

Miriam Bruns

**Konzeption und wirtschaftliche Optimierung
einer Photovoltaikanlage mit Speicher unter
Zuhilfenahme von Simulationsmodellen**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dr. Thomas Veeseer
Zweitprüfer: Dipl.-Ing. (FH) Hans Schäfers

Abgabetermin: 27.02.2014

Zusammenfassung

Miriam Bruns

Thema der Masterarbeit

Konzeption und wirtschaftliche Optimierung einer Photovoltaikanlage mit Speicher unter Zuhilfenahme von Simulationsmodellen

Stichworte

Photovoltaik – Eigenverbrauch – Solarstromspeicher – Simulationsmodelle

Kurzzusammenfassung

Diese Thesis beinhaltet den Vergleich verschiedener Photovoltaikanlagensysteme auf einem Reihenhaus unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Zum einen unterscheiden sich die Varianten dabei in ihrer Nennleistung und der Ausrichtung. Zum anderen wird die Installation einer Anlage pro Partei des Reihenhauses mit der Errichtung einer gemeinsam genutzten Gesamtanlage verglichen. Des Weiteren wird der Einsatz von Solarstromspeichern betrachtet. Es werden dabei verschiedene Simulationsprogramme verwendet, um den durch das System erzielten Ertrag und den Anteil des Direktverbrauchs zu prognostizieren.

Miriam Bruns

Master Thesis title

Design and economic optimization of a photovoltaic system with storage with the aid of simulation models

Keywords

photovoltaics - own consumption - solar Power Store - simulation models

Abstract

This thesis includes the comparison of different photovoltaic plant systems on a row house from an economic point of view. First the variants have different nominal capacities and orientations. Secondly, the installation of a plant per party of the house is compared to a shared overall system. In addition, the use of solar power saving is considered. Various simulation programs are used to predict the amount of income and self-consumption.

Inhalt

Inhalt	I
Formelverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis.....	IV
1. Einleitung	- 1 -
1.1. Ziel der Arbeit.....	- 2 -
1.2. Vorgehensweise	- 2 -
2. Grundlagen/ Stand der Technik	- 3 -
2.1. Photovoltaik auf Gebäuden	- 3 -
2.2. Bauliche Anforderungen	- 5 -
2.2.1. Musterbauordnung.....	- 5 -
2.2.2. Eurocode	- 6 -
2.3. Konzeptionierung und Auswahl der Technik	- 7 -
2.3.1. Auswahl des PV-Moduls.....	- 7 -
2.3.2. Ausrichtung	- 8 -
2.3.3. Auswahl des Montagesystems und Dachbelegung.....	- 10 -
2.3.4. Auswahl des Wechselrichters	- 10 -
2.4. Speicher.....	- 12 -
2.5. Simulationssoftware	- 14 -
2.5.1. PV-Syst.....	- 15 -
2.5.2. Lastgang	- 17 -
2.5.3. PV-Erzeugungsprofil.....	- 19 -
2.5.4. Speichersimulation.....	- 19 -
2.6. Netzanschluss und Vergütung.....	- 19 -
2.7. Steuern	- 23 -
2.8. Finanzierung	- 24 -
2.9. Strompreis.....	- 25 -
2.10. Anschaffungskosten	- 26 -
2.11. Eigenkapitalrentabilität.....	- 27 -
3. Planung der PV Anlage.....	- 29 -
3.1. Konzepte	- 29 -

Inhalt	II
3.2. Komponentenauswahl und Dachbelegung.....	- 31 -
4. Ertragssimulation.....	- 35 -
4.1. Variante 1	- 35 -
4.2. Variante 2	- 38 -
4.3. Variante 3	- 40 -
4.4. Variante 4	- 43 -
5. Direktverbrauch.....	- 47 -
6. Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	- 49 -
6.1. Aufwand.....	- 49 -
6.2. Ertrag	- 51 -
6.3. Eigenkapitalrentabilität	- 52 -
6.4. Zusätzlicher Ertrag bei Verwendung von Speichern.....	- 53 -
7. Fazit und Ausblick	- 55 -
Literaturverzeichnis	- 57 -
Abbildungsverzeichnis	- 59 -
Tabellenverzeichnis	- 60 -
Anlagenverzeichnis	- 61 -

Formelverzeichnis

SR_{AC}	-	Auslegungsfaktor
P_{STC}	kWp	Nennleistung des PV-Generators
P_{AC_N}	kW	Ausgangsnennleistung des Wechselrichters
n_{Max}	-	maximale Anzahl Module pro String
$U_{L_Modul(-10^{\circ}C)}$	V	Leerlaufspannung bei $-10^{\circ}C$ Außentemperatur
n_{Min}	-	minimale Anzahl Module pro String
$U_{MPP_Min(70^{\circ}C)}$	V	MPP-Spannung bei $70^{\circ}C$ Außentemperatur
n_{String}	-	Anzahl möglicher Strings
I_{WR_Max}	A	Maximalstrom des Wechselrichters
I_{String_Max}	A	Maximalstrom pro String
r	-	Eigenkapitalrentabilität
EK	€	Eigenkapital
G	€	Gewinn
KDV_{Ust}	€	Kosten für Umsatzsteuer auf Direktverbrauch
AK	€	Anschaffungskosten der PV-Anlage
a_{ED}	-	Anteil des Direktverbrauchs an gesamter Erzeugung

Abkürzungsverzeichnis

EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
PV	Photovoltaik
MPP	Maximum Power Point
ENS	Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen
VNB	Verteilnetzbetreiber
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GbR	Gemeinschaft bürgerlichen Rechts
PR	Performance Ratio

1. Einleitung

Auf Grund von klimapolitischen Zielen wurde 2000 das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) eingeführt. Die darin festgelegte hohe Vergütung führte dazu, dass Photovoltaikanlagen (PV-Anlage) geraume Zeit als sichere Geldanlage galten. Trotz sinkender Einspeisevergütung sorgten fallenden Systempreise, verursacht durch ein rasantes Marktwachstum, zu einem sprunghaften Anstieg der neuinstallierten Photovoltaik-Leistung in Deutschland (siehe Abbildung 1) (1).

