht belegt. Somit ist es bei witterungsbedingt begehbarer Dachfläche und entsprechender Sicherungsmaßnahmen möglich, die Solarmodule von oben zu reinigen.

Insgesamt konnten 39 Stück PV-Module platziert werden mit einer Gesamtleistung von $39 \times 370 \text{ Wp} = 14,43 \text{ kWp}$. Alle Module wurden dachparallel montiert und wie in folgender Tabelle dargestellt verteilt:

Tabelle 4: Aufteilung Solarmodule (Quelle: eigene Darstellung)

Aufteilung Solarmodule				
Dach	Dach Süd	Dach Nord	Dach Ost	Gesamt
Dachausrichtung	164 ° Süd	244 ° Nord	74 ° Ost	
Neigung	25 °	25 °	25 °	
Anzahl Module	15 Stück	15 Stück	9 Stück	39 Stück
PV-Generatorfläche	28,1 m ²	28,1 m ²	16,9 m ²	73,1 m ²

3.2.3 Verschaltung

Die Verschaltung der PV-Module wird durch verschiedene Faktoren wie Ausrichtung der Module, Verschattung und elektrische Verkabelung bestimmt. Im ersten Schritt wird anhand der Software PV*SOL die Direkteinstrahlungsminderung, über das ganze Jahr gesehen, für jedes einzelne Modul ermittelt.



Abbildung 8: Simulation Direkteinstrahlungsminderung Dach Süd (Quelle: eigene Darstellung)

Aus der Simulation lässt sich ableiten, welche Module zur selben Zeit gleichermaßen verschattet werden und ggf. in einen separaten Strang zusammengefasst werden sollten. Ein Strang oder auch String bezeichnet die Reihenschaltung mehrerer PV-Module (vgl. Märtel, 2023). Anhand des Ergebnisses der Simulation können an der Stelle bereits bestimmte Dachflächen mit hohen Verlustwerten der Module für die weitere Planung ausgeschlossen werden. In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass die jeweils links angeordneten Solarmodule jeder der vier Reihen höhere Verlustwerte aufweisen als die übrigen Module. Dies ist mit der Verschattung durch das benachbarte Wohnhaus begründet. Da diese Verschattung stark von den Tages- und Jahreszeiten abhängig ist, wird die Belegung an diesen Dachpositionen weiterverfolgt. Hinsichtlich der elektrischen Verkabelung bedeutet das Simulationsergebnis, dass die vier westlichen Module sowie die restlichen elf Module jeweils zu einem Strang zusammengefasst werden. Für das nördliche Dach wurden ähnliche Ergebnisse ermittelt. Die östliche Dachfläche weist keine Verschattungsquellen auf, daher wird auch hier ein separater Strang geplant. Insgesamt ergeben sich fünf Stränge mit folgender Aufteilung:

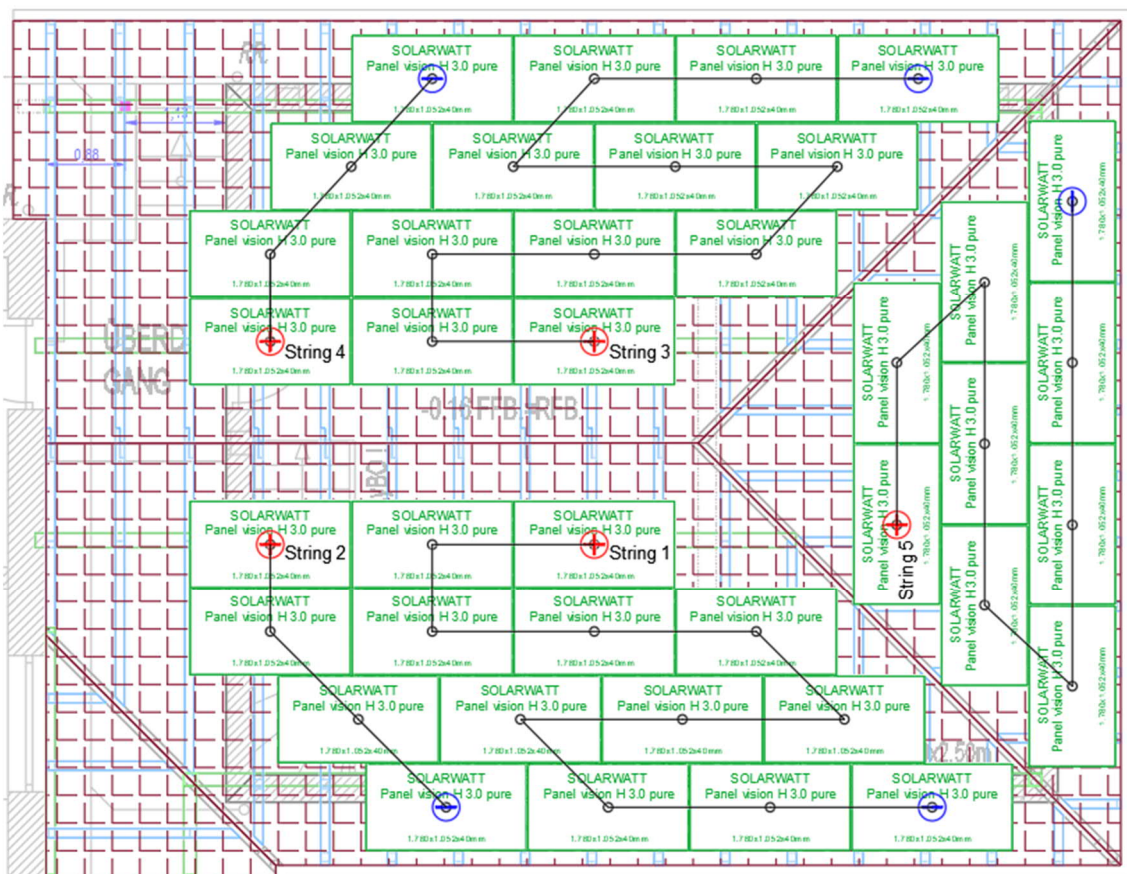


Abbildung 9: Dachaufsicht Stringplanung (Quelle: eigene Darstellung)

Die bereits ermittelte Direkteinstrahlungsminderung je Modul kann nicht gleichbedeutend mit einer Ertragsminderung angesehen werden. Der Ertrag ist stark abhängig von

der Verschaltung. Die Verschmutzung oder Verschattung einzelner Module beeinflusst die Gesamtleistung aller Module im Strang. Grund hierfür sind die in Reihe geschalteten Solarzellen. Die teils verschatteten oder beschmutzten Solarzellen innerhalb eines Solarmoduls verringern den Stromfluss aufgrund des erhöhten Widerstandes. Da innerhalb eines Strangs die PV-Module ebenfalls in Reihe geschaltet werden, wirkt sich die Verringerung des Stromflusses auf den gesamten Strang aus. Mithilfe sogenannter Bypass-Dioden können zwar nichtaktive Solarzellen mit hohem Widerstand überbrückt werden, jedoch sind diese nur dafür konzipiert, für eine vorübergehende Verschattung die Leistungsverluste möglichst gering zu halten. Dauerhafte Beschattung kann zur Überhitzung einzelner Solarzellen und somit zur Beschädigung des Moduls führen (vgl. SOLARWATT GmbH, 2023c).

Um die insgesamt fünf Teilgeneratoren (String 1 bis String 5) der Solaranlage anschließen zu können, ist neben dem Wechselrichter in der Batterieanlage noch ein weiterer, kleinerer Wechselrichter mit einer Leistung von 3,0 kWp notwendig (siehe Abschnitt 3.4). Unter Berücksichtigung der minimalen und maximalen DC-Eingangsspannungen (siehe Tabelle 5) werden die fünf Stränge optimal auf die beiden Wechselrichter aufgeteilt. Solarmodule liefern Gleichspannung, auch DC-Spannung genannt. Da Batterien mit Gleichspannung arbeiten, kann die produzierte Energie bei der ausgewählten E3/DC-Anlage direkt in die Batterien eingespeist werden. Die vom zusätzlichen Wechselrichter produzierte Energie muss hingegen erst in AC-Spannung (Wechselspannung) umgewandelt werden, bevor sie nach erneuter Umwandlung von AC- zu DC-Spannung in die Batterien eingespeichert werden kann. Die hier entstehenden Verluste beim Umwandlungsprozess können an dieser Stelle vernachlässigt werden, da aufgrund der zu erwartenden Grundlast der Gebäude ein Großteil der Energie bereits AC-seitig direkt verbraucht wird, ohne zwischengespeichert werden zu müssen.

String 1 (Süd), String 3 (Nord) und String 5 (Ost) werden aufgrund der bereits ermittelten Modulverschaltung auf Basis der Direkteinstrahlungsminderungssimulation auf den Batteriewechselrichter aufgeschaltet (Teilanlage 1). Dieser besitzt insgesamt zwei unabhängige MPP-Tracker, an die jeweils zwei Stränge angeschlossen werden können. MPP steht für „Maximum Power Point“. An diesem Punkt erreichen die Solarmodule ihre maximale Leistung. Ein MPP-Eingang wird vom Wechselrichter so geregelt, dass das Verhältnis von Spannung und Strom den maximalen Ertrag liefert. An einem MPP-Eingang soll demzufolge immer der „Maximum Power Point“ erreicht werden (vgl. EIGENSONNE GmbH, 2024).

Der Anschluss von zwei Strängen an einen unabhängigen MPP-Eingang wird als Polystring-Verschaltung bezeichnet. Das Installieren von Polystrings meint eine Parallelschaltung von mehreren, unterschiedlich ausgerichteten PV-Generatoren an einem MPP-Eingang. Dabei ist zu beachten, dass die Nennleistung und Anzahl der gemeinsam an einem DC-Eingang angeschlossenen Strings identisch sein muss (vgl. Hast, 2020). Beide Faktoren wurden bei String eins (Süd) und String drei (Nord) mit jeweils elf Solarmodulen des identischen Herstellers und Modells berücksichtigt. String drei mit insgesamt neun Solarmodulen auf der östlichen Dachfläche wird an den zweiten MPP-Eingang des Batteriewechselrichters ohne Polystring-Verschaltung angeschlossen.

Die beiden westlichen Strings neben dem Wohnhaus (String 2 und String 4) sind an einen separaten, kleineren Wechselrichter angeschlossen. Dieser arbeitet unabhängig (Teilanlage 2). Die mögliche Verschattung durch das Dach des Wohnhauses hat somit keinen Einfluss auf die Gesamtleistung der Module auf der südlichen und nördlichen Dachfläche. Die beiden Strings sind jeweils an einen der beiden unabhängigen MPP-Tracker des SMA-Wechselrichters angeschlossen.

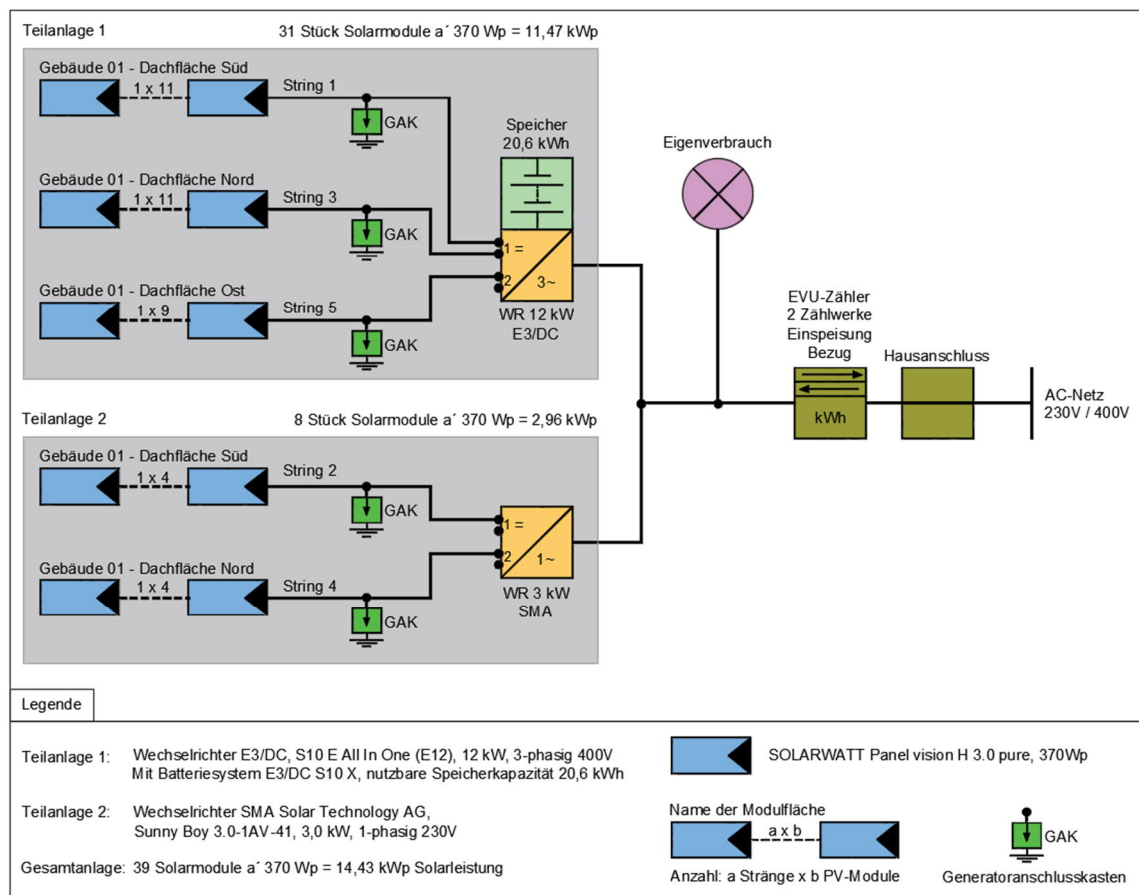


Abbildung 10: Schaltschema PV-Anlage (Quelle: PV*SOL mit eigener Darstellung)

3.3 Montagesystem

Eine Montagesystem, auch Unterkonstruktion genannt, dient der Befestigung von Solarmodulen auf dem Dach. Die Verbindung der Montageschienen mit der Dachhaut erfolgt mittels Dachhaken. Für eine feste Verbindung werden diese mit den Dachsparren des Dachstuhls verschraubt (vgl. Kümpel, 2023). Es besteht die Möglichkeit, Dachhaken aus nichtrostenden Materialien wie Aluminium und Edelstahl oder sogenannte Aufdachmodulhalter zu verwenden. Bei der Verwendung von Dachhaken müssen die Dachziegel an der Stelle, an der ein Haken die Dachhaut durchdringt, ausgeschnitten werden. Ein Aufdachmodulhalter besteht aus einem Blechdachziegel mit angenietetem Haken. Die Montageschienen werden dann mit dem Haken des jeweiligen Systems fest verschraubt.

Für das Montagesystem dieser Arbeit wurden Aufdachmodulhalter des Hersteller Lehmann, passend zum Dachziegelmodell gewählt. Der Vorteil dieses Systems besteht darin, dass keine Tondachziegel bearbeitet oder geflext werden müssen. Außerdem ist die



Gefahr der Entstehung von Haarrissen und damit die Gefahr des Eintritts von Feuchtigkeit ausgeschlossen (vgl. Otto Lehmann GmbH, 2024b). Da es sich um einen Neubau handelt, können diese Blechdachziegel direkt mit der Dacheindeckung mitverlegt werden.

Abbildung 11: Aufdachmodulhalter
(Quelle: Otto Lehmann GmbH, 2024a)

Die Platzierung der Aufdachmodulhalter sowie der Aufbau der Montageschienen erfolgt nach genauen Vorgaben einer vorangegangenen Berechnung. Die Berechnung wurde mit der kostenlosen Online-Planungssoftware K2 Base in der Version 3.1.110.0 (vgl. K2 Systems GmbH, 2024a) durchgeführt. K2 Base ist ein Planungstool zur Auslegung von PV-Projekten. Das Anwendungsprogramm wird vom Unternehmen K2 Systems entwickelt und betrieben. K2 Systems ist ein „Aufdachspezialist“ für die Entwicklung und Optimierung von innovativen Montagesystemen für PV-Anlagen. Das Unternehmen vertreibt seine Montagesysteme weltweit zur Installation von Solaranlagen in bereits mehr als 130 Ländern (vgl. K2 Systems GmbH, 2024b).

Zu Beginn der Planung wird der genaue Standort der PV-Anlage sowie die Geländekategorie angegeben. Die Software ermittelt automatisch die Windlastzone und die

maximal zu erwartenden Schneelasten. Mit diesen Angaben und Daten wird eine statische Berechnung des Montagesystems durchgeführt. Außerdem erfolgt automatisch die Positionierung der Befestigungspunkte, an denen die Montageschienen mittels Aufdachmodulhaltern mit der Dachkonstruktion verbunden werden. Bei der Windlastberechnung überprüft das Programm jede Stelle des Daches hinsichtlich der maximal auftretenden Winddruck- und Windsoglasten. In der folgenden Abbildung 12 sind diese Bereiche mit unterschiedlichen Farben visuell dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die maximalen Windlasten an den Dachrändern auftreten können (farbig hinterlegte Seitenränder).