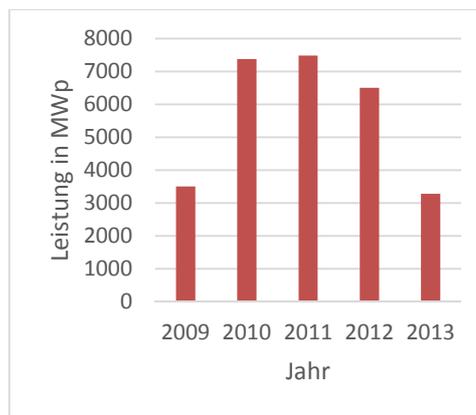


Abbildung 1 Summe der neuinstallierten PV-Leistung pro Jahr in MWp (1)

Durch die rapide Kürzung und Deckelung der Förderungen mit der zum April 2012 in Kraft getretenen EEG Novelle wird jedoch die Neuinstallation von Anlagen, deren Strom primär in das öffentliche Netz eingespeist wird, wirtschaftlich gesehen immer unattraktiver, so dass immer weniger Leistung neuinstalliert wird (1).

Die steigenden Energiepreise, welche unter anderem durch die Verknappung der fossilen Energieträger und einer immer kostenintensiveren Stromproduktion hervorgerufen werden, führen jedoch dazu, dass das ökonomische Potenzial einer Photovoltaikanlage verschoben wird, von der Einspeisung ins Netz, zu einem hohen Eigenverbrauch des Stroms. Die Kosten für den Strom aus eigener Produktion sind in vielen Fällen geringer als für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Es stellt sich jedoch als problematisch dar, dass der Zeitpunkt der Stromproduktion nicht steuerbar ist und dadurch nicht mit dem des Strombedarfs harmoniert. Da beide Größen sehr schwierig vorherzusagen sind, kann der Gewinn, der durch die Anlage erwirtschaftet wird, oft nur grob abgeschätzt werden. Eine Lösung sind Speichersysteme die den überschüssigen Strom speichern und bei Bedarf abgeben. Da die Speicher gegenwärtig jedoch relativ teuer sind ist es fraglich, ob der zusätzliche Gewinn die Mehrkosten rechtfertigt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird beispielhaft eine PV-Anlage auf dem Dach eines Reihenhauses, bestehend aus sechs Parteien, geplant. Es handelt sich dabei um ein reales Gebäude, welches sich in Hamburg befindet. Dabei werden verschiedene Anlagenvarianten betrachtet und bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit untersucht.

1.1.Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Thesis ist es eine PV-Anlage auf einem real existierenden Gebäude in verschiedenen Ausführungen zu planen und mit Hilfe verschiedener Simulationsprogramme das wirtschaftlichste Ergebnis zu ermitteln. Die Berechnung soll als anschauliches Beispiel für die Anwendung auf anderen Gebäuden dienen.

1.2.Vorgehensweise

Für die Konzeptionierung der PV-Anlage ist eine Darstellung des allgemeinen Vorgehens und der zu beachtenden Vorgaben notwendig. Daher werden zunächst alle Grundlagen die zur Planung und Kalkulation der Anlage notwendig sind erläutert. Anschließend erfolgt die konkrete Ausarbeitung der Anlage und Simulation der Erträge. Die wirtschaftliche Bewertung wird anhand der Eigenverbrauchsrentabilität vorgenommen. Um diese berechnen zu können, müssen alle Kosten erfasst werden. Außerdem müssen die Einnahmen möglichst genau kalkuliert werden, wobei die Simulation des Eigenverbrauchs eine tragende Rolle spielt.

Außerdem wird der zusätzliche Ertrag berechnet, der bei Verwendung verschiedener Speichergrößen erwirtschaftet wurde. Anhand dieses Wertes lässt sich abschätzen, ob der Einsatz eines Speichers jetzt oder in näherer Zukunft einen wirtschaftlichen Nutzen haben wird. Abschließend folgt eine Zusammenfassung inklusive Fazit und Ausblick.

Die Ertragssimulation erfolgt mit einem Simulationsprogram. Um den Gewinn bei der anschließenden Wirtschaftlichkeitsberechnung möglichst genau zu prognostizieren, werden ebenfalls Simulationsmodelle eingesetzt. Der Eigenverbrauch für die verschiedenen Varianten wird anhand synthetischer Haushaltslast- und PV-Erzeugungsprofilen kalkuliert.

2. Grundlagen/ Stand der Technik

In diesem Kapitel werden alle wesentlichen Bestandteile einer Photovoltaikanlage beschrieben. Des Weiteren werden alle rechtlichen und technischen Anforderungen, die bei der Planung zu berücksichtigen sind, sowie die für Berechnung der Wirtschaftlichkeit maßgeblichen Faktoren erläutert.