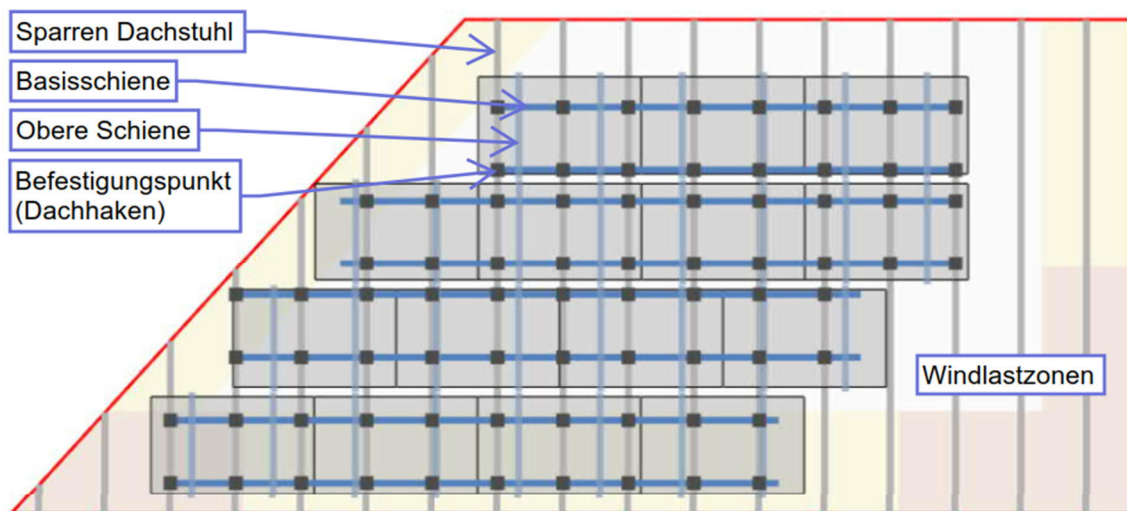


Abbildung 12: Montagesystem und Windlastzonen Dach Nord
(Quelle: eigene Darstellung mit K2 Base)

Die Unterkonstruktion wird als Kreuzschienenmontage ausgeführt. Das Montagesystem besteht aus einer Basisschiene, die mit den Dachhaken verbunden wird, und einer oberen Schiene, an der die Solarmodule befestigt werden. Dabei kann sowohl die Position der unteren Basisschiene an die Dachkonstruktion (Sparren) als auch die der oberen Schiene an die optimalen Befestigungspunkte der PV-Module angepasst werden. Die beiden Schienen werden mittels Kreuzverbinder in exakt rechtem Winkel fest miteinander verbunden. Die Stringleitungen zur elektrischen Verbindung der Module werden mit Kabelbindern am Montagesystem befestigt.

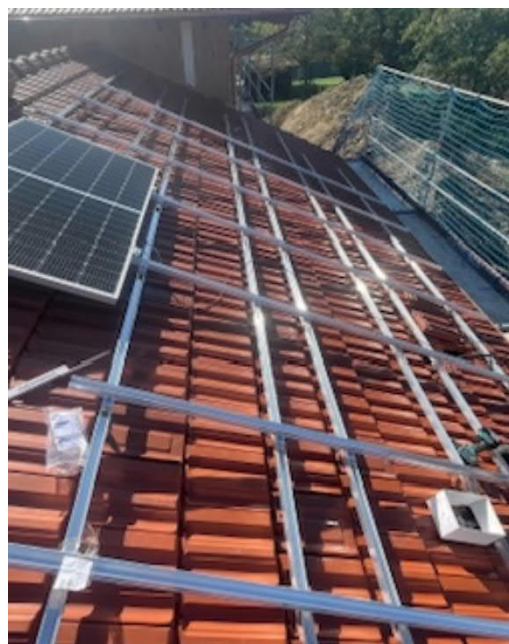


Abbildung 13: Kreuzschienenmontage
(Quelle: eigenes Foto)

Die Klemmbereiche der Solarmodule sind in der Montageanleitung in Abhängigkeit von der zulässigen Druck- und Sogbelastung wie in Abbildung 14 dargestellt angegeben. Zur Befestigung werden vier Modulklemmen an der Längsseite der Solarmodule mit der oberen Schiene des Montagesystems verschraubt. Die Gewichtsverhältnisse eines Moduls werden durch die Auflageflächen an der in Abbildung 14 angegebenen Klemmfläche b) bestmöglich ausgeglichen. Eine Durchbiegung der Module kann zu Beschädigungen führen (siehe Abbildung 6). Dies wird durch eine exakte Positionierung der oberen Montageschienen des Montagesystems minimiert.

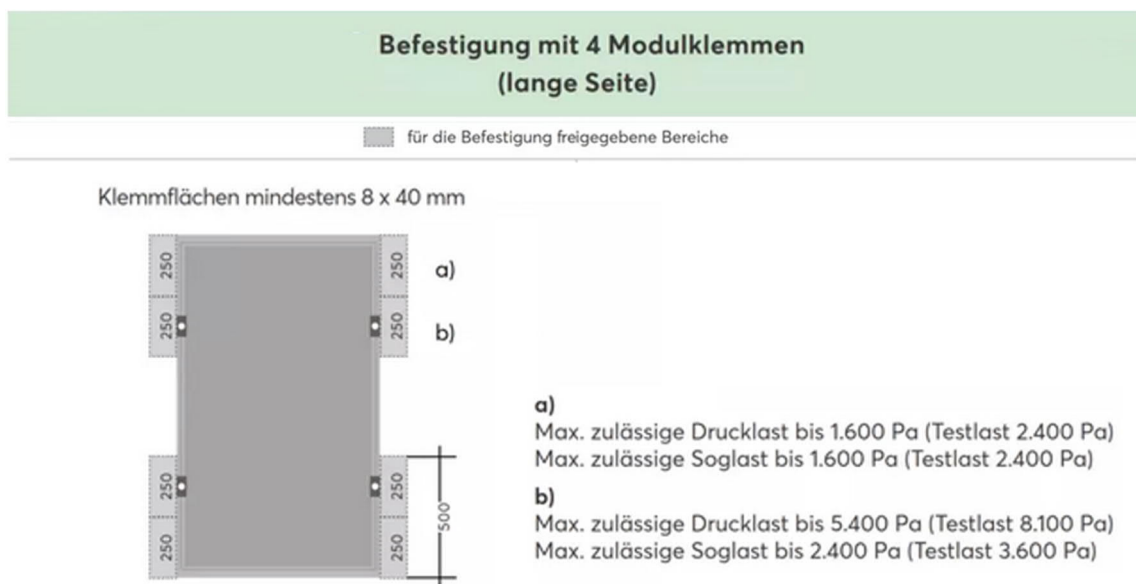


Abbildung 14: Klemmfläche Solarmodul SOLARWATT Panel vision H 3.0 pure
(Quelle: SOLARWATT GmbH, 2021)

3.4 Speicher und Wechselrichter

Basierend auf den Ergebnissen der Dachbelegung und Verschaltung der PV-Module (siehe Abschnitt 3.2.3) werden die notwendigen Geräte zur Umwandlung des von den Solarmodulen erzeugten Stroms in nutzbaren Wechselstrom (Wechselrichter) ausgewählt. Zusätzlich wird ein intelligentes Speichersystem eingesetzt. Die Wechselrichter müssen so ausgelegt sein, dass sie die Anzahl und Leistung der geplanten Strings aufnehmen können. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren wurde ein Wechselrichter der Marke E3/DC mit integriertem Energiespeicher ausgewählt. Die nutzbare Batteriekapazität beträgt bei dieser Anlage 20,6 kWh. Als Marke für netzgekoppelte Solarstromversorgungen mit innovativen Energiespeicherlösungen gehört E3/DC zur Hager Group (vgl. Hager Group, 2024).

Der zweite Wechselrichter für String 2 und String 4 (siehe Abbildung 10) muss für die relativ niedrige MPP-Spannung von vier in Reihe geschalteten Solarmodulen (ca. 138,4 Volt) ausgelegt sein. Mit einer minimalen MPP-Spannung von 110 Volt (siehe Tabelle 5) wurde der Wechselrichter Sunny Boy 3.0 der Marke SMA ausgewählt. Die beiden ausgeführten Systeme haben folgende Typenzeichnungen:

- Hauskraftwerk E3/DC S10 X (integrierter Wechselrichter mit 12 kW und Batteriespeicher mit 20,6 kWh)
- SB3.0-1AV-41 (SMA Sunny Boy 3.0, Wechselrichter 3,0 kW)

Neben den „harten“ Faktoren bezüglich der anzuschließenden Solarmodule gibt es noch weitere Faktoren, die bei der Auswahl von Komponenten berücksichtigt werden sollten. Hierzu zählt der Wirkungsgrad, um Verlust möglichst gering zu halten. Auch die Umgebungsbedingungen und benötigte Schnittstellen sind zu berücksichtigen. Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten technischen Daten der oben genannten Systeme.

Tabelle 5: Technische Daten Speicher und Wechselrichter
(Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Datenblättern > siehe Anhang 4 und 5)

Technische Daten	E3DC S10 X	SMA Sunny Boy 3.0
Erzeugung Eingang		
Max. DC-Leistung der angeschlossenen PV-Module	18.000 W	5.500 W
Min. MPP Spannung	250 V	110 V
Max. MPP Spannung	850 V	500 V
Max. DC-Eingangsspannung	1000 V	600 V
Unabhängige MPP-Tracker	2	2
Strings pro MPP-Eingang	2	2
Erzeugung Ausgang		
Max. AC-Nennleistung (230 V, 50 Hz)	12.000 W	3.000 W
Max. Ausgangsscheinleistung	13.500 VA	3.000 VA
AC-Nennspannung L / N / PE	3 x 230 V	1 x 230 V
AC-Nennfrequenz	50 Hz	50 Hz
Max. Ausgangsstrom	3 x 20 A	1 x 16 A
Einspeisephasen / Anschlussphasen	3 / 3	1 / 1
Verschiebungsfaktor Cos (phi)	-0,9 ... +0,9	-0,8 ... +0,8
Erzeugung Allgemein		
Max. Systemwirkungsgrad inkl. Batterie	> 90 %	-
Wirkungsgrad PV-Wechselrichter EU	> 95 %	96,4 %
Betriebstemperaturbereich	+5 °C bis +35 °C	-25 °C bis +60 °C
Schnittstellen	RS232 / USB / Ethernet / CAN	RS485 / Ethernet / WLAN
Energiemanagement integriert	ja	nein
Betriebsmodi		
DC-Betrieb	ja	nein
AC-Stromspeicher	ja	nein
Notstromversorgung	ja (solar nachladbar)	nein
Hybrid (DC + AC)	ja	nein
Schwarzstartfähigkeit	ja	nein
Speicherung		
Nutzbare Batteriekapazität	20,6 kWh	-
Nennleistung Laden / Entladen	11 kW	-
Batterietechnologie	Lithium-Ionen	-

Das Batteriesystem wurde so gewählt, dass es den Energiebedarf von etwa zwei Tagen speichern kann. Der Tagesverbrauch variiert je nach Jahreszeit und Wochentag und liegt zwischen 9 kWh und 12 kWh. Mit 20,6 kWh nutzbarer Energie ist der eingesetzte Speicher dafür geeignet.

Ein weiteres entscheidendes Kriterium ist die Schwarzstartfähigkeit des Hauskraftwerks. Diese Funktion ermöglicht es, das System im Inselbetrieb nur mit der Energie der angeschlossenen Solarmodule zu betreiben. Zum Nachladen der Batterien ist kein Netz erforderlich. Das System kann unabhängig vom öffentlichen Versorgungsnetz betrieben werden. Der Begriff Schwarzstartfähigkeit bezieht sich auf den autonomen Start des Systems nach einer Abschaltung aufgrund vollständig entladener Batterien. Sobald die PV-Anlage wieder genügend Energie liefert, startet das System automatisch, unabhängig vom öffentlichen Stromnetz. Es wird keine externe Energie für den Start benötigt (vgl. Next Kraftwerke GmbH, 2024).

Das eingesetzte Speichersystem arbeitet mit einem Lithium-Eisenphosphat-Speicher. Diese Akkumulatoren gehören zur Familie der Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Der Unterschied zu konventionellen Lithium-Ionen-Batterien liegt im Material der positiven Elektrode (Kathode). Bei der Batterietechnologie des E3/DC Hauskraftwerks besteht das Kathodenmaterial aus Eisenphosphat (LiFePO_4) anstelle eines Gemischs aus Lithium, Kobalt und Nickel (vgl. Dr. Wolfgang Gründinger, 2023).

Der Vorteil dieses Batteriesystems liegt in der hohen Sicherheit. Die Batterien gelten als inhärent sicher, d. h. ein thermisches Durchgehen (Überhitzung mit Brand oder Explosion als Folge) wie bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren ist nahezu ausgeschlossen. Der übliche Temperaturbereich für Lagerung und Betrieb von Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren reicht von -15 °C bis $+60\text{ °C}$. Ein weiterer Vorteil ist die hohe Lebensdauer von mehreren tausend möglichen Lade- und Entladezyklen (vgl. Willig, 2024). E3/DC gibt für das Hauskraftwerk eine Batteriekapazitätsgarantie von mindestens 80 % nutzbarer Batteriekapazität nach einer Betriebszeit von 10 Jahren (siehe Anhang 4, Seite 3).

Ein Nachteil von LiFePO_4 -Batterien ist die geringe Energiedichte. Dies bedeutet, dass für die gleiche Kapazität wie bei klassischen Lithium-Ionen-Akkus mehrere Zellen benötigt werden, was das Gewicht und den Platzbedarf erhöht (vgl. Willig, 2024). Bei Speichersystemen für Solaranlagen spielt dieser Faktor jedoch eine untergeordnete Rolle, sodass die Vorteile deutlich überwiegen.

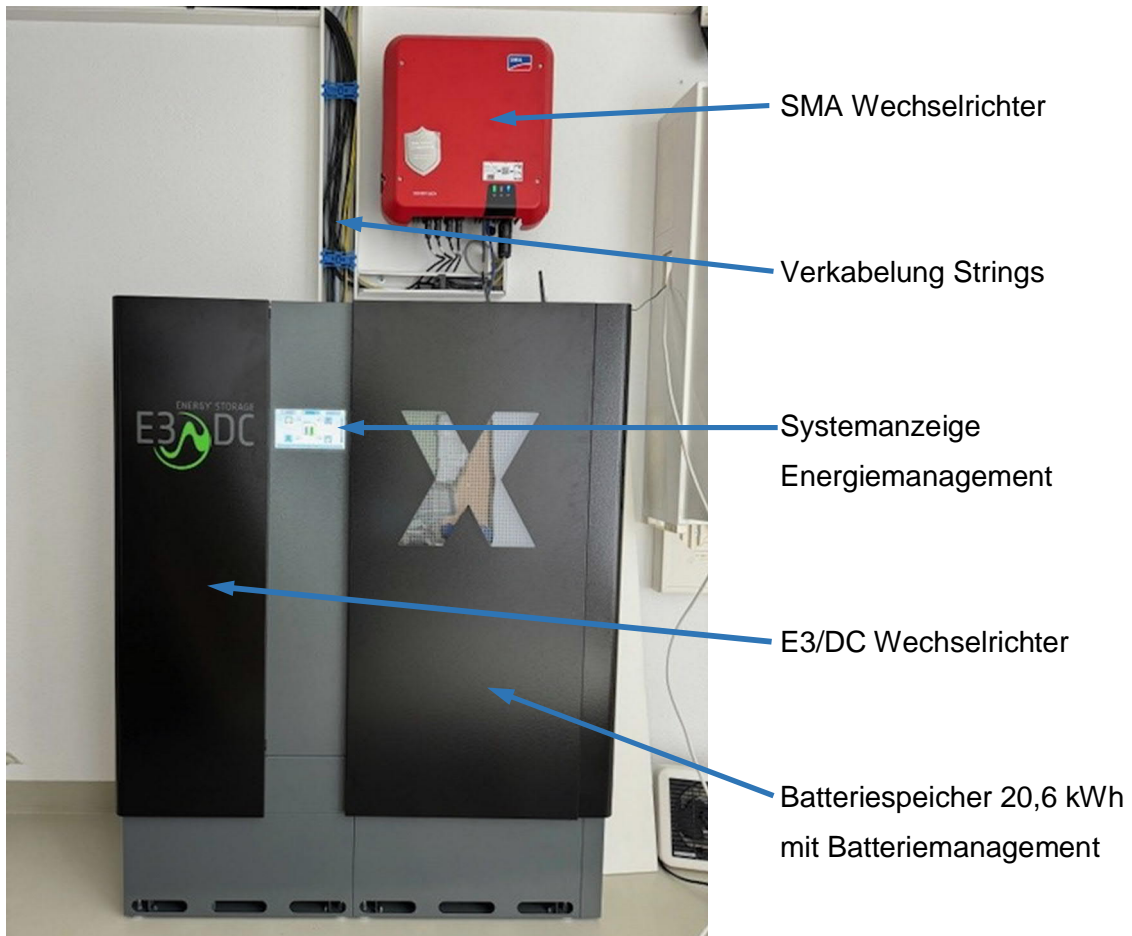


Abbildung 15: Hauskraftwerk mit zusätzlichem externen Wechselrichter
(Quelle: eigenes Foto)

3.5 Sicherheitsaspekte

Die Sicherheitsaspekte einer Photovoltaikanlage sind wichtig und umfassen verschiedene Bereiche. Dazu gehören elektrische Sicherheit, Brandschutz, Arbeits- und Gesundheitsschutz sowie Umweltaspekte. Es ist entscheidend, dass die Installation den geltenden Normen und Vorschriften entspricht.

Hinsichtlich des baulichen Brandschutzes sind keine Auflagen zu berücksichtigen, da keine darunterliegenden Brandwände überbaut oder mit Kabel und Leitungen durchquert werden. Für den Arbeitsschutz während der Bauphase wurde die gesamte Dachfläche eingerüstet und mit Seitenschutznetz versehen. Alle Verpackungsmaterialien und Bauabfälle wurden sortiert und fachgerecht entsorgt.

Die elektrische Sicherheit wird mit korrekt bemessenen Absicherungen und Abschaltvorrichtungen erreicht. Abschließende Messungen zeigen mögliche Isolationsfehler auf, die zur Überhitzung von Leitungen und Bränden führen können. Auch die Verkabelung und

die Abschaltvorrichtungen können durch Messungen überprüft werden. Das Gebäude benötigt keinen Blitzschutz, jedoch muss in diesem Fall die PV-Anlage über eine äußere Erdung verfügen, welche alle Geräte vor einer durch Blitzschlag entstehenden Überspannung schützt. Zusätzlich wird ein internes Erdungssystem benötigt, welches das Potential der PV-Anlage mit all ihren Komponenten ausgleicht und somit Überspannungen verhindert (vgl. Corab S.A. ul., 2023). Zu den Komponenten zählen die PV-Module, das Montagesystem, die Wechselrichter sowie das Energiespeichersystem.



Abbildung 16: Generatoranschlusskästen String 1 bis String 5 (Quelle: eigenes Foto)

Um zu verhindern, dass eine auf dem Dach auftretende Überspannung in das Gebäude gelangt, werden möglichst unmittelbar nach dem Gebäudeeintritt Generatoranschlusskästen (GAK) vorgesehen. Als Bindeglied zwischen der Gleichstromseite der Solaranlage sowie des Wechselrichters wird, wie in Abbildung 16 zu sehen, jeder String über einen GAK geführt. Darin befinden sich Überspannungsschutzorgane, welche den Wechselrichter vor Überspannungen von außen schützen.

Zum Schutz vor Überspannung aus dem Netz des Versorgungsnetzbetreibers wird im Zählerschrank vor dem Zähler ein Überspannungsschutzgerät installiert. Dieses schützt die Gebäudeinstallation sowie auch die PV-Anlagenkomponenten vor äußeren Einwirkungen aus dem öffentlichen Netz.

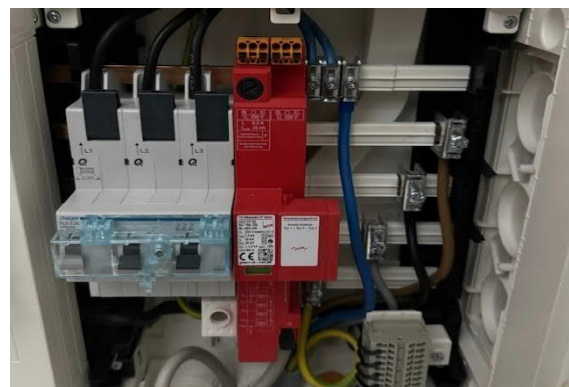


Abbildung 17: SLS und Überspannungsschutz (Quelle: eigenes Foto)

3.6 Netzzuschaltung und Einspeisevergütung

Nach der Installation, Prüfung und Messung der PV-Anlage ist diese bereit, Strom aus Sonnenenergie zu erzeugen. Für den Netzanschluss ist ein EVU-Zähler erforderlich, der sowohl über ein Zählwerk für den Strombezug als auch für die Einspeisung in das öffentliche Netz verfügt. Dieser Zähler wird vom Netzbetreiber bereitgestellt und installiert. Dazu wird mit dem Netzbetreiber ein Messstellenbetriebsvertrag abgeschlossen. Im Zuge der Zählermontage erfolgt auch die Abnahmeprüfung durch einen zugelassenen Prüfer. Dabei wird geprüft, ob die PV-Anlage den technischen Anforderungen und Spezifikationen entspricht. Seitens der Kraftwerke Haag wird für Anlagen unter 30 kWp keine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Leistungsreduzierung der Einspeisung gefordert.

Nach erfolgreicher Prüfung erfolgt die Netzzuschaltung. Die PV-Anlage ist nun in der Lage, Strom zu erzeugen und in die Batterie, das Gebäude oder das öffentliche Netz einzuspeisen. Der eingespeiste Strom wird nach den Bestimmungen des EEG vergütet. Der Abschluss eines zusätzlichen Einspeisevertrages ist nicht erforderlich. Die Erfüllung der Verpflichtung zur Zahlung der Einspeisevergütung nach dem EEG durch den Netzbetreiber darf nicht vom Abschluss eines Einspeisevertrages abhängig gemacht werden (vgl. RELAW GmbH - Clearingstelle EEG, KWKG, 2023).

Die Einspeisevergütung für die Überschusseinspeisung der Eigenverbrauchsanlage mit insgesamt 14,43 kWp errechnet sich aus den in Tabelle 1 angegebenen Werten. Die Inbetriebnahme mit Netzzuschaltung erfolgte am 02.01.2024. Für die ersten 10 kWp werden 8,2 Cent pro kWh und für weitere 4,43 kWp 7,1 Cent pro kWh vergütet. Daraus ergibt sich die in der folgenden Tabelle dargestellte Mischkalkulation:

Tabelle 6: Einspeisevergütung Mischkalkulation (Quelle: eigene Darstellung)

Einspeisevergütung Eigenverbrauchsanlage 14,43 kWp		
Inbetriebnahme 02.01.2024	14,43 kWp	
	10 kWp	4,43 kWp
Vergütung je kWp Anlagengröße	8,2 Cent	7,1 Cent
Mischkalkulation	`= (10 kWp * 8,2 Cent/kWp + 4,43 kWp * 7,1 Cent/kWp) / 14,43 kWp`	
Vergütung je kWh Einspeisung	7,86 Cent	

Durch eine Direktvermarktung des Stroms besteht die Möglichkeit, höhere Einspeisevergütungen in Abhängigkeit von den Börsenpreisen zu erzielen. Dazu sind weitere technische Voraussetzungen wie der Einbau von intelligenten Messsystemen oder die Fernsteuerbarkeit der Anlage zu berücksichtigen (§ 10b EEG 2023). Da dies bei der hier betrachteten PV-Anlage nicht der Fall ist, wird darauf nicht weiter eingegangen.

4 Ertragsanalyse

Bei der Ertragsanalyse wird zunächst ermittelt, welche Erträge die geplante PV-Anlage liefert. Der Betrachtungszeitraum beginnt am 20.12.2023 und endet am 10.02.2024. Die Ermittlung erfolgt zunächst theoretisch mit Hilfe einer Software. Für die theoretische Ertragssimulation werden Wetterdaten der letzten 10 bis 20 Jahre verwendet. Eine praktische Ertragsanalyse liefert die tatsächlichen Ergebnisse beim Betrieb der realisierten PV-Anlage mit Energiespeicher für den betrachteten Zeitraum. Ein Vergleich der Ergebnisse zeigt dann mögliche Abweichungen zwischen der theoretischen Simulation und den tatsächlich erzeugten Werten.

Im betrachteten Winterzeitraum sind die Tage im Jahresvergleich mitunter am kürzesten und somit die Erträge im Winter geringer als im Sommer. Beim Einsatz einer Eigenverbrauchsanlage mit Speichersystem sind die Tage mit den geringsten Tageserträgen im Jahr entscheidend für die Menge an zusätzlich benötigter elektrischer Energie aus dem Netz. Die Ergebnisse der Simulation und der praktischen Ertragsmessung unter Berücksichtigung der Tagesverbräuche geben Aufschluss über den Grad der Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz beim Betrieb der gewählten Systemkomponenten.

Eine theoretische Überschussbetrachtung zeigt Möglichkeiten auf, die vor allem in den Sommermonaten erzeugte und nicht benötigte Energie alternativ zum Laden eines Elektrofahrzeugs oder zur Erzeugung von Wasserstoff zu nutzen. Ziel ist es, die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage zu erhöhen, indem die Überschusseinspeisung reduziert und alternativ als Eigenverbrauch genutzt wird.

4.1 Theoretische Ertragsanalyse

Als Grundlage für die theoretische Ertragsbetrachtung erfolgte in Kapitel 3, Planung und Aufbau der PV-Anlage, die Dimensionierung und Verschaltung aller für den Betrieb der PV-Anlage notwendigen Komponenten mit Hilfe der Software PV*SOL. Mit dem gleichen Programm PV*SOL premium 2023 kann auch eine Ertragssimulation auf Basis von Stunden- oder Minutenwerten durchgeführt werden. Dabei werden Faktoren wie Standort, Wetterdaten, Neigung und Ausrichtung der PV-Module sowie die Verschattung durch das benachbarte Wohnhaus berücksichtigt. Darüber hinaus berücksichtigt PV*SOL die technischen Eigenschaften aller Komponenten vom Photovoltaikmodul über den Wechselrichter und das Speichersystem bis hin zur Netzeinspeisung.

4.1.1 Wetterdaten

Für die Ertragssimulation einer geplanten PV-Anlage greift PV*SOL je nach Standort der Anlage auf Klimadaten zurück, die auf der Datenbank „MeteoNorm“ von den schweizerischen Klima- und Wetterdatenexperten „Meteotest“ basieren. Diese Datenbank enthält Klimadaten von mehreren tausend weltweit stationierten Bodenmessstationen. Zusätzlich werden viele Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) genutzt. (vgl. Valentin Software GmbH, 2023).

Abbildung 18 zeigt die Standorte von weltweit verteilten Wetterstationen der Datenbank MeteoNorm. In Europa sind ca. 1.600 Messstellen stationiert.

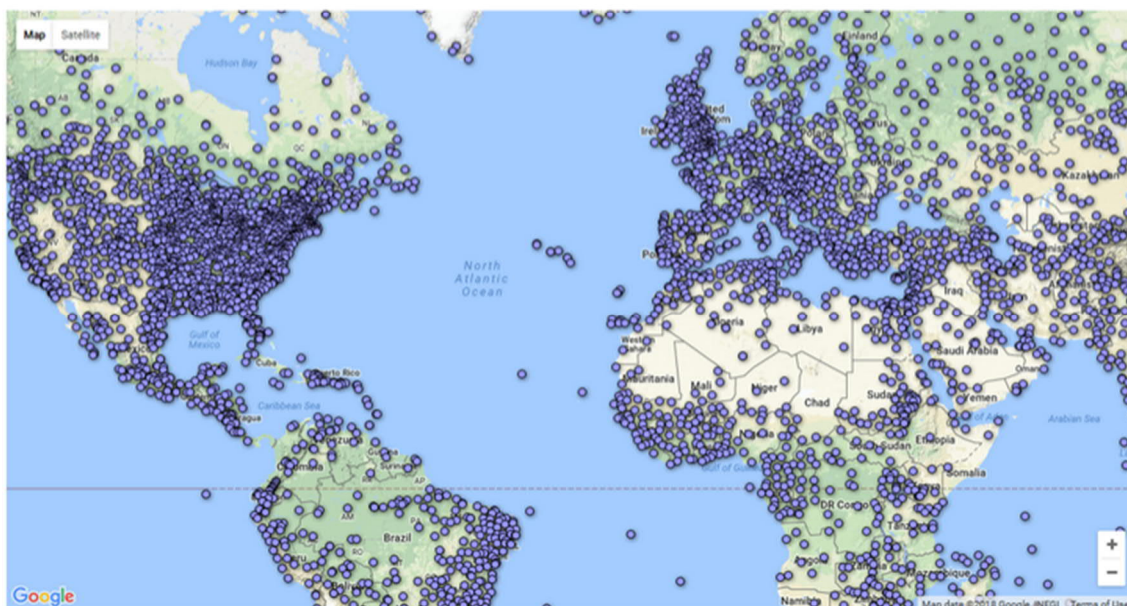


Abbildung 18: Klimadatenstandorte von Wetterstationen in der Meteonorm
(Quelle: Valentin Software GmbH, 2023)

Durch die Nutzung sogenannter Klimadatenätze werden möglichst reale, standorttypische Wetterdaten genutzt, die einen meteorologischen Normalfall abbilden. So werden bei der Erstellung von Klimadatenätzen aus einem Zeitraum zwischen 10 und 30 Jahren repräsentative Tage herausgesucht und damit ein typisches meteorologische Jahr (TMY) gebildet. Diese Methode verhindert, dass unbrauchbar „verwaschene“ Klimadaten bei der Simulation genutzt werden (vgl. Valentin Software GmbH, 2023)

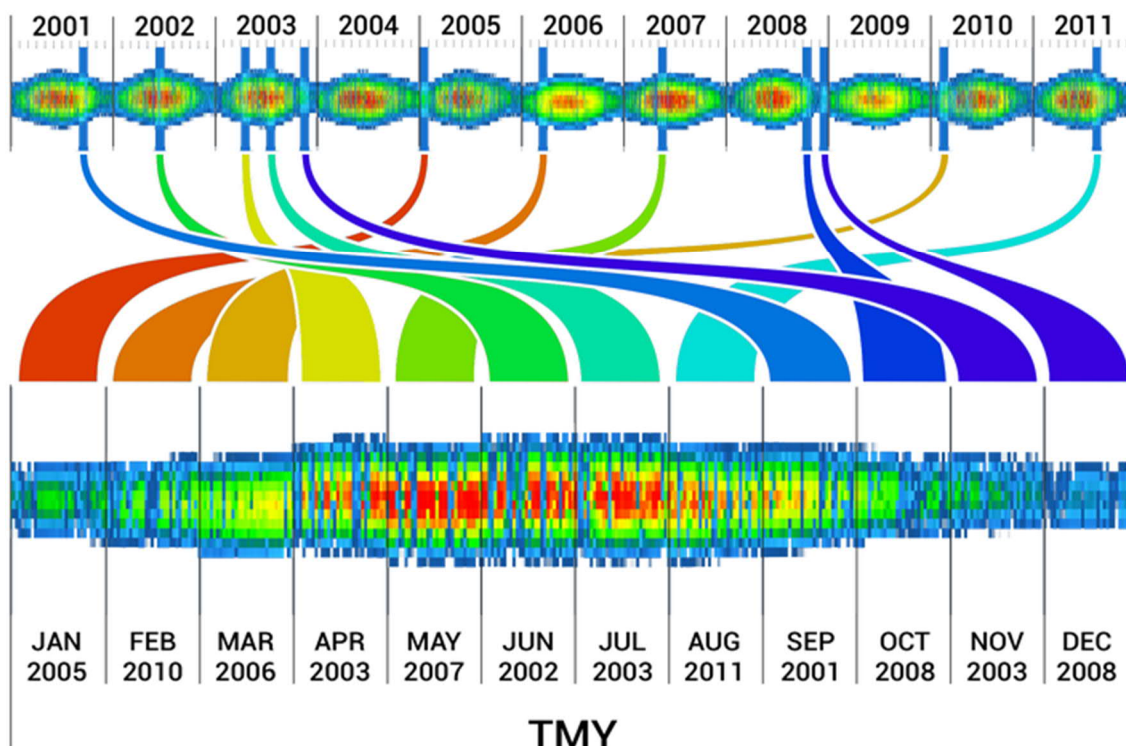


Abbildung 19: Zusammenstellung eines typischen meteorologischen Jahres (TMY)
(Quelle: Valentin Software GmbH, 2023)

4.1.2 Simulation

Nachdem bereits in Abschnitt 3.2.3 die Direkteinstrahlungsminderung für jedes einzelne Modul ermittelt wurde, erfolgt nun die Berechnung der Erträge anhand der daraus festgelegten Verschaltung. Mit der tages- und stundengenauen Simulation kann festgestellt werden, inwiefern sich die Verluste durch höhere Direkteinstrahlungsminderungswerte einzelner Solarmodule auf den gesamten Ertrag der Module eines Strangs auswirken. Erfolgt eine Verschattung nur zu bestimmten Tages- oder Jahreszeiten, beispielsweise in den Morgen- oder Abendstunden, so ist der daraus entstehende Verlust nur gering. Die bereits jeweils separat verschalteten Module (String 2 und String 4) an der westlichen Seite des Garagendaches werden nur während den Abendstunden und größtenteils in den Wintermonaten verschattet. Zu den Mittagszeiten, an denen die Erträge am höchsten sind, erfolgt zu keiner Jahreszeit eine Verschattung. Aus diesem Grund wurden auch diese PV-Module mit Direkteinstrahlungsminderungswerten bis etwa 20 % installiert (siehe Abbildung 8).

Mit Hilfe der implementierten Berechnungsalgorithmen und der Klimadatensätze des Installationsortes der PV-Anlage simuliert die Software PV*SOL die Erträge der geplanten PV-Anlage tages- und stundengenau. Gleichzeitig wird der täglich benötigte

Energiebedarf simuliert. Dieser Bedarf an Energie aus Strom muss der Software vorgegeben werden. Es wird von einem 2-Personen-Haushalt ausgegangen. Die Gebäude werden mit einem Smart Home System ausgestattet, wodurch zusätzlicher Energiebedarf entsteht. Aufgrund der größeren Wohnfläche ist der Bedarf an elektrischer Energie in einem Einfamilienhaus höher als in einer Wohnung in einem Mehrfamilienhaus. Der Energieverbrauch ist nicht jeden Tag gleich. Im Winter ist er höher, da die Wohnräume beheizt werden und die Tageslänge kürzer ist als im Sommer (vgl. Pötter, 2023). Insgesamt ergibt sich ein jährlicher Energiebedarf von insgesamt 3822 kWh inklusive Standby-Verbrauch der Wechselrichter in der Nacht. Unter Berücksichtigung der Anzahl der Monatstage ergeben sich folgende Verbrauchswerte als Grundlage für die Simulation in PV*SOL:

Tabelle 7: Jährlicher Bedarf an elektrischer Energie (Quelle: eigene Darstellung)

Energiebedarf zur Stromversorgung			
Monat	Tage im Monat	Tagesverbrauch in kWh	Monatsverbrauch in kWh
Januar	31	11,5	356,5
Februar	28	11,0	308,0
März	31	10,5	325,5
April	30	10,0	300,0
Mai	31	9,5	294,5
Juni	30	9,0	270,0
Juli	31	9,0	279,0
August	31	9,0	279,0
September	30	10,0	300,0
Oktober	31	10,5	325,5
November	30	11,0	330,0
Dezember	31	12,0	372,0
Standby-Verbrauch Wechselrichter pauschal pro Jahr			82,0
Gesamt			3822,0

Zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs in der Nacht oder bei zu geringer Eigenenergieerzeugung wird das Batteriesystem genutzt. Insgesamt steht bei voll geladenem Speicher eine Energiemenge von 20,3 kWh zur Verfügung. Damit kann theoretisch etwa ein Tag ohne Solarstromproduktion überbrückt werden. Die Auswertung der theoretischen Ertragssimulation in Abschnitt 4.1.3 zeigt, wie oft das Speichersystem des verwendeten Hauskraftwerkes theoretisch vollständig entladen ist und wie oft und in welcher Menge daher Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss.