2.1. Photovoltaik auf Gebäuden

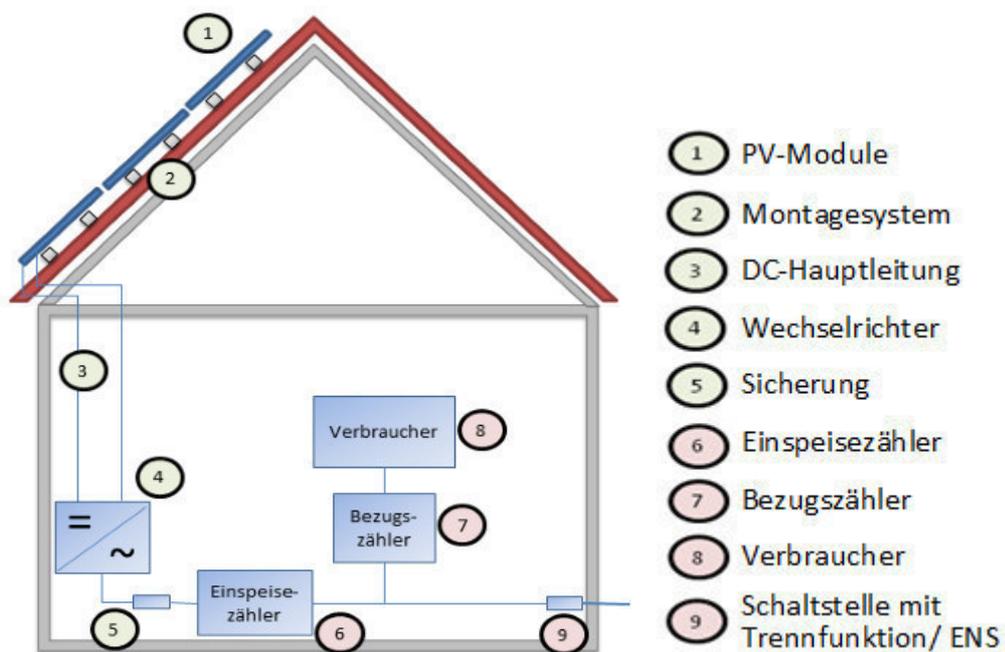


Abbildung 2 Schematischer Aufbau einer Photovoltaikanlage

Eine private PV-Dachanlage besteht meistens aus folgenden Komponenten (Abbildung 2): PV-Module, Montagesystem, Generatoranschlusskasten, DC-Hauptleitung, DC-Freischalteinrichtung, Wechselrichter, Zählerschrank, Schalter mit Trennfunktion / Einrichtung zur Netzüberwachung und einer Netzzuleitung. Unter Umständen kann zusätzlich ein Speicher hinzugefügt werden. Die wichtigsten Bestandteile werden im Folgenden näher erläutert.

Solargenerator:

Zusammengenommen bilden die PV-Module den sogenannten Solargenerator. Die einzelnen Module sind wiederum aus Solarzellen aufgebaut, in denen der Energieumwandlungsprozess stattfindet. Dabei können verschiedene Materialien eingesetzt werden, welche maßgeblich den Wirkungsgrad der Anlage bestimmen. Das Grundprinzip basiert jedoch immer auf der Umwandlung der Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie. Am verbreitetsten ist die Verwendung von Silizium als Halbleiter. Die Zellen sind aus mehreren Schichten Silizium hergestellt. Durch Ausnutzung

des photoelektrischen Effekts werden Elektronen generiert. Auf den genauen Mechanismus wird nicht näher eingegangen, da dies den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde.

Solarzellen weisen eine typische Kennlinie auf (siehe Abbildung 3). Die Stromstärke in der Zelle steigt mit der Einstrahlungsstärke, fällt jedoch mit der Spannung ab. Da die erzeugte Leistung ein Produkt aus Stromstärke und Spannung ist, ergibt sich für jede Bestrahlungsstärke ein Punkt maximaler Leistung, welcher als Maximum Power Point (MPP) bezeichnet wird. Aus den Kennlinien lassen sich des Weiteren der Kurzschlussstrom I_k , welcher bei einer Spannung von null Volt auftritt, und die Leerlaufspannung U_0 entnehmen.

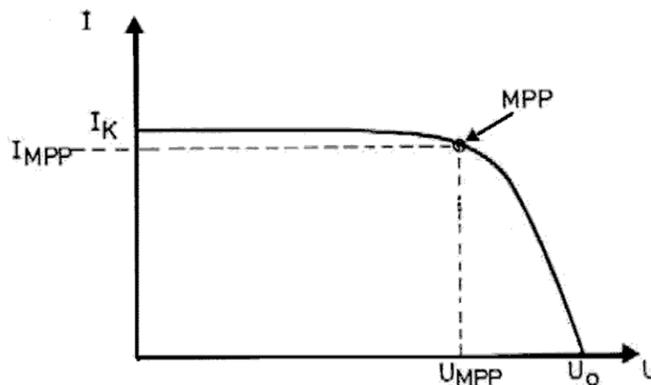


Abbildung 3 Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle (2)

Die Zellen sind untereinander verschaltet. Die Art der Verschaltung bestimmt dabei die Kennlinie des gesamten Moduls und das Verhalten bei Teilverschattung. (3)

Um die Zellen vor der Witterung zu schützen sind sie zwischen zwei Folien einlaminiert. Auf die Folie ist eine Antireflexschicht aufgebracht. Durch diese wird weniger Sonnenlicht reflektiert und der Wirkungsgrad des Moduls erhöht. Um das Modul vor Schäden durch Druckeinwirkung zu schützen ist es in einem Rahmen aus Aluminium eingefasst.

Wechselrichter:

Der PV-Generator produziert Gleichstrom. Das Stromnetz wird jedoch mit Wechselstrom betrieben. Daher ist für die Einspeisung ein Wechselrichter notwendig der den Gleich- in Wechselstrom umwandelt. Die Nennspannung hängt vom lokalen Netz ab. In Deutschland wird, bei kleinen Anlagen mit 230 V Nennspannung und bei großen Anlagen mit 400 V Nennspannung, Dreiphasenwechselstrom mit 50 Hz Netzfrequenz eingespeist. Die meisten Wechselrichter sind des Weiteren mit einem MMP-Tracker ausgestattet, welcher dafür sorgt, dass die Anlage die maximal mögliche Leistung erbringt. Es wird zwischen folgenden Wechselrichterkonzepten unterschieden:

- Zentralwechselrichter: Werden alle Module an einen Wechselrichter angeschlossen, spricht man von einem Zentralwechselrichter. Die einzelnen Strings werden im Generatoranschlusskasten zusammengefasst. Voraussetzung ist jedoch, dass alle Strings die gleiche Leistung haben. Sonst würde es durch ungünstiges MPP-Tracking zu enormen Ertragseinbußen kommen. Dieses kann nur gewährleistet werden, wenn alle Module die gleiche Ausrichtung haben und keine Teilverschattung vorhanden ist.
- String- bzw. Multistringwechselrichter: Hier werden die Module in Strings aufgeteilt und jede Reihenschaltung mit einem Wechselrichter ausgestattet. Das MPP-Tracking kann durch die

einzelnen Wechselrichter im Gegensatz zum Zentralwechselrichter individuell für jeden String erfolgen. Somit können höhere Erträge erzielt werden. Ein größerer Wechselrichter ist jedoch im Verhältnis zu mehreren kleineren in der Regel deutlich günstiger.