Insgesamt simuliert PV*SOL den erzielten Ertrag aus Sonnenenergie sowie das Zusammenspiel von Solarstromerzeugung, Verbrauch, Batterieladung und -entladung sowie Einspeisung von Überschussstrom. Die folgende Grafik zeigt den Energiefluss mit den Ergebniswerten für ein gesamtes Kalenderjahr.

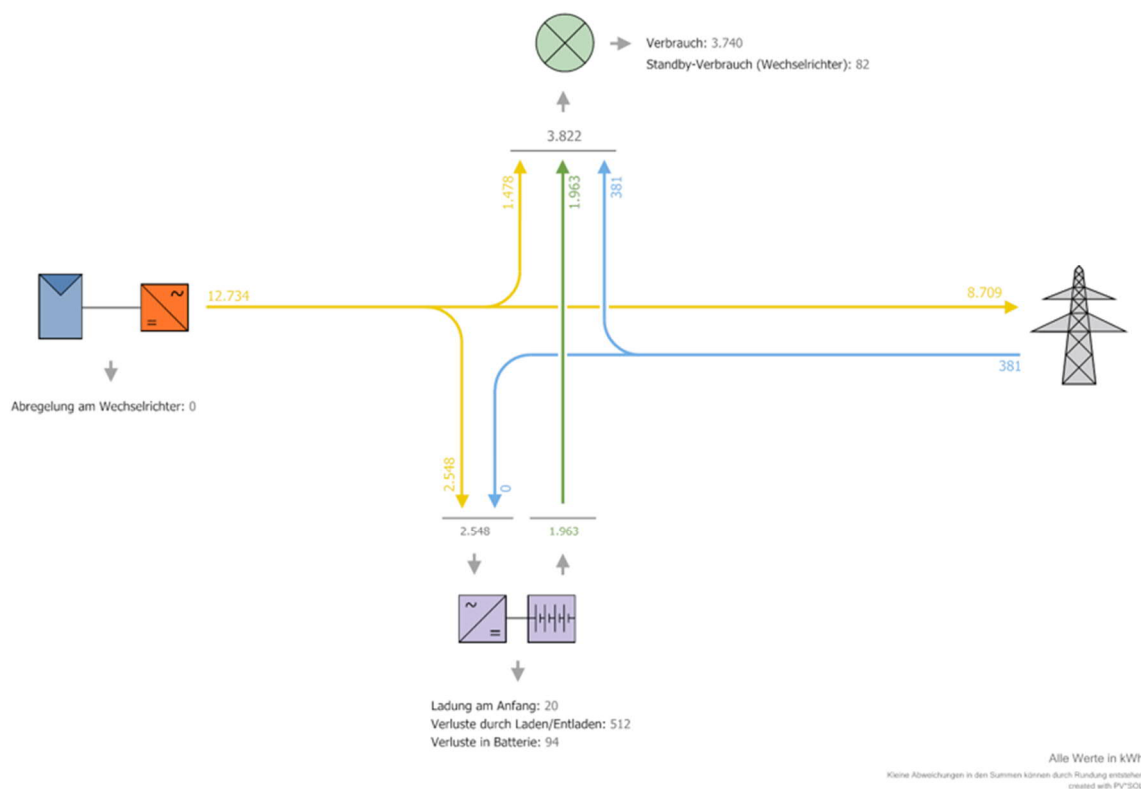


Abbildung 20: Energieflussgrafik | Simulation in PV*SOL (Quelle: PV*SOL)

Der gelb dargestellte PV-Generatorstrom wird nach Abzug aller Umwandlungsverluste in das Wechselstromnetz eingespeist. Ein Teil davon wird direkt im Haus verbraucht oder zum Laden der Akkumulatoren verwendet. Die restliche, nicht benötigte Energiemenge wird in das öffentliche Netz eingespeist, wodurch für jede Kilowattstunde elektrischer Energie die in Abschnitt 3.6 berechnete Einspeisevergütung erzielt wird. Sobald kein oder zu wenig Solarstrom für den Eigenbedarf zur Verfügung steht, erfolgt die Energieversorgung als grüne Darstellung aus den Akkumulatoren. Sind diese leer, wird Energie aus dem Netz bezogen (blaue Darstellung).

Für den Vergleich der theoretischen Simulationsergebnisse mit einer praktischen Ertragsanalyse auf Basis der Tageserträge wurde der Zeitraum vom 20.12.2023 bis zum 10.02.2024 gewählt. In diesem Zeitraum ist die Tageslänge im Jahresvergleich am kürzesten. Daher ist dieser Betrachtungszeitraum für die Ertragsbetrachtung einer Eigenverbrauchsanlage mit Batteriespeicher am besten geeignet.

Zur Berechnung von Verlusten beim Laden und Entladen des Speichers sowie bei der Umwandlung von Gleichspannung in Wechselspannung müssen die jeweiligen Wirkungsgrade (η) ermittelt werden. Der in Abschnitt 3.4, Tabelle 5 angegebene Systemwirkungsgrad des Speichersystems bezieht sich auf optimale Bedingungen. Hierzu zählt

auch die Auslastung des Systems. Wie in folgender Abbildung 21 zu erkennen, werden hohe Wirkungsgrade bei einer Auslastung des Batteriesystems von 50 % bis 100 % erreicht. Die maximale Auslastung beim Laden oder Entladen beträgt 11 kW.

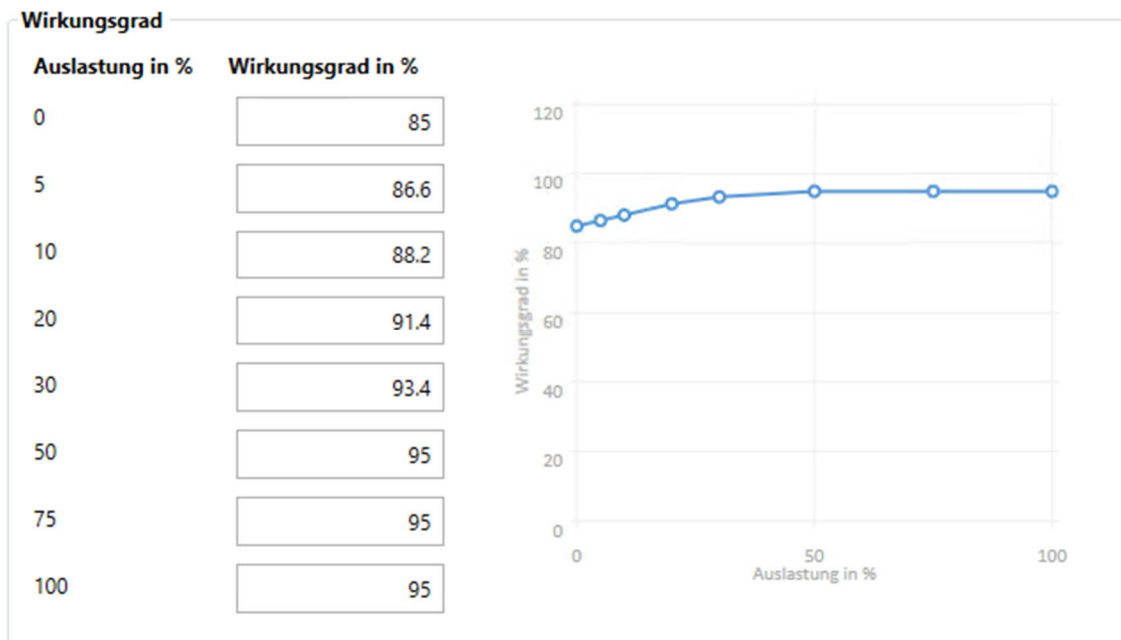


Abbildung 21: Wirkungsgrad Batteriesystem E3/DC bei verschiedenen Lasten (Quelle: PV*SOL)

In einem 2-Personen-Haushalt ist mit einem durchschnittlichen Verbrauch von rund 500 W auszugehen, was eine Auslastung des Systems von durchschnittlich ca. 5 % beim Entladen bedeutet. Abbildung 21 zeigt hier einen Wirkungsgrad beim Entladen der Batterien von 86,6 %. Da in den Wintermonaten beim Laden der Batterie häufig ebenfalls nur geringe Leistungen von durchschnittlich 500 W bis 2000 W erreicht werden, wird für die Auswertung der Simulationsergebnisse ein Wirkungsgrad des Batteriesystems von 90 % bei einer Auslastung von 5 % bis 10 % angenommen. Die Werte der Wechselrichter für die Energieumwandlung von Gleichspannung in Wechselspannung wurden den Datenblättern entnommen (siehe Tabelle 5). Zur Übersicht sind in Tabelle 8 die Wirkungsgrade der eingesetzten Geräte für verschiedenen Umwandlungsprozesse dargestellt. Mit diesen Werten erfolgt in den folgenden Kapiteln die Berechnung von nutzbarer Energie nach Abzug der Umwandlungsverluste.

Tabelle 8: Wirkungsgrade (Quelle: eigene Darstellung)

Wirkungsgrade der Systeme zur Ertragsanalyse mit Eigenverbrauchssimulation			
η_1	Wirkungsgrad 1 = 0,90 ~ 90 %	Batterie Laden	Solarmodul DC -> Batterie DC
η_2	Wirkungsgrad 2 = 0,866 ~ 86,6 %	Batterie Entladen	Batterie DC -> Eingang WR DC
η_3	Wirkungsgrad 3 = 0,95 ~ 95 %	Wechselrichter E3DC	Eingang WR DC -> Netz AC
η_4	Wirkungsgrad 4 = 0,964 ~ 96,4 %	Wechselrichter SMA	Eingang WR DC -> Netz AC

4.1.3 Ergebnisse der Simulation

Nach Durchführung der theoretischen Ertragsanalyse mit PV*SOL können die stündlichen Ergebnisdaten in eine Excel-Liste exportiert werden. Die folgende Tabelle zeigt die Simulationsergebnisse pro Tag. Die farbige dargestellten Werte wurden berechnet. Ein Ladezustand „LEER“ bedeutet, dass keine Energie im Speicher vorhanden ist.

Tabelle 9: Ergebnisse der theoretischen Ertragsanalyse Teil 1 (Quelle: eigene Darstellung)

Simulationsergebnisse PV*SOL										
Datum	PV-Generatorenergie AC-Netz			Verbrauch		Speicher				Netz
	E3/DC 11,47 kWp (kWh)	SMA 2,96 kWp (kWh)	Ein- speisung (kWh)	Tag Gesamt (kWh)	Direkter Eigenver- brauch (kWh)	Batterie Laden (kWh)	Batterie Entladen (kWh)	Verluste Laden / Entladen (kWh)	Min. Lade- zustand (kWh)*	Bezug Einsp. (kWh)
									10,30	
20.12.2023	7,25	1,48	8,73	12,30	2,30	6,42	12,16	2,80	3,92	-
21.12.2023	11,54	2,37	13,91	12,30	2,80	11,12	11,55	3,16	2,38	-
22.12.2023	3,69	0,92	4,61	12,30	2,74	1,87	4,07	0,91	LEER	6,21
23.12.2023	11,47	2,77	14,24	12,30	2,86	11,38	10,24	2,95	LEER	1,01
24.12.2023	2,84	0,45	3,29	12,30	1,67	1,61	1,45	0,42	LEER	9,44
25.12.2023	13,72	2,83	16,55	12,30	2,87	13,68	11,46	3,40	0,85	-
26.12.2023	12,46	2,68	15,14	12,30	3,00	12,14	11,30	3,22	0,47	-
27.12.2023	7,55	1,81	9,36	12,30	3,17	6,18	6,03	1,69	LEER	4,17
28.12.2023	12,75	2,69	15,44	12,30	2,85	12,60	11,34	3,27	LEER	0,12
29.12.2023	11,98	2,51	14,49	12,30	2,80	11,68	10,51	3,03	LEER	0,85
30.12.2023	5,43	1,31	6,74	12,30	2,64	4,09	3,68	1,06	LEER	6,63
31.12.2023	1,64	0,40	2,04	12,30	1,65	0,40	0,36	0,10	LEER	10,35
01.01.2024	9,71	2,23	11,94	11,80	3,08	8,86	7,97	2,30	LEER	2,16
02.01.2024	3,83	0,95	4,78	11,80	2,83	1,95	1,76	0,51	LEER	7,53
03.01.2024	11,35	2,52	13,87	11,80	2,98	10,90	9,81	2,83	LEER	0,75
04.01.2024	14,45	3,01	17,46	11,80	2,75	14,72	11,00	3,42	2,25	-
05.01.2024	3,45	0,80	4,25	11,80	2,24	2,03	4,07	0,93	LEER	6,21
06.01.2024	11,40	2,53	13,93	11,80	2,97	10,97	9,87	2,85	LEER	0,71
07.01.2024	8,81	1,98	10,79	11,80	2,86	7,92	7,13	2,06	LEER	3,08
08.01.2024	4,53	1,12	5,65	11,80	2,77	2,87	2,58	0,74	LEER	6,90
09.01.2024	2,91	0,45	3,36	11,80	1,79	1,57	1,41	0,41	LEER	8,85
10.01.2024	4,33	0,74	5,07	11,80	2,36	2,71	2,44	0,70	LEER	7,43
11.01.2024	12,94	2,75	15,69	11,80	3,13	12,56	10,54	3,12	0,77	-
12.01.2024	14,62	3,12	17,74	11,80	2,48	15,25	11,33	3,53	3,16	-
13.01.2024	11,43	2,54	13,97	11,80	3,08	10,88	10,60	2,97	2,35	-
14.01.2024	1,46	0,36	1,82	11,80	1,64	0,18	2,52	0,46	LEER	8,09
15.01.2024	2,87	0,71	3,58	11,80	2,54	1,04	0,94	0,27	LEER	8,49
16.01.2024	1,43	0,35	1,78	11,80	1,59	0,19	0,17	0,05	LEER	10,07
17.01.2024	10,58	2,06	12,64	11,80	2,66	9,98	8,98	2,59	LEER	1,75
18.01.2024	13,47	3,03	16,50	11,80	3,23	13,26	10,42	3,17	1,52	-
19.01.2024	3,79	0,56	4,35	11,80	1,99	2,37	3,65	0,88	LEER	6,81
20.01.2024	0,61	0,15	0,76	11,80	0,76	0,01	0,01	0,00	LEER	11,03
21.01.2024	5,13	1,26	6,39	11,80	2,88	3,50	3,15	0,91	LEER	6,33
22.01.2024	0,68	0,17	0,85	11,80	0,83	0,02	0,02	0,01	LEER	10,96
23.01.2024	6,21	1,54	7,75	11,80	2,89	4,85	4,37	1,26	LEER	5,32
24.01.2024	17,05	3,30	20,35	11,80	3,59	16,76	9,98	3,45	5,10	-
25.01.2024	7,52	1,16	8,68	11,80	2,70	5,98	10,49	2,46	LEER	0,47

Tabelle 10: Ergebnisse der theoretischen Ertragsanalyse Teil 2 (Quelle: eigene Darstellung)

Datum	PV-Generatorenergie AC-Netz			Verbrauch		Speicher				Netz
	E3/DC 11,47 kWp (kWh)	SMA 2,96 kWp (kWh)	Ein- speisung (kWh)	Tag Gesamt (kWh)	Direkter Eigenver- brauch (kWh)	Batterie Laden (kWh)	Batterie Entladen (kWh)	Verluste Laden / Entladen (kWh)	Min. Lade- zustand (kWh)*	Bezug Einsp. (kWh)
26.01.2024	16,21	3,13	19,34	11,80	3,48	15,86	10,11	3,38	4,16	-
27.01.2024	2,85	0,70	3,55	11,80	2,54	1,02	5,08	1,00	LEER	5,08
28.01.2024	17,82	3,35	21,17	11,80	3,59	17,59	9,98	3,53	5,85	-
29.01.2024	3,91	0,65	4,56	11,80	1,88	2,68	8,26	1,73	LEER	3,12
30.01.2024	4,60	0,83	5,43	11,80	2,10	3,33	3,00	0,86	LEER	7,23
31.01.2024	6,42	1,60	8,02	11,80	3,58	4,45	4,01	1,16	LEER	4,93
01.02.2024	5,99	1,50	7,49	11,30	3,21	4,28	3,85	1,11	LEER	4,92
02.02.2024	7,53	1,90	9,43	11,30	2,97	6,46	5,81	1,68	LEER	3,55
03.02.2024	3,80	0,94	4,74	11,30	2,74	1,99	1,79	0,52	LEER	7,09
04.02.2024	8,92	1,61	10,53	11,30	3,19	7,34	6,61	1,91	LEER	2,68
05.02.2024	12,52	3,06	15,58	11,30	2,85	12,73	10,27	3,09	1,19	-
06.02.2024	1,87	0,46	2,33	11,30	1,50	0,82	1,92	0,42	LEER	8,22
07.02.2024	5,97	1,16	7,13	11,30	2,70	4,43	3,99	1,15	LEER	5,32
08.02.2024	4,93	1,22	6,15	11,30	2,99	3,17	2,85	0,82	LEER	5,96
09.02.2024	12,66	3,12	15,78	11,30	3,34	12,44	9,68	2,96	1,52	-
10.02.2024	11,23	2,63	13,86	11,30	3,15	10,72	9,91	2,83	1,26	-
LEGENDE										
*Der Anfangsladezustand entspricht 50 % der nutzbaren Speicherkapazität -> 20,6 kWh x 0,5 = 10,3 kWh										
Simulationswerte schwarz										
Vorgabewerte grün										
Berechnung blau										

Der Anfangsladezustand wird mit 50 % der nutzbaren Speicherkapazität von 20,6 kWh festgelegt und anschließend anhand der Lade- und Entladeenergie neu berechnet. Um einen Vergleich mit der praktischen Ertragsmessung herbeiführen zu können, werden hier nicht die Werte aus der Simulation verwendet, da die Berechnungen in PV*SOL immer von 01.01. eines Jahres bis 31.12. eines Jahres erfolgen. Somit wäre der Anfangsladezustand am 01.01.2024 in der Simulation verfälscht, da dieser sich nicht am Ladezustand des Vortages (31.12.2023) orientiert.