- **Modulwechselrichter:** Bei diesem Konzept ist der Wechselrichter in das Modul integriert und jedes Modul kann direkt mit dem Wechselstromnetz verbunden werden. Dadurch entfällt die Gleichstromverkabelung und die Module können völlig unabhängig voneinander betrieben werden. Die Kosten sind jedoch gegenwärtig relativ hoch und bei Ausfall und Verschleiß des Wechselrichters ist das Modul ebenfalls betroffen.

(4)

Zählerschrank:

Im Zählerschrank befindet sich hauptsächlich die Stromkreisverteilung des Hauses. Für die PV-Anlage wird ein Bezugs- und Einspeisezähler installiert, um später den produzierten und genutzten Strom mit dem Energieversorgungsunternehmen abzurechnen.

Schalter mit Trennfunktion / Einrichtung zur Netzüberwachung (ENS):

Damit der Verteilnetzbetreiber die Anlage zur Wartung oder Reparatur vom Netz nehmen kann ist ein frei zugänglicher Schalter mit Trennfunktion anzubringen. Ersatzweise kann eine ENS genutzt werden. Diese trennt die Anlage bei Störungen wie Spannungsabweichungen, Frequenzabweichungen oder Fehlerströmen automatisch vom Netz.

2.2.Bauliche Anforderungen

Als Teil des Gebäudes müssen beim Bau einer PV-Anlage die einschlägigen Regelungen des Bauwesens berücksichtigt werden. Diese werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

2.2.1.Musterbauordnung

Jedes Bundesland hat seine eigene Landesbauordnung für dessen Inhalte es zuständig ist. Um eine bessere Übersicht zu schaffen, wurde jedoch eine bundesweit einheitliche Musterbauordnung festgesetzt. Diese hat zwar nicht den Status eines Gesetzes wie die Landesbauordnungen, dient jedoch als Grundlage und Orientierung für die Länder. Daher weichen die Landesbauordnungen nur in Details von der Musterbauordnung ab. Da die Bezugnahme auf alle Landesbauordnungen den Rahmen dieser Thesis sprengen würde, wird nur auf die Musterbauordnung (Fassung November 2002, Zuletzt geändert im Oktober 2008) eingegangen. Im Folgenden werden die für den Bau einer PV-Anlage relevanten Passagen der Musterbauordnung aufgeführt:

§9 Gestaltung

Beim Design der PV-Anlage muss darauf geachtet werden, dass sie das Gebäude nicht verunstaltet sondern optisch mit dem Gesamtbild harmonisiert.

§12 Standsicherheit

Die PV-Anlage muss standsicher sein und darf auch andere Gebäude nicht in ihrer Standsicherheit gefährden.

§13 Schutz gegen schädliche Einflüsse

Die PV-Anlage muss so gefertigt sein, dass keine Gefahren durch Wasser, Feuchtigkeit, pflanzliche und tierische Schädlinge sowie andere chemische, physikalische oder biologische Einflüsse Gefahren oder unzumutbare Belästigungen entstehen können.

§14 Brandschutz

Um Gefahren vorzubeugen muss bei der Gestaltung der PV-Anlage darauf geachtet werden, dass potentielle Brandquellen vermieden werden und eine Ausbreitung von Bränden verhindert wird. Außerdem müssen bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sein.

§ 59 Grundsatz

Auch beim Bau von genehmigungsfreien Anlagen nach Absatz 1 des §§ 61 müssen die Anforderungen, die durch öffentlich-rechtliche Vorschriften an Anlagen gestellt werden eingehalten werden.

§ 61 Verfahrensfreie Bauvorhaben, Beseitigung von Anlagen

PV-Anlagen auf Dächern und Außenwandflächen von Wohnhäusern und die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m sind verfahrensfrei.

(§ 9 ff MBO)

2.2.2.Eurocode

Gemäß Paragraph 12 der Musterbauordnung (s.o.) muss die Standfestigkeit der PV-Anlage sichergestellt werden. Als europaweit einheitliche Bemessungsgrundlage im Bauwesen wurde der sogenannte Eurocode entworfen, welcher zurzeit aus zehn Teilen besteht. Die für Planung von PV-Anlagen relevanten Berechnungsvorgaben der Einwirkung auf Tragwerke beinhaltet der Eurocode 1 (DIN EN 1991). Ergänzt wird die europaweit geltende Norm durch sogenannte nationale Anhänge, welche spezifische Vorschriften für die einzelnen Länder beinhalten.

Da es keine spezifische Norm für Photovoltaikanlagen gibt, greift man auf die Regelungen für Dächer zurück. Man unterscheidet dabei zwischen an das Gebäude anliegenden und aufgeständerten Systemen. Bei anliegender Montage wird davon ausgegangen, dass die gleichen Wind- und Schneelasten vorherrschen wie ohne PV-Anlage. Es kann also die für den Dachtyp geltende Vorschrift verwendet werden. Aufgeständerte Systeme betrachtet man wie freistehende Dächer.

Die insgesamt auf das Dach wirkende Last setzt sich aus drei Komponenten zusammen: ständige Last, Schnee- und Windlast.

Ständige Last

Unter der ständigen Last versteht man die aus dem Gewicht aller Systemkomponenten resultierende Last. Sie wird in kg/m^2 angegeben. Den größten Anteil macht dabei die Masse der Module aus.

Schneelast

Zur Berechnung der Schneelast wurden abhängig vom Standort der Anlage bestimmte Formeln entwickelt. Die Zuordnung erfolgt dabei durch eine Schneelastzonenkarte, welche dem Nationalen Anhang für Deutschland beigelegt ist. Die einzusetzenden Parameter können den Tabellen der Norm entnommen werden und richten sich nach der Höhe des Standortes über Normalnull (NN) und der Modulneigung. Sie gelten jedoch nur bei einer Höhe bis zu 1500m über NN und keinen höher liegenden Dachaufbauten.

Windlast

Zur Ermittlung der Windlast wurde dem Nationalen Anhang für Deutschland ebenfalls eine Windlastzonenkarte beigelegt. Des Weiteren werden bei der Berechnung die Höhe des Gebäudes und der Dachtyp berücksichtigt. Da die Windlast nicht gleichmäßig über das Dach verteilt ist, sondern es an bestimmten Stellen zu Lastspitzen kommt, wird die Dachfläche in verschiedene Dachzonen aufgeteilt.

Lastkombination

Aus den Ergebnissen der Berechnungen für die ständige Last, die Schnee- und Windlast wird nun die Last bestimmt die insgesamt auf die Anlage wirkt. Dabei wird als ausschlaggebendes Ereignis das extremste Ereignis betrachtet, welches statistisch innerhalb von 50 Jahren einmal auftritt. Um dem Umstand Sorge zu tragen, dass die gravierendsten Schnee- und Windlasten nicht gleichzeitig auftreten und zudem beachtet werden muss, ob es sich um dauerhafte Einwirkung oder nur kurzzeitige Effekte handelt, werden unterschiedliche Szenarien durch Berechnungen mit verschiedenen Faktoren betrachtet und der höchste sich ergebende Wert ermittelt.

Da die Berechnungen gemäß des Eurocodes sehr aufwändig sind, entwerfen die meisten Anlagenhersteller vereinfachte Leitfäden für die Planung ihrer Produkte, die die Vorschriften der Norm berücksichtigen.

(5)

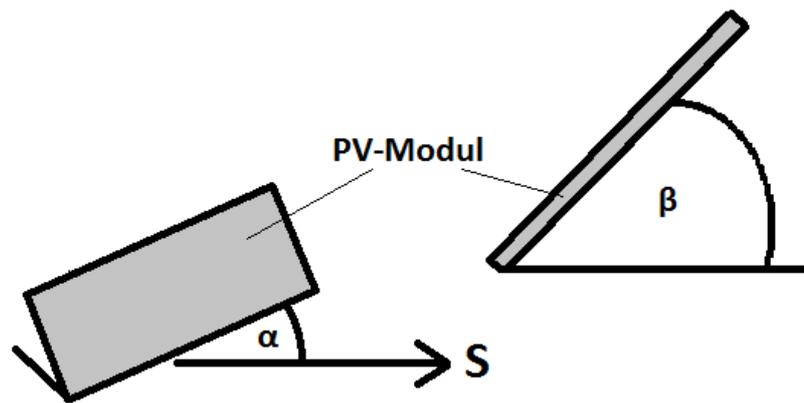
2.3.Konzeptionierung und Auswahl der Technik

Bei der Konzeption einer PV-Anlage ist darauf zu achten, dass die einzelnen Komponenten aufeinander abgestimmt sind, da sonst das System ineffektiv oder im schlimmsten Fall gar nicht betrieben werden kann. Der Markt für PV-Produkte ist ausgesprochen groß und es eine Vielzahl unterschiedlicher Typen an Modulen, Wechselrichtern und Montagesystemen wird angeboten. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch die verwendeten Materialien, Abmessungen, elektrische Parameter, Qualität und den Preis.

2.3.1.Auswahl des PV-Moduls

Es gibt daher unterschiedliche Kriterien die maßgebend für die Auswahl des Modultyps sind.

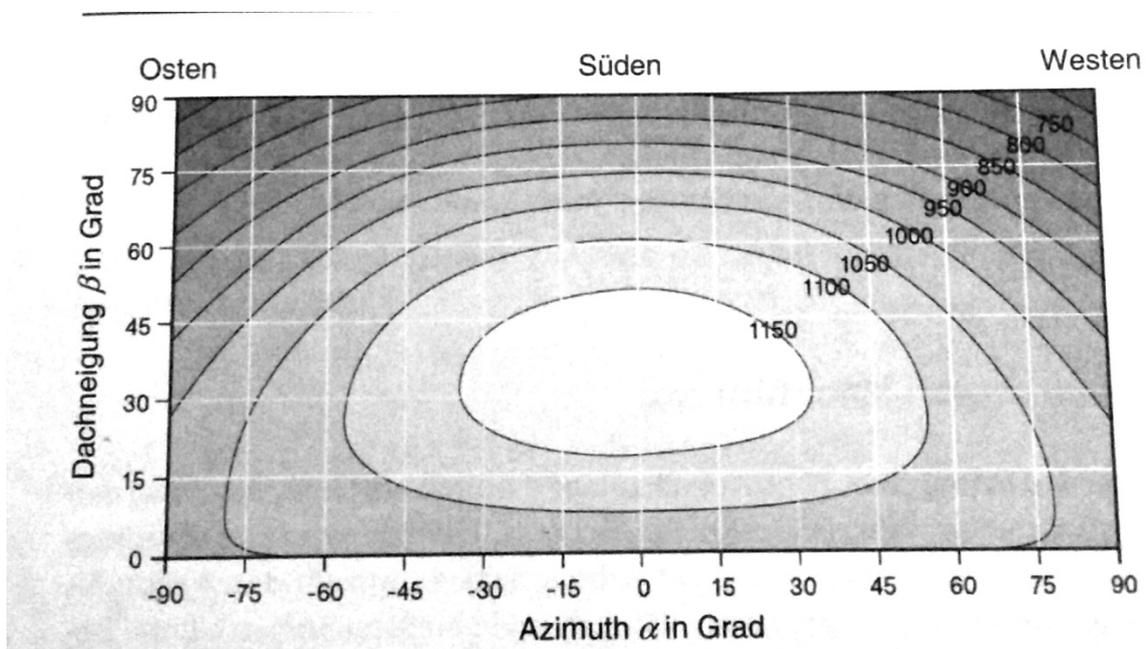
- Leistung, Spannung, Stromstärke: Je nachdem welcher Zelltyp verwendet wird und wie gut die Verarbeitung ist, haben Module trotz gleicher Größe unterschiedliche Nennleistungen.