Die Einspeisung in das AC-Netz (Tabelle 9/10, Spalte 4) ergibt sich aus der PV-Generatorenergie der beiden Wechselrichter E3/DC (Tabelle 9/10, Spalte 2) und SMA (Tabelle 9/10, Spalte 3). Ein Teil des Ertrags wird direkt verbraucht (Tabelle 9/10, Spalte 6) oder gespeichert (Tabelle 9/10, Spalte 7). Der restliche Strom fließt in das öffentliche Versorgungsnetz, sobald der Speicher vollständig geladen ist. Im Simulationszeitraum wird bei der theoretischen Ertragsanalyse ein voller Speicher zu keinem Zeitpunkt erreicht. Es findet keine Stromeinspeisung statt.

Die grün dargestellten Verbrauchswerte pro Tag (Tabelle 9/10, Spalte 5) sind vorgegeben und orientieren sich am Eigenstrombedarf gemäß Tabelle 7. Die Werte enthalten 0,3 kWh Standby-Verluste der Wechselrichter.

Die blau dargestellten Werte der Spalten 8 bis 11 wurden berechnet. Dazu wurden den Zellen der Excel-Datei Formeln zugeordnet. Die Berechnung erfolgt nach folgenden Formeln:

Batterie Entladen pro Tag:

$$\mathbf{Entladen} = \frac{\text{Tagesverbrauch} - \text{Direkter Eigenverbrauch}}{\eta_2 \times \eta_3}$$

Sobald der Tagesverbrauch inkl. Lade- und Umwandlungsverlusten höher ist als die Tagesproduktion des PV-Generators, kann maximal die verbleibende gespeicherte Energiemenge der Vortage als Anteil des von der PV-Anlage produzierten Stroms genutzt werden. Die Berechnung erfolgt dann durch folgende Formel:

$$\mathbf{Entladen} = \text{Minimaler Ladezustand Vortag} + \text{Batterie Laden} - [\text{Batterie Laden} - (\text{Batterie Laden} \times \eta_1)]$$

Verluste Laden / Entladen pro Tag:

$$\mathbf{Verluste} = [\text{Batterie Laden} - (\text{Batterie Laden} \times \eta_1)] + [\text{Batterie Entladen} - (\text{Batterie Entladen} \times \eta_2 \times \eta_3)]$$

Minimaler Ladezustand pro Tag:

$$\mathbf{Ladezustand} = \text{Minimaler Ladezustand Vortag} + \text{Batterie Laden} - (\text{Batterie Laden} - \text{Batterie Laden} \times \eta_1) - \text{Batterie Entladen}$$

Netzbezug pro Tag:

$$\mathbf{Netzbezug} = \text{Verbrauch Tag Gesamt AC} - \text{Direkter Eigenverbrauch AC} - [\text{Minimaler Ladezustand Vortag} + \text{Batterie Laden} - (\text{Batterie Laden} - \text{Batterie Laden} \times \eta_1) \times \eta_2 \times \eta_3]$$

Die Ladezustandsanzeige „LEER“ wird automatisch angezeigt, wenn der Inhalt der Zelle für den minimalen Ladezustand Null oder negativ wird. Um dies zu erreichen, wurde eine benutzerdefinierte Formatierung der Zellen wie in Abbildung 22 dargestellt vorgenommen.

The screenshot shows a portion of an Excel spreadsheet with a custom number format applied to a cell. The cell contains the text 'LEER' in blue. The format code is: 0,00;[ROT] LEER ;[ROT] LEER; 0,00; "-" ; "-" ; [Rot]0,00; "-" ; "-" ; 0,00; "LEER"; "LEER" ; [-x-systeme]h:mm:ss AM/PM ; hh:mm:ss. The 'Benutzerdefiniert' (Custom) format type is selected in the dropdown menu.

3,92	-	
2,38	-	
LEER	6,21	
LEER	1,01	

Abbildung 22: Zellenformatierung Ladezustandsanzeige "LEER"
(Quelle: eigene Darstellung mit Microsoft Excel)

Die für die Berechnung verwendeten Wirkungsgrade η_1 , η_2 und η_3 wurden der Tabelle 8 entnommen. Um bei den Berechnungen negative Speicherladezustände zu vermeiden, musste eine Zwischenrechnung durchgeführt werden. Die Zwischenergebnisse werden durch eine WENN-Funktion berechnet. Abbildung 23 zeigt die Formel in der Berechnungsdatei.

Verluste Laden / Entladen (kWh)	Min. Lade- zustand (kWh)*	Bezug Einsp. (kWh)	Ladezustand Leer
	10,30		10,30
2,80	3,92	-	3,92
3,16	2,38	-	=WENN(J6>0;J6;0)
0,91	LEER	6,21	WENN(Wahrheitstest; [Wert_wenn_wahr]; [Wert_wenn_falsch])
2,95	LEER	1,01	0,00
0,42	LEER	9,44	0,00
3,40	0,85	-	0,85
3,22	0,47	-	0,47

Abbildung 23: Berechnung Ladezustand „LEER“ (Quelle: eigene Darstellung mit Microsoft Excel)

4.2 Praktische Ertragsanalyse

Nach der Planung und Ertragssimulation mit PV*SOL erfolgt in der praktischen Ertragsanalyse die Erfassung der erzeugten elektrischen Energie anhand des realen Anlagenbetriebs. Beide Teilanlagen, der E3/DC-Wechselrichter mit Speichersystem und der SMA-Wechselrichter, stellen die täglichen Produktionsdaten über eine herstellerbasierte Online-Plattform zur Verfügung. Es ist davon auszugehen, dass es sich bei der von beiden Teilanlagen übermittelten Menge an erzeugter elektrischer Energie um die DC-seitigen Erträge handelt. Sowohl E3/DC als auch SMA machen hierzu keine verlässlichen Angaben. In der systemintegrierten Zählerfunktion des Batteriesystems E3/DC wird der Ertrag jedoch als „Solarproduktion“ bezeichnet. In der Visualisierung im SMA Sunny Portal wird bei der Erzeugungsmessung ein Solarmodul dargestellt. Auch hier ist zu erkennen, dass für den AC-seitigen Ertrag zur Nutzung als Eigenverbrauch oder zur Einspeisung in das öffentliche Netz noch der Wirkungsgrad des Wechselrichters hinzugerechnet werden muss. Alle weiteren Verluste der Komponenten des Gesamtsystems bis hin zu den DC-Eingängen sind in den Werten der Ertragsbetrachtung bereits abgezogen. Für den durch die Batterie gedeckten Verbrauch sind zusätzlich die Verluste durch den Lade- und Entladevorgang zu berücksichtigen. Daraus lässt sich ein Systemwirkungsgrad errechnen, welcher alle Umwandlungsverluste des Speichers und des Wechselrichters berücksichtigt.

4.2.1 Ergebnisse der praktischen Ertragsbetrachtung

Die Darstellung der Ergebnisse in Tabelle 11 und Tabelle 12 erfolgt in ähnlicher Form wie bei der theoretischen Ertragssimulation. Die Generatorenergie der beiden Teilanlagen entspricht dem DC-seitigen Ertrag. Deren Summe multipliziert mit den jeweiligen Wirkungsgraden η_3 und η_4 ergibt den AC-seitig nutzbaren Tagesertrag.

Tabelle 11: Ergebnisse der praktischen Ertragsanalyse Teil 1 (Quelle: eigene Darstellung)

Ergebnisse der Praktischen Ertragsanalyse										
Datum	Generatorenergie DC		AC	Verbrauch		Speicher				Netz
	E3/DC 11,47 kWp (kWh)	SMA 2,96 kWp (kWh)	Nutzbar AC-Netz (kWh)	Tag Gesamt (kWh)	Direkter Eigenver- brauch (kWh)	Batterie Laden (kWh)	Batterie Entladen (kWh)	Verluste Laden / Entladen (kWh)	Min. Lade- zustand (kWh)*	Bezug Einsp. (kWh)
									10,30	
20.12.2023	4,47	0,65	4,87	12,30	2,04	2,98	12,47	2,51	0,51	-
21.12.2023	4,52	0,66	4,93	12,30	2,07	3,01	3,23	0,87	LEER	7,58
22.12.2023	2,87	0,35	3,06	12,30	1,25	1,91	1,72	0,50	LEER	9,64
23.12.2023	4,56	0,69	5,00	12,30	2,11	3,04	2,74	0,79	LEER	7,94
24.12.2023	3,03	0,44	3,30	12,30	1,38	2,02	1,82	0,52	LEER	9,42
25.12.2023	10,90	1,79	12,08	12,30	4,31	8,18	7,36	2,12	LEER	1,93
26.12.2023	8,51	1,70	9,72	12,30	4,31	5,70	5,13	1,48	LEER	3,77
27.12.2023	12,63	2,41	14,32	12,30	4,31	10,54	9,48	2,74	LEER	0,19
28.12.2023	10,16	2,40	11,97	12,30	4,31	8,06	7,25	2,09	LEER	2,02
29.12.2023	6,98	1,22	7,81	12,30	3,39	4,65	4,19	1,21	LEER	5,47
30.12.2023	12,13	2,07	13,52	12,30	4,31	9,69	8,72	2,52	LEER	0,81
31.12.2023	8,76	1,72	9,98	12,30	4,31	5,97	5,37	1,55	LEER	3,57
01.01.2024	10,55	2,23	12,17	11,80	4,13	8,47	7,62	2,20	LEER	1,40
02.01.2024	3,76	0,60	4,15	11,80	1,77	2,51	2,26	0,65	LEER	8,17
03.01.2024	9,24	1,71	10,43	11,80	4,13	6,63	5,97	1,72	LEER	2,76
04.01.2024	6,74	1,17	7,53	11,80	3,26	4,49	4,04	1,17	LEER	5,21
05.01.2024	6,47	1,19	7,29	11,80	3,20	4,31	3,88	1,12	LEER	5,41
06.01.2024	2,65	0,36	2,86	11,80	1,19	1,77	1,59	0,46	LEER	9,31
07.01.2024	0,08	0,00	0,08	11,80	0,03	0,05	0,05	0,01	LEER	11,74
08.01.2024	0,00	0,00	0,00	11,80	0,00	0,00	0,00	0,00	LEER	11,80
09.01.2024	0,24	0,00	0,23	11,80	0,08	0,16	0,14	0,04	LEER	11,61
10.01.2024	0,19	0,00	0,18	11,80	0,06	0,13	0,11	0,03	LEER	11,65
11.01.2024	0,23	0,00	0,22	11,80	0,07	0,15	0,14	0,04	LEER	11,61
12.01.2024	0,21	0,00	0,20	11,80	0,07	0,14	0,13	0,04	LEER	11,63
13.01.2024	0,19	0,00	0,18	11,80	0,06	0,13	0,11	0,03	LEER	11,65
14.01.2024	0,39	0,00	0,37	11,80	0,12	0,26	0,23	0,07	LEER	11,48
15.01.2024	0,27	0,00	0,26	11,80	0,09	0,18	0,16	0,05	LEER	11,58
16.01.2024	0,14	0,00	0,13	11,80	0,04	0,09	0,08	0,02	LEER	11,69
17.01.2024	0,21	0,00	0,20	11,80	0,07	0,14	0,13	0,04	LEER	11,63
18.01.2024	7,16	1,30	8,06	11,80	3,52	4,77	4,30	1,24	LEER	4,75
19.01.2024	1,68	0,28	1,87	11,80	0,80	1,12	1,01	0,29	LEER	10,17
20.01.2024	3,91	0,57	4,26	11,80	1,79	2,61	2,35	0,68	LEER	8,08
21.01.2024	9,47	2,82	11,71	11,80	4,13	7,98	7,19	2,07	LEER	1,76
22.01.2024	7,04	1,57	8,20	11,80	3,74	4,69	4,22	1,22	LEER	4,58
23.01.2024	8,77	1,75	10,02	11,80	4,13	6,20	5,58	1,61	LEER	3,08
24.01.2024	7,57	1,26	8,41	11,80	3,61	5,05	4,54	1,31	LEER	4,45
25.01.2024	12,75	2,39	14,42	11,80	4,13	10,83	9,32	2,74	0,42	-

Tabelle 12: Ergebnisse der praktischen Ertragsanalyse Teil 2 (Quelle: eigene Darstellung)

Datum	Generatorenergie DC		AC	Verbrauch		Speicher				Netz
	E3/DC 11,47 kWp (kWh)	SMA 2,96 kWp (kWh)	Nutzbar AC-Netz (kWh)	Tag Gesamt (kWh)	Direkter Eigenver- brauch (kWh)	Batterie Laden (kWh)	Batterie Entladen (kWh)	Verluste Laden / Entladen (kWh)	Min. Lade- zustand (kWh)*	Bezug Einsp. (kWh)
26.01.2024	8,73	1,61	9,85	11,80	4,13	6,02	5,84	1,64	LEER	2,87
27.01.2024	17,30	3,26	19,58	11,80	4,13	16,26	9,32	3,28	5,31	-
28.01.2024	18,06	3,36	20,40	11,80	4,13	17,12	9,32	3,37	11,40	-
29.01.2024	18,02	3,35	20,35	11,80	4,13	10,22	9,32	2,68	11,28	6,51
30.01.2024	18,12	3,61	20,69	11,80	4,13	10,36	9,32	2,69	11,28	6,73
31.01.2024	11,69	2,53	13,54	11,80	4,13	9,91	9,32	2,64	10,88	-
01.02.2024	4,56	0,74	5,05	11,30	2,16	3,04	11,11	2,27	2,50	-
02.02.2024	8,94	1,71	10,14	11,30	3,96	6,51	8,36	2,13	LEER	0,47
03.02.2024	20,17	3,64	22,67	11,30	3,96	19,70	8,92	3,55	8,80	-
04.02.2024	10,06	1,97	11,46	11,30	3,96	7,89	8,92	2,37	6,98	-
05.02.2024	20,20	3,78	22,83	11,30	3,96	15,13	8,92	3,09	11,68	4,50
06.02.2024	18,32	3,42	20,70	11,30	3,96	9,91	8,92	2,57	11,68	7,33
07.02.2024	14,82	3,07	17,04	11,30	3,96	9,91	8,92	2,57	11,68	3,66
08.02.2024	9,31	1,79	10,57	11,30	3,96	6,96	8,92	2,28	9,02	-
09.02.2024	13,29	2,65	15,18	11,30	3,96	11,81	8,92	2,76	10,73	-
10.02.2024	11,83	2,30	13,46	11,30	3,96	10,00	8,92	2,58	10,80	-

LEGENDE

*Der Anfangsladezustand entspricht 50 % der nutzbaren Speicherkapazität -> 20,6 kWh x 0,5 = 10,3 kWh

Simulationswerte schwarz

Vorgabewerte grün

Berechnung blau

Direkter Eigenverbrauch maximal 35 % des Tagesverbrauchs

Voller Speicher bei Batterieentladung + Min. Ladezustand = 20,6 kWh

Wie in den Tabellen 9 und 10 werden die blauen Werte in den Tabellen 11 und 12 mit Hilfe von Formeln berechnet. Die vier rechten Spalten werden analog zu den Formeln in Abschnitt 4.1.3 (siehe Seite 34) berechnet.

Im Gegensatz zur theoretischen Simulation erreicht der Speicher bei der praktischen Ertragsbetrachtung an einigen Tagen sein Maximum. Sobald der Speicher voll geladen ist, wird die überschüssige elektrische Energie in das öffentliche Netz eingespeist (siehe Tabelle 12, rechte Spalte, Einspeisung in grüner Schrift). Der Strombezug aus dem Netz ist rot dargestellt. Dieser Fall tritt ein, wenn pro Tag mehr Energie benötigt wird, als erzeugt oder aus dem Speicher entnommen werden kann.

Der minimale Ladezustand des Speichers errechnet sich an Tagen mit Überschusseinspeisung nach Abzug der Batterieentladung vom maximal nutzbaren Speichervolumen (siehe Tabelle 12, grüne Füllfarbe).