Abbildung 5 Azimutwinkel α und Neigungswinkel β

Bei der Wahl der Ausrichtung ist es entscheidend, ob die Summe der Erträge über das Jahr maximiert werden soll oder der Zeitpunkt, an dem die Strommenge produziert wird, ebenfalls von Bedeutung ist und diese dem Verbrauch des Stroms angepasst werden soll. Daraus ergeben sich folgende zwei Ausrichtungskonzepte.

Maximaler Ertrag:

Der maximale Stromertrag wird erreicht, wenn die senkrecht auf die Fläche treffende Solarstrahlung maximal ist. Die entsprechenden Winkel sind Standortabhängig und lassen sich aus speziellen Tabellen und Diagrammen ablesen. Für den Standort Berlin (Abbildung 6) würden beispielsweise ein Azimutwinkel von 0° und ein Neigungswinkel von 35° das Optimum darstellen.

Abbildung 6 Strahlungsdiagramm zur Abschätzung der Eignung eines Daches für den Standort Berlin: Angegeben ist die Strahlungssumme H in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ (6)

Maximaler Eigenverbrauch:

Falls der erzeugte Strom direkt verbraucht werden soll ist es günstig die Erzeugung dem Verbrauch anzupassen. Dabei ist es bei der Wahl des Neigungswinkels ausschlaggebend, in wie fern der Strombedarf von den Jahreszeiten abhängig ist (Abbildung 7) und für den Azimutwinkel in welcher Tageszeit der Strombedarf am größten ist. Ist der Strombedarf im Winter am höchsten, ist zum Beispiel ein relativ großer Neigungswinkel vorteilhaft, da die Sonne im Winter sehr tief steht. Bei einer Ost-/Westausrichtung ist der Ertrag zwar insgesamt etwas geringer als bei einer Südausrichtung, die Erzeugungstunden verteilen sich jedoch besser über den Tag.

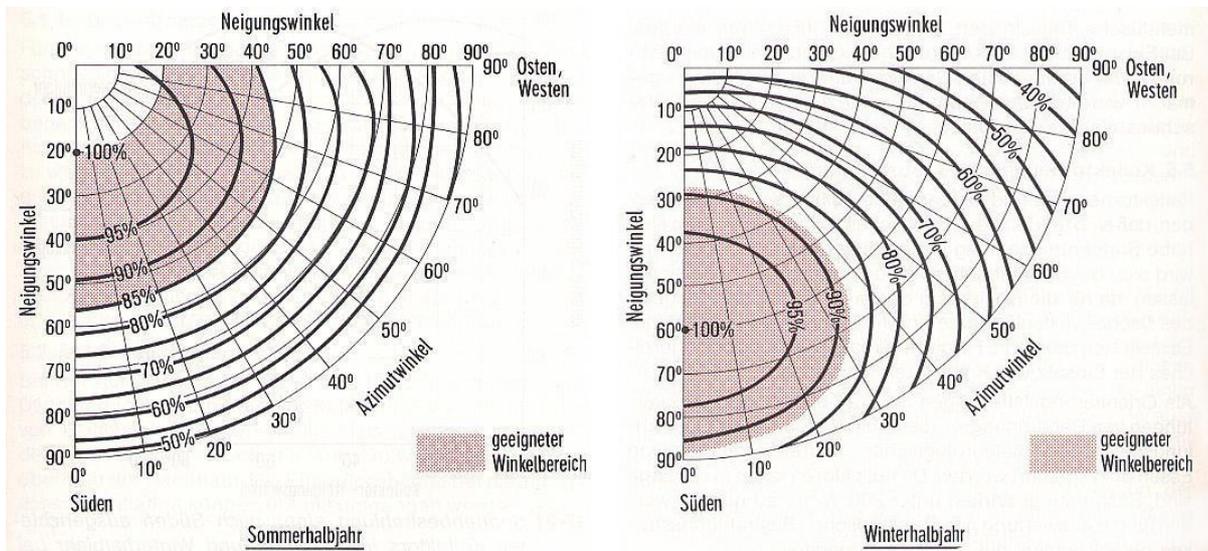


Abbildung 7 Einfluss des Neigungs- und Azimutwinkels auf die relative Sonnenbestrahlung eines Kollektors abhängig vom Nutzungszeitraum (7)

2.3.3. Auswahl des Montagesystems und Dachbelegung

Das geeignete Montagesystem ist in erster Linie vom gewählten Modul sowie von Bauart und Lastreserve des Daches abhängig. Als weitere Kriterien sind der Preis und die Optik zu nennen.

Bei der Ermittlung der am besten geeigneten Dachbelegung spielen verschiedene Aspekte eine Rolle. Zunächst muss das Dach vermessen und Störstellen erfasst werden. Dann müssen die eventuell auftretenden Verschattungen durch andere Gebäude, Pflanzen oder Dachbestandteile ermittelt werden. Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse, welche bei der Betrachtung der geeigneten Ausrichtung gewonnen wurden, der Abmessungen der in Frage kommenden Module und des Montagesystems sowie der rechtlichen, finanziellen und optischen Bedingungen, kann dann die optimale Anordnung gefunden werden.

2.3.4. Auswahl des Wechselrichters

Der Wechselrichtertyp muss der Leistung und dem Anlagenkonzept entsprechend ausgewählt werden. Anhand der Dachbelegung, der Verschattungsanalyse, der Ausrichtung und den technischen Parametern der Module werden die Verschaltungsmöglichkeiten ermittelt und dementsprechend zwischen Zentral-, String- oder Modulwechselrichter gewählt.

Leistungsdimensionierung

Um die Auslegung des Wechselrichters zu vereinfachen, wird meistens der sogenannte Auslegungsfaktor SR_{AC} verwendet. Er beschreibt das Verhältnis von der Nennleistung des PV-Generators zur Ausgangsnennleistung des Wechselrichters (siehe Formel 1).

Formel 1

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{AC,N}}$$

SR_{AC} : Auslegungsfaktor

P_{STC} : Nennleistung des PV-Generators

$P_{AC,N}$: Ausgangsnennleistung des Wechselrichters

Damit der Wechselrichter nicht in Überlast betrieben wird, wodurch es zu Wirkungsgradverlusten kommt, sollte der Auslegungsfaktor kleiner als eins sein. Eine Untersuchung des Fraunhofer ISE Instituts zeigt die Auswirkung des Auslegungsfaktors auf den Jahreswirkungsgrad (siehe Abbildung 8). Ein zu großer Wechselrichter sollte jedoch auch vermieden werden, um Kosten zu sparen. Der Darstellung ist zu entnehmen, dass der optimale SR_{AC} bei Werten zwischen 0,8 und 0,9 erreicht wird.

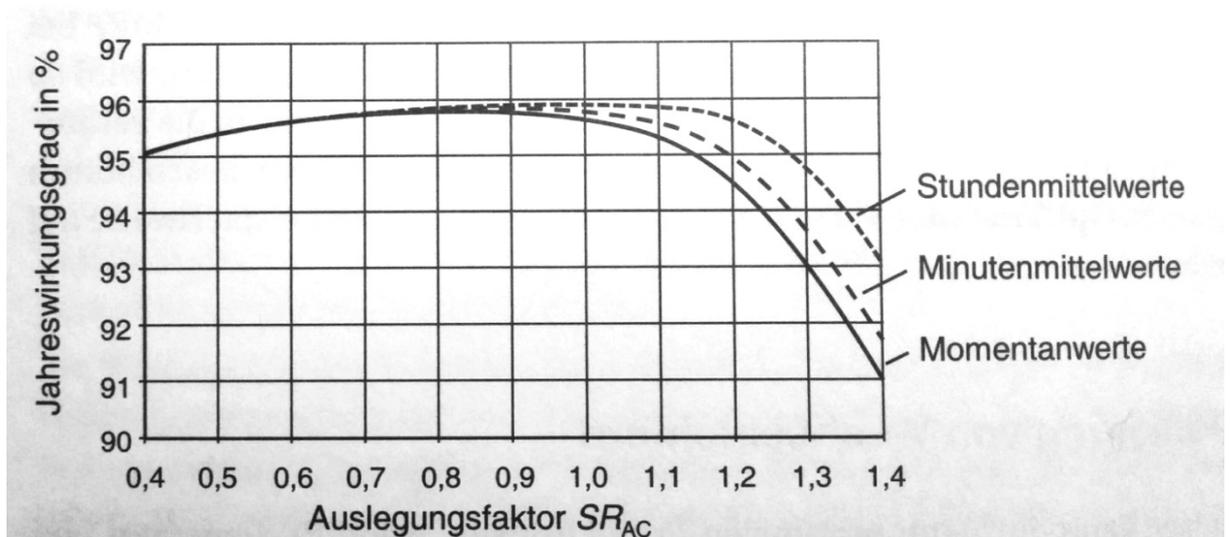


Abbildung 8 Jahreswirkungsgrad eines Wechselrichters in Abhängigkeit vom Auslegungsfaktor (3)

Spannungsdimensionierung

Die Spannung des PV-Generators darf die maximal erlaubte Spannung $U_{WR,Max}$ des Wechselrichters nicht überschreiten, da dieser sonst abschaltet. Um die Anzahl der möglichen Module pro String zu berechnen benötigt man die maximal auftretende Spannung. Man rechnet mit der Leerlaufspannung welche bei -10°C auftritt (siehe Formel 2).

Formel 2

$$n_{Max} = \frac{U_{WR,Max}}{U_{L,Modul(-10^\circ\text{C})}}$$

n_{Max} : maximale Anzahl Module pro String

$U_{L,Modul(-10^\circ\text{C})}$: Leerlaufspannung bei -10°C Außentemperatur

Die minimale Modulanzahl n_{Min} wird durch den MPP-Arbeitsbereich des Wechselrichters begrenzt. Als kleinster anzunehmender Wert wird die Spannung bei 70°C Modultemperatur angenommen (siehe Formel 3).

Formel 3

$$n_{Min} = \frac{U_{MPP_Min}}{U_{MPP_Modul(70^\circ C)}}$$

n_{Min} : minimale Anzahl Module pro String

$U_{MPP_Min(70^\circ C)}$: MPP-Spannung bei 70°C Außentemperatur

Stromdimensionierung

Durch den Maximalstrom des Wechselrichters I_{WR_Max} und den maximal auftretenden Stroms pro String I_{String_Max} ist festgelegt, in wie vielen Strings die Module verschaltet werden können (siehe Formel 4).

Formel 4

$$n_{String} \leq \frac{I_{WR_Max}}{I_{String_Max}}$$

n_{String} : Anzahl möglicher Strings

I_{WR_Max} : Maximalstrom des Wechselrichters

I_{String_Max} : Maximalstrom pro String

(3)

2.4. Speicher

Die Stromproduktion durch die PV-Anlage ist abhängig von der Sonneneinstrahlung und daher nicht steuerbar. Um den Strom besser nutzen zu können, kann die Installation eines Speichers daher sinnvoll sein. Dies ist meist dann der Fall, wenn der Strom hauptsächlich vor Ort verbraucht und nicht vorrangig in das öffentliche Netz eingespeist werden soll. Bei der Dimensionierung des Speichers ist es ausschlaggebend, ob ein möglichst hoher Autarkiegrad oder ein wirtschaftlich optimaler Betrieb der Anlage angestrebt wird.