Beispiel 05.02.2024:

Minimaler Ladezustand = Nutzbare Speicherkapazität – Batterie Entladen

Minimaler Ladezustand = 20,6 kWh – 8,92 kWh = **11,68 kWh**

Die Netzeinspeisung am Beispiel des 05.02.2024 berechnet sich wie folgt:

Netzeinspeisung

$$= [(\text{Generatorenergie DC Teilanlage 1} - \text{Batterie Laden}) \times \eta_3 + \text{Generatorenergie DC Teilanlage 2} \times \eta_4] - \text{Direkter Eigenverbrauch AC}$$

$$\text{Netzeinspeisung} = [(20,20 \text{ kWh} - 15,13 \text{ kWh}) \times 0,95 + 3,78 \text{ kWh} \times 0,964] - 3,96 \text{ kWh} \\ = 4,50 \text{ kWh}$$

Die Werte für den direkten Eigenverbrauch und die Batterieladeenergie pro Tag werden mit den folgenden Formeln berechnet. Bei der theoretischen Ertragssimulation (siehe Tabelle 9 und 10) wurden diese Werte von PV*SOL simuliert, sodass keine Berechnung erforderlich ist.

Direkter Eigenverbrauch pro Tag:

Direkter Eigenverbrauch

$$= \text{Generatorenergie DC Teilanlage}_1 \times \eta_3 \times \frac{1}{3} + \text{Generatorenergie DC Teilanlage}_2 \times \eta_4$$

Für die Berechnungen wird vereinfachend angenommen, dass in den Wintermonaten neben der gesamten Energie aus Teilanlage 2 ein Drittel der in Teilanlage 1 erzeugten Energie ohne Zwischenspeicherung direkt verbraucht wird. Zwei Drittel der Generatorenergie aus Teilanlage 1 werden dann gespeichert.

Der maximale direkte Eigenverbrauch beträgt 35 % des gesamten Tagesverbrauchs (siehe Tabelle 11 und 12, orange Füllfarbe). Diese Annahme begründet sich durch die kurze Tageslänge in den Wintermonaten und den entsprechend höheren Verbrauch in den Morgen- und Abendstunden bei Dunkelheit. Die restliche Energie für den Tagesverbrauch wird aus dem Speicher oder dem öffentlichen Netz bezogen.

Batterie Laden pro Tag:

$$\text{Laden} = \text{Generatorenergie DC Teilanlage}_1 \times \frac{2}{3}$$

Batterie Laden pro Tag bei Begrenzung des direkten Eigenverbrauchs auf 35 % des Verbrauchs pro Tag:

$$\text{Laden} = \frac{\text{Nutzbare Generatorenergie AC} - \text{Direkter Eigenverbrauch AC}}{\eta_3}$$

Batterie Laden pro Tag bei Begrenzung des direkten Eigenverbrauchs auf 35 % des Verbrauchs pro Tag und Überschusseinspeisung:

$$\text{Laden} = \frac{\text{Nutzbare Speicherkapazität} - \text{Minimaler Ladezustand Vortag}}{\eta_1}$$

4.2.2 Systemwirkungsgrad Batteriespeicher

Bei der Nutzung von elektrischer Energie aus einem Speichersystem entstehen Umwandlungsverluste beim Laden und Entladen der Batterien sowie bei der Umwandlung von Gleichspannung (DC) in Wechselspannung (AC). Die Verluste der einzelnen Prozesse können anhand der jeweiligen Wirkungsgrade (siehe Tabelle 8) berechnet werden. Der Systemwirkungsgrad ergibt sich durch Multiplikation der Wirkungsgrade der Teilsysteme. Der Systemwirkungsgrad eines Speichersystems gibt an, wie viel Prozent der von den Solarmodulen erzeugten und anschließend gespeicherten Energie tatsächlich genutzt werden kann.

Tabelle 13: Nutzbarer Ertrag Ertragsanalyse E3/DC vom 01.01. bis 05.01.24
(Quelle: eigene Darstellung)

Berechnung Nutzbarer Ertrag E3/DC								
Anlage E3/DC S10 X mit 11,47 kWp PV-Leistung und Speichersystem								
Datum	Solarproduktion (kWh)	Anteil Direktverbrauch (kWh)	Anteil aus Batteriesystem (kWh)	Minderung $\eta_{1_w} = 0,90$ (kWh)	Minderung $\eta_2 = 0,866$ (kWh)	Minderung $\eta_3 = 0,95$ (kWh)	Nutzbarer Ertrag (kWh)	Nutzbarer Ertrag Gesamt (kWh)
01.01.2024	10,55	2,08				0,104	1,98	8,25
			8,47	0,847	1,021	0,33	6,27	
02.01.2024	3,76	1,25				0,063	1,19	3,05
			2,51	0,251	0,302	0,10	1,86	
03.01.2024	9,24	2,61				0,131	2,48	7,39
			6,63	0,663	0,800	0,26	4,91	
04.01.2024	6,74	2,25				0,112	2,13	5,46
			4,49	0,449	0,542	0,18	3,33	
05.01.2024	6,47	2,16				0,108	2,05	5,24
			4,31	0,431	0,520	0,17	3,19	
LEGENDE								
η_{1_w}	Wirkungsgrad 1 = 0,90 ~ 90 %		Batterie Laden im Winter		Solarmodul DC -> Batterie DC			
η_2	Wirkungsgrad 2 = 0,866 ~ 86,6 %		Batterie Entladen		Batterie DC -> Eingang WR DC			
η_3	Wirkungsgrad 3 = 0,95 ~ 95 %		Wechselrichter E3DC		Eingang WR DC -> Netz AC			
$\eta_{\text{Gesamt_W}}$	Gesamtwirkungsgrad Energie aus Batteriesystem im Winter = $\eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 0,90 \times 0,866 \times 0,95 = 74 \%$							

In Tabelle 13 sind beispielhaft für die Tage vom 01.01.2024 bis zum 05.01.2024 die Umwandlungsverluste der Teilprozesse der Teilanlage 1 (E3/DC) in Form einer jeweiligen Ertragsminderung dargestellt. Für den direkt verbrauchten Anteil treten nur Verluste bei der Umwandlung der von den Solarmodulen erzeugten Gleichstromenergie in nutzbaren Wechselstrom auf, was eine Minderung des direkt verbrauchten Stroms von 5 % bedeutet. Für die vom Batteriesystem genutzte Energie ergibt sich folgender Systemwirkungsgrad:

$$\eta_{\text{Gesamt_W}} = \eta_{1_w} \times \eta_2 \times \eta_3 = 0,90 \times 0,866 \times 0,95 = 0,74$$

Im Winter ist die Ladeleistung der Batterien geringer als im Sommer. Je geringer die Ladeleistung, desto schlechter der Wirkungsgrad beim Laden der Batterien. Für die Wintermonate ergibt sich ein Systemwirkungsgrad von 74 %. Das bedeutet, dass mehr als ein Viertel des Solarertrags, der für die Batterieladung genutzt wird, durch Speicher- und Umwandlungsverluste verloren geht. In den Sommermonaten verbessert sich der Wirkungsgrad durch das Laden der Batterien mit höherer Last. Bei einer Ladeleistung von durchschnittlich mehr als 5.500 W mit einem Wirkungsgrad von ca. 95 % und ähnlich niedrigen Verbrauchswerten wie im Winter ergibt sich im Sommer ein maximaler Wirkungsgrad von 78 % für die aus den Batterien genutzte elektrische Energie.

$$\eta_{\text{Gesamt}_S} = \eta_{1_S} \times \eta_2 \times \eta_3 = 0,95 \times 0,866 \times 0,95 = 0,78$$

Beim direkt verbrauchten oder ins öffentliche Netz eingespeisten Strom sind die Verluste geringer, da hier nur die Umwandlung des Solarertrags in Wechselspannung erfolgen muss. Die vom SMA-Wechselrichter erzeugte Energie wird zum größten Teil zur Deckung der Grundlast verwendet. Für diesen Anteil fallen nur die Wechselrichterverluste an.

Tabelle 14: Nutzbarer Ertrag Ertragsanalyse SMA vom 01.01. bis 05.01.24
(Quelle: eigene Darstellung)

Berechnung Nutzbarer Ertrag SMA					
Anlage SMA Sunny Boy mit 2,96 kWp PV-Leistung ohne Speichersystem					
Datum	Solarproduktion (kWh)	Anteil Direktverbrauch 100 % (kWh)	Minderung $\eta_4 = 0,964$ (kWh)	Nutzbarer Ertrag (kWh)	Nutzbarer Ertrag Gesamt (kWh)
01.01.2024	2,23	2,23	0,080	2,15	2,15
02.01.2024	0,60	0,60	0,022	0,58	0,58
03.01.2024	1,71	1,71	0,062	1,65	1,65
04.01.2024	1,17	1,17	0,042	1,13	1,13
05.01.2024	1,19	1,19	0,043	1,15	1,15

LEGENDE

η_4 Wirkungsgrad 4 = 0,964 ~ 96,4 % Wechselrichter SMA Eingang WR DC -> Netz AC

Tabelle 14 zeigt die Berechnung mit der Darstellung der Minderungsverluste beispielhaft vom 01.01.2024 bis 05.01.2024 für die Solarproduktion der Teilanlage 2. Die Energie wird direkt verbraucht, d. h. es fallen nur die Umwandlungsverluste von Gleichspannung zu Wechselspannung an. Der Wirkungsgrad für diesen Anteil der genutzten Energie beträgt 96,4 %.

4.3 Auswertung

Die Auswertung der Ergebnisse aus Simulation und Praxistest liefert Informationen über den Genauigkeitsgrad und das tatsächliche Eintreten der softwarebasierten Ergebnisse. Zum Vergleich der Ergebnisse wurden die wichtigsten Kriterien für die aus dem Speicher und dem Netz bezogene Energie sowie für die direkt verbrauchte Energie bewertet. Tabelle 15 zeigt die wichtigsten Vergleichswerte zwischen theoretisch berechneten und tatsächlich erzielten Erträgen auf Basis von Tageswerten. In der rechten Spalte sind die prozentualen Abweichungen zwischen den Werten aus der Simulation mit PV*SOL und der praktischen Ertragsanalyse dargestellt.

Tabelle 15: Auswertung der Simulations- und Praxisergebnisse (Quelle: eigene Darstellung)

Auswertung und Vergleich der Ergebnisse			
	Simulation PV*SOL	Praxistest	Abweichung Simulation vom Praxistest
Anzahl der Tage, an denen ...			
... der Speicher vollständig entleert wurde	38 Tage	37 Tage	2,7 %
... elektrische Energie vom Netz bezogen wurde	38 Tage	37 Tage	2,7 %
... elektrische Energie ins Netz eingespeist wurde	0 Tage	5 Tage	n. d.
... der Speicher vollständig geladen wurde	0 Tage	5 Tage	n. d.
Maximale Anzahl aufeinander folgender Tage ...	PV*SOL	Praxistest	Abweichung
... mit Netzbezug und damit ohne 100%ige Autarkie	8 Tage	35 Tage	77,1 %
... mit vollständig entleertem Speicher	8 Tage	35 Tage	77,1 %
Energiebedarf, Einspeisung und Verbrauch (netzseitig)	PV*SOL	Praxistest	Abweichung
Insgesamt produzierte Energie AC-Netz (ohne Speichersystem)	503,58 kWh	467,49 kWh	7,7 %
Insgesamt ins Netz eingespeiste Energie im Betrachtungszeitraum	0 kWh	28,72 kWh	n. d.
Insgesamt vom Netz bezogene Energie im Betrachtungszeitraum	209,81 kWh	252,87 kWh	17,0 %
Summe der direkt verbrauchten Energie ohne Zwischenspeicherung	139,78 kWh	144,88 kWh	3,5 %
Summe der aus dem Speichersystem gedeckten Energie	276,81 kWh	228,65 kWh	21,1 %
Gesamtenergiebedarf im Betrachtungszeitraum (Vorgabe)	626,40 kWh	626,40 kWh	0 %
Gesamtenergiebedarf im Jahr (Vorgabe)	3822 kWh	3822 kWh	0 %
Insgesamt vom Netz bezogene Energie aufeinander folgender Tage ohne Autarkie	32,56 kWh	249,54 kWh	87,0 %
Autarkie	PV*SOL	Praxistest	Abweichung
Autarkie Monat Januar	63,6 %	45,3 %	18,3 %
Autarkie Betrachtungszeitraum	66,5 %	59,6 %	6,9 %
Ganzjährige Autarkie	90,0 %	-	-
Autarkie Betrachtungszeitraum ohne Speichersystem	22,3 %	23,1 %	0,8 %

Mit einer Differenz von 36,09 kWh im Gesamtertrag zwischen Simulation und Praxistest ist die Abweichung hier mit 7,7 % gering. Dieser Vergleich der Summen der AC-seitig erzeugten Gesamtenergie für den Betrachtungszeitraum vom 20.12.2023 bis 10.02.2024 ist für eine Eigenverbrauchsanlage mit Batteriespeicher nur bedingt aussagekräftig. Bei einer PV-Anlage mit Batteriespeicher sind die Tageswerte ausschlaggebend dafür, ob die erzeugte Tagesmenge für den Tagesbedarf ausreicht.

Beim Vergleich der Ergebnisse für die aus dem Netz bezogene Energiemenge und die aus dem Speichersystem gedeckte Energiemenge zur Eigenstromversorgung sind die Abweichungen im Betrachtungszeitraum mit 17,0 % bzw. 21,1 % höher als bei der Gesamtertragsbetrachtung. Dies ist ebenfalls auf die unterschiedlichen Tagesproduktionsmengen aus Simulation und Praxistest zurückzuführen.

Die Auswertung und Analyse der Ergebnisse auf Tagesbasis liefert detaillierte Informationen über den Mehrwert eines Speichersystems zur maximalen Nutzung der von der PV-Anlage erzeugten elektrischen Energie. Die beiden Ertragsanalysen liefern mit 37 bzw. 38 Tagen minimale Unterschiede in der Anzahl der Tage, an denen der Speicher vollständig entleert war und somit Strom aus dem Netz bezogen wurde. Die Anzahl der direkt aufeinanderfolgenden Tage mit Netzbezug unterscheidet sich hingegen stärker. In der Simulation wird an maximal acht aufeinander folgenden Tagen keine 100%ige Autarkie, d. h. Tage mit Netzbezug, erreicht. Im Praxistest sind es insgesamt 35 Tage. An diesen insgesamt 35 Tagen wird eine Energiemenge von 249,54 kWh aus dem Netz bezogen, was bedeutet, dass zu Beginn dieser 35 Tage ein voller Speicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von knapp 250 kWh vorhanden sein müsste, um diesen Zeitraum ohne Netzparallelbetrieb überbrücken zu können. Die Simulation mit PV*SOL ergibt an insgesamt acht aufeinanderfolgenden Tagen ohne 100 % Autarkie einen Netzbezug von 32,56 kWh. Die Differenz beträgt hier 87 % im Vergleich zu 249 kWh aus dem Praxistest.

Unabhängig von der Anzahl der folgenden Tage ohne 100%ige Autarkie und der damit verbundenen Notwendigkeit, Strom aus dem Netz zu beziehen, beträgt die Differenz zwischen Gesamtenergiebedarf und Gesamterzeugung im Betrachtungszeitraum in der Simulation 122,82 kWh zuzüglich der Verluste beim Laden und Entladen der Batterien. Diese Differenz bedeutet, dass auch mit einem größeren Speicher der Energiebedarf nicht vollständig gedeckt worden wäre. Auch im Praxistest wurde eine zu geringe Produktionsmenge zur Deckung des Eigenstrombedarfs erreicht. Mit insgesamt 467,49 kWh nutzbar erzeugter elektrischer Energie fehlen hier ohne Berücksichtigung der Verluste beim Laden und Entladen mindestens 158,91 kWh Energie aus der PV-Anlage zur Deckung des Gesamtverbrauchs.

Insgesamt unterscheiden sich die Tagesergebnisse von Simulation und Praxistest grundlegend. Die der Software PV*SOL zugrunde liegende Datenbasis enthält Wetterdaten der letzten Jahrzehnte. Eine tagesgenaue Übereinstimmung mit den tatsächlichen Wetterbedingungen im Betrachtungszeitraum war nicht gegeben. Auffällig war die Schneesituation zwischen dem 07.01.2024 und dem 17.01.2024. An diesen Tagen war

die PV-Anlage im Praxistest komplett mit Schnee bedeckt. Solche längeren Schneeperioden sind in den Simulationsergebnissen nicht erkennbar. Aus diesem Grund sind in der Simulation auch keine mit dem Praxistest vergleichbaren langen Zeiträume mit aufeinanderfolgenden Tagen ohne 100%ige Autarkie erkennbar. Daraus kann geschlossen werden, dass entweder die Wetterdaten in der Datenbank MeteoNorm keine längeren Schneeperioden berücksichtigen oder die Software nicht erkennen kann, wie lange die PV-Anlage nach einem Schneefall mit Schnee bedeckt ist.

Auch wenn der gewählte Speicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 20,6 kWh keine längeren Schnee- oder Schlechtwetterperioden im Winter überbrücken kann, erhöht er den Autarkiegrad bezüglich der Stromversorgung. Der Autarkiegrad ist ein Maß für die Unabhängigkeit in der Stromversorgung und wird in Prozent angegeben. Er beschreibt, wie viel Strom aus der eigenen PV-Anlage für den eigenen Strombedarf genutzt werden kann und welcher Anteil von externen Anbietern bezogen werden muss (vgl. Wunsch, 2022). Wird beispielsweise ein Autarkiegrad von 80 % erreicht, so werden 80 % des Energiebedarfs im Betrachtungszeitraum durch die eigene PV-Anlage gedeckt, 20 % müssen aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. In der Simulation wird für den Betrachtungszeitraum eine Autarkie von 66,5 % erreicht. Im Praxistest fällt der Wert mit 59,6 % etwas geringer aus. Im Monat Januar 2024 führt die knapp 2-wöchige Schneeperiode im Praxistest mit einer erreichten Autarkie von 45,3 % zu einer Abweichung von 18,3 % zum Ergebnis der Simulation in Höhe von 63,6 %. Ohne Speichersystem wäre in der Simulation und im Praxistest nur ein Autarkiegrad von ca. 23 % erreicht worden.

Ein Kriterium für die Dimensionierung eines Batteriespeichers in Kombination mit einer PV-Anlage ist der erreichbare Autarkiegrad. Berechnungsgrundlage hierfür ist die nutzbare Speicherkapazität des gewählten E3/DC-Speichers. Die tatsächliche Gesamtkapazität des Speichers liegt mit über 22 kWh ca. 1,5 kWh über der nutzbaren Kapazität. Um eine Tiefentladung der Batterien zu verhindern, wird bei Erreichen der Mindestladung Energie aus dem Netz bezogen bzw. im Notstrombetrieb das System automatisch abgeschaltet.

Die Auswertung der theoretischen und praktischen Ertragsanalyse zeigt, dass eine Erhöhung des Autarkiegrades in den Wintermonaten nur durch eine Vergrößerung der PV-Generatorfläche möglich ist. Die von der PV-Anlage erzeugte Energiemenge ist zu gering, um an normalen Wintertagen den Speicher mit dem Tagesbedarf zu laden. Daher könnte die Speicherkapazität geringfügig reduziert werden, ohne den Autarkiegrad wesentlich zu verringern. Die gewünschte Notstromreserve bei Netzausfall mit Einstellung einer unteren Entladeschwelle bestätigt die gewählte Speichergroße von 20,6 kWh.

4.4 Theoretische Überschussbetrachtung im Sommer

Bei einer Eigenverbrauchsanlage besteht das Ziel, eine möglichst große Menge des produzierten Stroms selber zu nutzen. Vor allem in den Sommermonaten ist jedoch die Überproduktion bezüglich des selbst verbrauchten Anteils relativ hoch. Zur Nutzung der überschüssig produzierten elektrischen Energie der PV-Anlage gibt es mehrere Möglichkeiten. Grundsätzlich wird dieser Strom in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Die Vergütung ist bei einer Eigenverbrauchsanlage geringer als bei einer Volleinspeisungsanlage. Aus diesem Grund werden Alternativen in Betracht gezogen, durch die sich die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage durch eigene Nutzung des überschüssigen Stroms im Sommer erhöht.

Die geplante Photovoltaikanlage produziert jährlich voraussichtlich 12.734 kWh elektrische Energie. 8.709 kWh werden pro Jahr in das Netz eingespeist. Dies entspricht einen Anteil von knapp 69 %.

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	14,43 kWp
Spez. Jahresertrag	876,82 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	80,10 %
Ertragsminderung durch Abschattung	8,0 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	12.734 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	1.478 kWh/Jahr
Batterieladung	2.548 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	8.709 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	31,2 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	5.662 kg/Jahr

PV-Generatorenergie (AC-Netz)

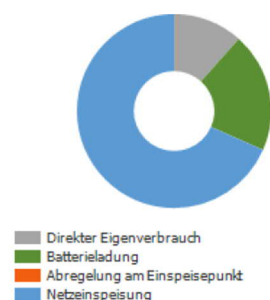


Abbildung 24: Simulationsergebnisse Gesamtanlage (Quelle: PV*SOL)

4.4.1 Elektrofahrzeug

Eine mögliche Alternative zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ist die Anschaffung eines Elektroautos. In diesem Fall ist zusätzlich die Installation einer Ladesäule erforderlich. Ein weiterer Teil des selbst erzeugten Stroms könnte so als „Treibstoff“ für das eigene Auto genutzt werden. Dieser Anteil für das Laden eines Elektrofahrzeugs hängt stark vom individuellen Verbraucherverhalten ab. Der bereits vorhandene Stromspeicher kann zur Optimierung der Ladevorgänge des Elektrofahrzeugs mit einbezogen werden. Dieser wird jedoch vorrangig für den Eigenstrombedarf im Wohngebäude sowie zur Absicherung der Stromversorgung bei Stromausfall im öffentlichen Versorgungsnetz

genutzt. Zudem ist die Speicherkapazität eines Akkumulators im Elektrofahrzeug um ein Vielfaches höher als die nutzbare Speicherkapazität des E3/DC-Hauskraftwerks.

Die Ladevorgänge sollten tagsüber stattfinden, damit der Solarstrom vom Dach direkt ins Auto fließen kann. An Tagen mit geringer Solarproduktion, vor allem in den Wintermonaten, steht wiederum kaum überschüssiger Strom zur Verfügung. Dann müsste mit elektrischer Energie aus dem Netz geladen werden. Die Wirtschaftlichkeit der Eigenstromnutzung bei einer notwendigen Neuanschaffung eines Elektrofahrzeugs kann nicht ohne weiteres festgestellt werden. Ein entscheidender Aspekt ist auch die Abhängigkeit vom Zeitpunkt der überschüssigen Eigenstromerzeugung. Dies ist insbesondere dann von Nachteil, wenn das Fahrzeug tagsüber benötigt wird und der Großteil der Ladung zu Hause nur nachts erfolgen kann.

4.4.2 Wasserstoff

Die Erzeugung von Wasserstoff kann eine sinnvolle Option sein, um überschüssigen Strom aus der PV-Anlage im Sommer zu nutzen. Durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff kann dieser gespeichert und später wieder als Energieträger zur Stromerzeugung oder als Kraftstoff genutzt werden. Im Gegensatz zur Nutzung von Überschussstrom zum Laden von Elektrofahrzeugen könnte bei einer Wasserstoffanlage die gesamte elektrische Energiemenge von voraussichtlich 8.709 kWh pro Jahr zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden.

Wichtig ist die Betrachtung der Effizienz und der Kosten der Wasserstoffherzeugung. Serienmäßig hergestellte Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung haben laut Statistischem Bundesamt einen Wirkungsgrad von ca. 70 % (vgl. Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2024). Bei einem Wirkungsgrad von 70 % ist folglich ein großer Teil der eingesetzten Energie in Wasserstoff gebunden.

Die Energiemenge von einer Tonne Wasserstoff beträgt 33.330 Kilowattstunden (vgl. Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2024). Ein Kilogramm Wasserstoff enthält somit 33,33 kWh Energie. Bei einem Wirkungsgrad von 70 % können aus 8.709 kWh überschüssiger elektrischer Energie pro Jahr etwa 183 kg Wasserstoff hergestellt werden. Mit einem Kilogramm Wasserstoff fährt ein Brennstoffzellenauto ca. 100 km (vgl. Zentrum Wasserstoff.Bayern, 2024). Insgesamt könnten mit dem selbst erzeugten Wasserstoff ungefähr 18.000 km pro Jahr mit einem Brennstoffzellenfahrzeug zurückgelegt werden.

Eine weitere Möglichkeit wäre die Nutzung des erzeugten Wasserstoffs zum Heizen. Bei einer Wasserstoffheizung wird nicht wie bei herkömmlichen Heizungen ein Brennstoff verbrannt, sondern mit Hilfe einer Brennstoffzelle durch die Reaktion von Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Umgebungsluft Strom und Wärme erzeugt. Da neben der Wärme auch Strom erzeugt wird, handelt es sich um ein Blockheizkraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung (vgl. DiLiCo engineering GmbH, 2023). Kleinere Wasserstoffsysteme mit Brennstoffzelle sind derzeit in der Regel nur für die Nutzung von überschüssiger Photovoltaikenergie im Winter ausgelegt. Dabei wird das bestehende Heizsystem mit zusätzlicher Wärme unterstützt.

Der Nachteil der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse mit überschüssigem Solarstrom sind die hohen Kosten einer Wasserstoffanlage. Die Kosten für kleine Systeme mit saisonalem Wasserstoffspeicher, Stromspeicher, Elektrolyseur und Brennstoffzelle zur Bereitstellung elektrischer Energie im Winter liegen je nach individueller Auslegung zwischen 85.000 und 125.000 Euro (vgl. faboro deutschland gmbh, 2024).

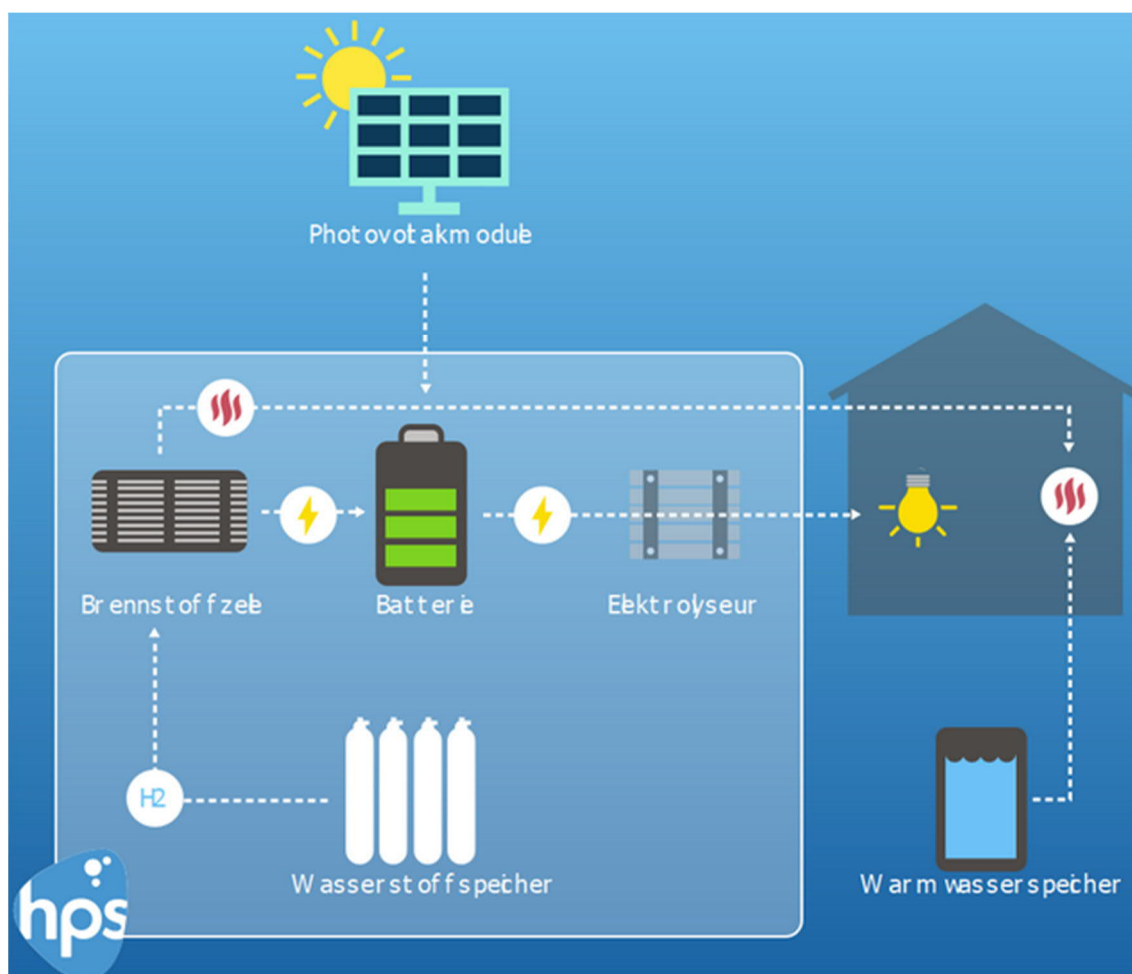


Abbildung 25: Wasserstoffsystem (Quelle: faboro deutschland gmbh, 2024)

Derzeit erfolgt die Warmwasserbereitung und Beheizung des Wohngebäudes über eine Hackschnitzelheizung. Wald und Geräte zur eigenen Hackschnitzelproduktion sind vorhanden. Langfristig besteht jedoch die Option, eine Heizung mit Wasserstoff zu betreiben und gleichzeitig Strom zu erzeugen. So können auch die Wintermonate mit geringem Solarstromertrag mit eigenem Strom überbrückt werden. Sollte sich die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zur Wasserstofferzeugung in Zukunft durch Weiterentwicklungen und Preissenkungen verbessern, kann diese Möglichkeit der Nutzung von Überschussstrom in Betracht gezogen werden. Die derzeit wirtschaftlichste Variante ist die Einspeisung der überschüssigen elektrischen Energie in das öffentliche Netz. Dabei werden voraussichtlich $8.709 \text{ kWh} \times 0,0786 \text{ €/ kWh} = 684,53 \text{ €}$ pro Jahr erzielt.

5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der PV-Anlage umfasst die Analyse der Investitionskosten, der Einnahmen durch den Verkauf von überschüssigem Strom sowie der Einsparungen durch den Eigenverbrauch. Diese Einsparungen ergeben sich daraus, dass jede Kilowattstunde Energie, die mit der eigenen PV-Anlage erzeugt und direkt im Haus verbraucht wird, nicht aus dem Netz bezogen und bezahlt werden muss.

Die Investitionskosten umfassen die Kosten für die Komponenten der Photovoltaikanlage auf dem Dach und im Gebäude sowie die Verkabelung untereinander. Die Montage, Inbetriebnahme und Anmeldung beim EVU wurden als Eigenleistung erbracht. Zur Ermittlung der Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde die Arbeitsleistung mit 65 Euro pro Stunde angesetzt. Weitere Hilfsmittel wurden nicht benötigt. Das Gerüst für die Montage der Unterkonstruktion und der PV-Module konnte im Anschluss an die Zimmererarbeiten mitgenutzt werden, so dass keine gesonderten Kosten entstanden. Die Anlage ist wartungsfrei, es sind keine Wartungskosten zu erwarten.

Tabelle 16: Investitionskosten (Quelle: eigene Darstellung)

Investitionskosten PV-Anlage mit 14,43 kWp und Speichersystem 20,6 kWh			
Komponente	Anzahl	Einzelpreis	Gesamtpreis
PV-Modul	39	225,25 €	8.784,75 €
Aufdachmodulhalter	150	19,63 €	2.944,50 €
Montagesystem K2	1	2.890,00 €	2.890,00 €
Hauskraftwerk E3DC S10X	1	17.838,00 €	17.838,00 €
SMA Wechselrichter 3,0 kW	1	840,77 €	840,77 €
Generatoranschlusskästen 2 Strings	2	141,00 €	282,00 €
Generatoranschlusskasten 1 String	1	120,00 €	120,00 €
Kabel, Leitungen und Stecker	1	590,00 €	590,00 €
Eigenleistung: Montage, Inbetriebnahme, Anmeldung VNB (Stunden)	56	65,00 €	3.640,00 €
Gerüst	1	- €	- €
Investitionssumme			37.930,02 €
Leistung des PV-Generators			14,43 kWp
Kosten pro kWp			2.628,55 €
<p><u>Hinweis:</u> Alle Preise sind Nettopreise. Gemäß § 12 Abs. 3 Nr. 1 Satz 1 UStG ist die Umsatzsteuer auf Solarmodule, Speicher sowie alle weiteren wesentlichen Komponenten einer Photovoltaikanlage auf 0 Prozent ermäßigt, wenn die installierte Bruttoleistung der Photovoltaikanlage gemäß Marktstammdatenregister nicht mehr als 30 Kilowatt (peak) beträgt. Alle Nettopreise sind somit Bruttopreise.</p>			

Die Finanzierung der Anlage erfolgt über einen Kredit. Für die Eigenleistungen fallen aufgrund der Eigenfinanzierung keine Finanzierungskosten an. Der Zinssatz für das Darlehen beträgt nach einem tilgungsfreien Anlaufjahr 2,30 %. Die Laufzeit beträgt 10 Jahre. Die Vergütung für die Überschusseinspeisung reduziert sich jährlich entsprechend der zu erwartenden Moduldegradation. Die Degradation ist die im Laufe der Zeit auftretende Leistungsminderung durch Alterung und Verschmutzung der Solarmodule. Die

Restleistung nach 30 Jahren beträgt voraussichtlich 87 % der Nennleistung (siehe Anhang 1, Seite 9). Dadurch erhöht sich der jährliche Netzbezug geringfügig. Der Preisänderungsfaktor für den Arbeitspreis beim Netzbezug wird aufgrund der Energiekostenentwicklung mit einer Steigerung von 2 % pro Jahr angenommen. Die folgende Tabelle 17 zeigt die Berechnungsgrundlagen für Kredit, Vergütung und Einsparung für den Betrachtungszeitraum 02.01.2024 bis 31.12.2044. Der spezifische Einspeisetarif von 0,0786 € pro kWh gilt für insgesamt 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres.

Tabelle 17: Berechnungsgrundlagen Wirtschaftlichkeitsanalyse (Quelle: PV*SOL)

Kredite	
Bezeichnung	Kredit 1
Fremdkapital	34.290,02 €
Auszahlungsrate	100,00 %
Kreditart	Annuitätenkredit
Laufzeit	10,00 Jahre
Tilgungsfreie Anlaufjahre	1,00 Jahr
Zins	2,30
Tilgungsfrist	monatlich
Vergütung und Ersparnisse	
Gesamtvergütung im ersten Jahr	682,92 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	1.335,98 €/Jahr
EEG 2023 (Teileinspeisung) - Gebäudeanlagen	
Gültigkeit	02.01.2024 - 31.12.2044
Spezifische Einspeisevergütung	0,0786 €/kWh
Einspeisevergütung	682,9229 €/Jahr
KW Haag (Example)	
Arbeitspreis	0,3987 €/kWh
Grundpreis	10 €/Monat
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	2 %/Jahr

Mit Hilfe der Software PV*SOL werden die Cashflows für insgesamt 21 Jahre mit den in Tabelle 17 angegebenen Werten berechnet. Der kumulierte Cashflow ist in Abbildung 26 grafisch dargestellt. Dieser beträgt nach der Berechnung zum 31.12.2044 minus 394,89 €. Dies bedeutet, dass sich die Anlage im Betrachtungszeitraum nicht vollständig amortisiert.

Diese Berechnung enthält die theoretischen Kosten für die Arbeitsleistung, die speziell für die Montage und Inbetriebnahme der PV-Anlage erbracht wird. Dies ermöglicht einen Vergleich der Investitionskosten sowie der Wirtschaftlichkeit mit ähnlichen Anlagen, bei denen die Kosten für die Arbeitsleistung ebenfalls enthalten sind. Unter Berücksichtigung der tatsächlich nicht angefallenen Kosten für die Montage der PV-Anlage in Höhe von 3.640,00 € ergibt sich bei ansonsten gleichen Annahmen nach 21 Jahren ein positiver kumulierter Cashflow in Höhe von 3.245,11 €. Damit hat sich die PV-Anlage bereits nach ca. 19 Jahren amortisiert.

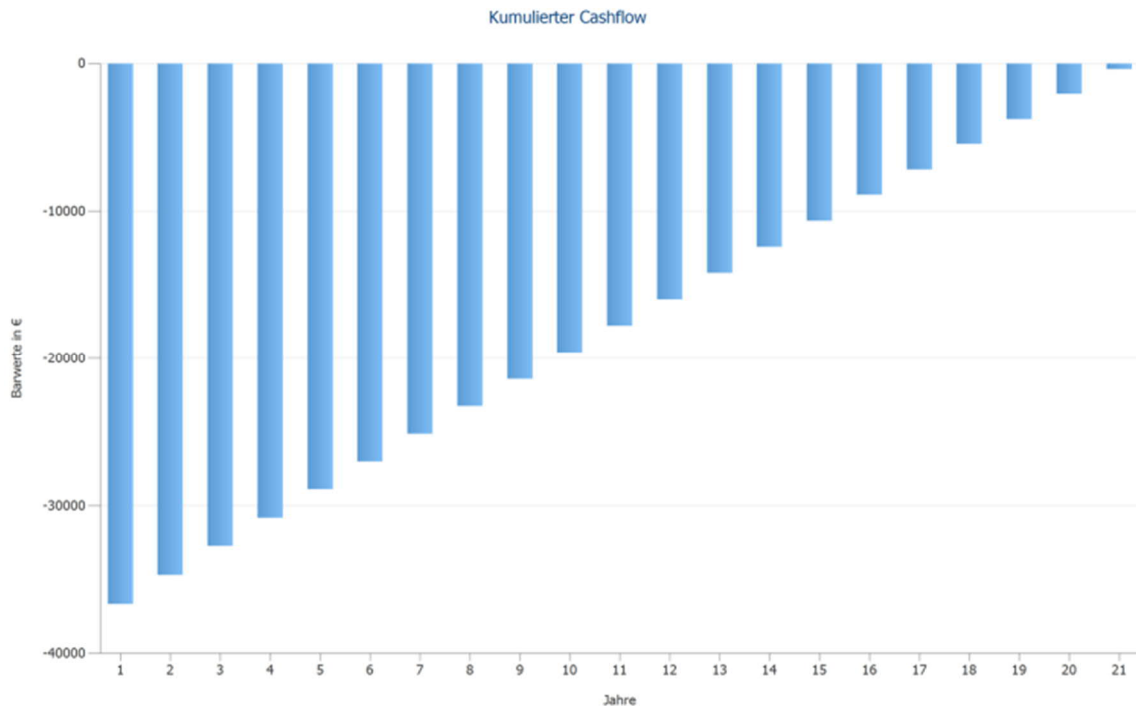


Abbildung 26: Kumulierter Cashflow (Quelle: PV*SOL)

Bei der Berechnung ist zu beachten, dass es sich bei den simulierten Erträgen, Verbräuchen oder Strompreisen um Annahmen handelt. Kleine Abweichungen können große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage haben. So wirken sich z. B. stark steigende Netzbezugspreise und damit höhere Einsparungen auf den Cashflow und damit auf die Amortisation aus. Gleichzeitig erhöht der Betrieb der PV-Anlage mit Speichersystem die Sicherheit der kalkulierten Stromkosten für die nächsten 21 Jahre. Das Speichersystem bietet durch die Notstromfunktion Versorgungssicherheit bei Netzausfall. Darüber hinaus kann die Anlage auch nach dem Betrachtungszeitraum weiter betrieben werden und auch ohne gesicherte Einspeisevergütung zur Eigenstromversorgung beitragen.

6 Fazit

Ziel dieser Arbeit war die Ertragsanalyse einer PV-Anlage in Süd-Ost-Nord-Ausrichtung in Form eines Vergleichs zwischen theoretisch berechnetem und tatsächlich erzeugtem Ertrag. Die Auswertung kommt zu dem Ergebnis, dass eine Übereinstimmung der Tagesergebnisse von Simulation und Praxistest nicht gegeben ist. Grund dafür sind die Unterschiede zwischen den Wetterdaten, die der Software zugrunde liegen, und dem tatsächlichen Wettergeschehen im betrachteten Zeitraum. So wird eine Schneesituation, wie sie zwischen dem 07.01.2024 und dem 17.01.2024 zu einer vollständigen Bedeckung der PV-Generatorfläche geführt hat, in der Simulation nicht wiedergegeben. Die Abweichungen in der Summenertragsbetrachtung sind dagegen geringer. Je länger der Vergleichszeitraum der Summen der Einzeltagesergebnisse aus Simulation und Praxistest gewählt wird, desto mehr Schönwetter- und Schlechtwetterperioden sind in diesen Gesamtvergleichswerten enthalten und desto geringer sind die Abweichungen.

Das gewählte Batteriesystem mit Schwarzstartfähigkeit und einer nutzbaren Speicherkapazität von 20,6 kWh ist für die PV-Generatorfläche von insgesamt 14,43 kWh ausreichend. Die Verluste beim Entladen der Batterien und der Umwandlung von Gleichspannung in Wechselspannung reduzieren die nutzbare Energie aus dem Speicher um ca. 3,65 kWh ($20,6 \text{ kWh} \times 0,866 \times 0,95$) auf ca. 16,95 kWh (Wirkungsgrade siehe Tabelle 8). Mit der unteren Entladeschwelle kann eine Energiereserve eingestellt werden, die als Notstromreserve bei niedrigem Ladezustand aktiviert werden kann. Eine Energiereserve von ca. 5 kWh reduziert die Kapazität im Normalbetrieb, wobei der Tagesverbrauch weiterhin gedeckt ist. Diese Versorgungssicherheit bei Netzausfall war eine Entscheidungsgrundlage für die Implementierung eines Speichersystems. Abschließend kann festgestellt werden, dass die Speichergröße richtig gewählt wurde.

Die Auswertung der Simulations- und Praxistestergebnisse zeigt, dass die PV-Generatorleistung in den Wintermonaten nur an wenigen Tagen ausreicht, um den täglichen Energiebedarf zu decken. Der maximale Batterieladezustand wird an den kürzesten Tagen des Jahres nicht erreicht. Eine Erhöhung der Batteriekapazität führt daher nicht zu einer Erhöhung des Autarkiegrades im Winter. Die einzige Möglichkeit besteht darin, die PV-Generatorfläche zu vergrößern, d. h. die Anzahl der Solarmodule zu erhöhen. Ist die Anlage, wie im Praxistest, an mehr als 10 Tagen schneebedeckt, führt auch eine Anlagenerweiterung nicht zu einer Erhöhung des Autarkiegrades. Die Option, Solarmodule auf dem benachbarten Wohnhaus zu installieren, wird nicht umgesetzt.

Für die Nutzung der überschüssigen elektrischen Energie wurden zwei Alternativen untersucht. Mit der Anschaffung eines Elektrofahrzeugs und der zusätzlichen Installation einer Ladesäule besteht die Möglichkeit, diesen Strom als „Treibstoff“ zu nutzen. Die hohen Investitionskosten für ein Elektrofahrzeug sowie die Abhängigkeit von sonnigen Ladezeiten schließen diese Möglichkeit derzeit aus. Gegenüber der Nutzung von Überschussstrom als Treibstoff bietet die Möglichkeit der Wasserstoffherzeugung den Vorteil, dass nahezu 100 % des Überschussstroms in Wasserstoff umgewandelt und damit gespeichert werden kann. Mit Hilfe einer Brennstoffzelle kann daraus zu einem späteren Zeitpunkt Strom und Wärme erzeugt werden. Die hohen Investitionskosten und die bereits neu installierte Holzackschnitzelheizung schließen derzeit die Anschaffung einer Wasserstoffanlage aus.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kommt zu dem Ergebnis, dass sich die PV-Anlage mit Batteriespeicher ohne Berücksichtigung der Eigenleistungen nach ca. 19 Jahren amortisiert. Damit ist das Ziel mit einer Amortisation der Anlage innerhalb der EEG-Förderdauer erreicht. Neben dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit einer Eigenverbrauchsanlage bietet eine PV-Anlage mit schwarzstartfähigem Speichersystem eine Absicherung der Stromversorgung auch bei längerem Netzausfall. Somit ist die Eigenverbrauchsanlage als Investition zur Sicherung der Stromversorgung anzusehen.

Literaturverzeichnis

- Bundesministerium der Justiz. (2023, Januar 1). *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023*.
https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, zuletzt abgerufen am: 04.01.2024.
- Bundesministerium für Bildung und Forschung. (2024). *Wissenswertes zu Wasserstoff—
BMBF*. Bundesministerium für Bildung und Forschung - BMBF.
<https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-grue-nem-wasserstoff.html>, zuletzt abgerufen am: 05.02.2024.
- Bundesnetzagentur. (2024a). *Marktstammdatenregister*. <https://www.marktstammdatenre-gister.de/MaStRHilfe/subpages/faq.html>, zuletzt abgerufen am: 04.01.2024.
- Bundesnetzagentur. (2024b). *Startseite | MaStR*. <https://www.marktstammdatenregis-ter.de/MaStR>, zuletzt abgerufen am: 21.02.2024.
- Bundesverband Photovoltaic Austria. (2022). *Technische Grundlagen | PHOTOVOLTAIC
AUSTRIA*. <https://pvaustralia.at/technische-grundlagen/>, zuletzt abgerufen am:
21.02.2024.
- Corab S.A. ul. (2023, Juni 12). *Muss die Fotovoltaikanlage geerdet werden und wenn ja,
warum?* CORAB. <https://de.corab.pl/nachrichten-v1/muss-die-fotovoltaikanlage-ge-erdet-werden-und-wenn-ja-warum>, zuletzt abgerufen am: 21.01.2024.
- DiLiCo engineering GmbH. (2023). *Wasserstoffheizung kurz erklärt | DiLiCo*.
<https://www.dilico.de/de/wasserstoffheizung.php>, zuletzt abgerufen am: 05.02.2024.
- Dr. Wolfgang Gründinger. (2023, November 8). *4 gute Argumente für den Lithium-Eisen-
phosphat-Speicher*. <https://www.enpal.de/stromspeicher/lithium-eisenphosphat-speicher>, zuletzt abgerufen am: 21.02.2024.
- EIGENSONNE GmbH. (2024). *Mit dem MPP-Tracker die Leistung einer Photovoltaikanlage
maximieren*. EIGENSONNE. <https://www.eigensonne.de/ratgeber/photovol-taik/mpp-tracker/>, zuletzt abgerufen am: 21.01.2024.
- faboro deutschland gmbh. (2024). *HPS System – picea. Faboro Deutschland GmbH*.
<https://www.faboro.de/hps/>, zuletzt abgerufen am: 07.02.2024.

- Hager Group. (2024). *Marke E3/DC der Hager Group*. <https://hager-group.com/de/brands/e3dc>, zuletzt abgerufen am: 29.01.2024.
- Hast, M. (2020, November 27). *Nord, Ost, Süd, West – Solaranlagen auf komplexen Dächern auslegen*. Sunny. Der SMA Corporate Blog. <https://www.sma-sunny.com/solaranlagen-kostenoptimiert-auslegen/>, zuletzt abgerufen am: 21.01.2024.
- Janßen, K. (2023a, September 17). *Photovoltaik: Die optimale Dachneigung von PV-Anlagen*. <https://gruenes.haus/dachneigung-photovoltaik/>, zuletzt abgerufen am: 05.01.2024.
- Janßen, K. (2023b, Oktober 14). *Photovoltaik Nordseite » das sollten Sie beachten*. <https://gruenes.haus/photovoltaik-nordseite/>, zuletzt abgerufen am: 03.01.2024.
- K2 Systems GmbH. (2024a). *K2 Base (3.1.110.0) [Software]*. <https://base.k2-systems.com/#/dashboard>, zuletzt abgerufen am: 23.01.2024.
- K2 Systems GmbH. (2024b). *Unternehmen—Über uns*. K2 Systems. <https://k2-systems.com/unternehmen/>, zuletzt abgerufen am: 23.01.2024.
- Konrad, F. (2007). *Planung von Photovoltaik-Anlagen—Grundlagen und Projektierung* (1. Aufl.). Vieweg.
- Kümpel, N. (2023, Dezember 28). *Photovoltaik Montage—Montagearten und Systeme*. *Wegatech*. <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/planung-und-installation/montage/>, zuletzt abgerufen am: 22.01.2024.
- KWH Netz GmbH. (2024a). *Erzeugungsanlage—KWH Netz*. <https://www.kwh-netz.de/erzeugungsanlage>, zuletzt abgerufen am: 04.01.2024.
- KWH Netz GmbH. (2024b). *Über uns—Kraftwerke Haag*. <https://www.kraftwerke-haag.de/%C3%BCber-uns>, zuletzt abgerufen am: 21.02.2024.
- Märtel, C. (2023, Februar 6). *Photovoltaik Lexikon: String - Strang*. <https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik-lexikon/buchstabe-s/string-strang>, zuletzt abgerufen am: 07.02.2024.
- Mertens, K. (2015). *Photovoltaik—Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis* (3., neu bearb. und erw. Aufl.). Hanser.

- Next Kraftwerke GmbH. (2024). *Erneuerbare-Energien-Kraftwerke sind nach einem Black-out schwarzstartfähig. Was sich genau hinter dem Begriff verbirgt und einen Ausblick auf den Schwarzstart am Strommarkt der Zukunft liefern wir Ihnen hier. Jetzt mehr lesen...* <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/schwarzstart>, zuletzt abgerufen am: 29.01.2024.
- Otto Lehmann GmbH. (2024a). *Bedachungsartikel—Aufdachmodulhalter*. <https://www.otto-lehmann-gmbh.de/bedachungsartikel.php>, zuletzt abgerufen am: 24.01.2024.
- Otto Lehmann GmbH. (2024b). *Sonnenenergie*. https://www.otto-lehmann-gmbh.de/solar_pv.php, zuletzt abgerufen am: 22.01.2024.
- Pötter, N. C. (2023, Mai 2). *Das ist der Stromverbrauch pro Tag beim Einfamilienhaus*. https://praxistipps.focus.de/das-ist-der-stromverbrauch-pro-tag-beim-einfamilienhaus_151054, zuletzt abgerufen am: 01.02.2024.
- RELAW GmbH - Clearingstelle EEG, KWKG. (2023, Dezember 5). *Müssen Anlagen- und Netzbetreiber einen Einspeisevertrag abschließen? | Clearingstelle EEG|KWKG*. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/9>, zuletzt abgerufen am: 21.01.2024.
- SOLARWATT GmbH. (2021). *Montageanleitung für gerahmte Glas-Glas Module*. Photovoltaik-Anbieter für Module und Speicher | Solarwatt. <https://www.solarwatt.de/betriebsanleitungen/solarwatt-panel/montage-und-sicherheit/montagevarianten-und-belastungen-glas-glas-module-solarwatt-panel-vision/solarwatt-panel-vision-gm>, zuletzt abgerufen am: 24.01.2024.
- SOLARWATT GmbH. (2023a, April 28). *Leistung von Solarmodulen: Drei wichtige Kriterien*. Photovoltaik-Anbieter für Module und Speicher | Solarwatt. <https://www.solarwatt.de/ratgeber/leistungsstarke-solarmodule>, zuletzt abgerufen am: 05.01.2024.
- SOLARWATT GmbH. (2023b, Juli 3). *Glas-Glas-Module im Test – wichtige Qualitätskriterien*. Photovoltaik-Anbieter für Module und Speicher | Solarwatt. <https://www.solarwatt.de/ratgeber/glas-glas-module-im-test>, zuletzt abgerufen am: 05.01.2024.

- SOLARWATT GmbH. (2023c, August 2). *Verschattungen bei PV-Anlagen: Ertrag optimieren*. Photovoltaik-Anbieter für Module und Speicher | Solarwatt. <https://www.solarwatt.de/ratgeber/photovoltaik-verschattung>, zuletzt abgerufen am: 19.01.2024.
- Valentin Software GmbH. (2023). *PV*SOL® Hilfe | Klimadaten*. <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/einstrahlung/klimadaten/>, zuletzt abgerufen am: 04.01.2024.
- Wesselak, V. (2012). *Photovoltaik—Wie Sonne zu Strom wird* (1. Aufl.). Springer Vieweg.
- Willig, H.-P. (2024). *Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator*. Die Chemie-Schule. https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Lithium-Eisen-Phosphat-Akkumulator?utm_content=cmp-true, zuletzt abgerufen am: 30.01.2024.
- Wunsch, A. (2022, März 31). *Autarkiegrad bei Photovoltaikanlagen: Der Maßstab für Unabhängigkeit*. Energieversum: Photovoltaik aus Gütersloh. <https://www.energieversum.de/autarkiegrad/>, zuletzt abgerufen am: 02.02.2024.
- Zentrum Wasserstoff.Bayern. (2024). *Wasserstoff-FAQs*. <https://h2.bayern/infothek/faqs/>, zuletzt abgerufen am: 05.02.2024.