In einer Studie der HTW Berlin wurden durch Simulationsrechnungen die Zusammenhänge von Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil, Batteriespeicher- und Systemgröße für ein typisches PV-System mit AC-gekoppeltem Lithium-Ionen-Speicher untersucht.

Ergebnis dieser Studie sind zum einen die sich ergebenden jahresmittleren Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade in Abhängigkeit von der Größe des PV-Speichersystems und der nutzbaren Speicherkapazität normiert auf den Jahresstrombedarf (siehe Abbildung 9). Unter Eigenverbrauchsanteil versteht man den Anteil des erzeugten PV-Stroms der vor Ort verbraucht wird. Als Autarkiegrad bezeichnet man den Anteil am gesamten Stromverbrauch, der durch den PV-Strom gedeckt wird. Gemäß der Studie, sinkt mit zunehmender PV-Leistung der Eigenverbrauchsanteil, wohingegen der Autarkiegrad ansteigt. Durch Verwendung eines Speichers könnten sowohl Eigenverbrauchsanteil als auch Autarkiegrad gesteigert werden. Mit zunehmender Speichergröße falle die Steigerung jedoch immer geringer aus.

Es ergebe sich beispielsweise ein Eigenverbrauchsanteil und ein Autarkiegrad von jeweils rund 30%, wenn bei einem Jahresstrombedarf von 4.000 kWh ein PV-System mit einer Leistung von 4 kWp installiert würde. Durch einen 4 kWh großen Speicher würden sich der Eigenverbrauchsanteil auf 60% und der Autarkiegrad auf 55% anheben lassen.

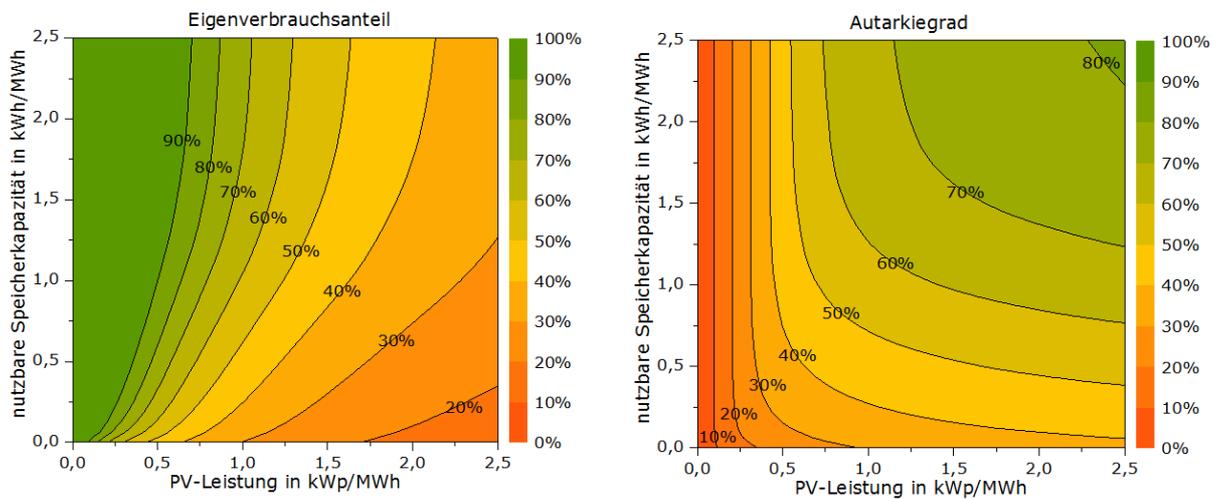


Abbildung 9 jahresmittleren Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade in Abhängigkeit von der Größe des PV-Speichersystems und der nutzbaren Speicherkapazität normiert auf den Jahresstrombedarf (8)

Die bei der Betrachtung des Systems aus ökonomischer Sicht angenommenen Parameter sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgeführt. Die Analyse betrachtet dabei die Kosten bei einer Installation des Systems zum Zeitpunkt der Studie (Januar 2013), kurzfristig und langfristig gesehen.

Tabelle 1 Annahmen zur wirtschaftlichen Bewertung des Systems

Nutzungsdauer des PV-Systems	20 Jahre
Lebensdauer des Batteriespeichers	20 Jahre
Zykluslebensdauer des Batteriespeichers	5000
jährliche Betriebskosten des PV-Systems und Batteriespeichers	1,5% der Investitionskosten
Kapitalverzinsung	4%
Strompreis zur Zeit der Studie	28 ct/kWh
jährlichen Strompreissteigerung	2%
Netzstrombezugskosten im Mittel über Nutzungszeitraum	34 ct/kWh (brutto)

Tabelle 2 Prognosen zur Kostenentwicklung der Systemkomponenten und der Einspeisevergütung

	zum Zeitpunkt der Studie	kurzfristig	langfristig
PV-Systemkosten in €/kWp (brutto)	1800	1500	1000
Batteriespeicherkosten in €/kWh (brutto)	3000	1500	600
Einspeisevergütung in ct/kWh	15	11	2

Als weiteres Ergebnis wurden die sich für das System ergebenden mittleren Stromkosten für 20 Jahre in Abhängigkeit von PV-Anlagengröße und nutzbarer Speicherkapazität bei gegenwärtiger, kurzfristiger und langfristiger Kostenentwicklung ermittelt (siehe Abbildung 10). Außerdem wurden

das Optimum sowie die Wirtschaftlichkeitsgrenze bestimmt. Dabei ergab sich, dass bei den zur Zeit der Studie geltenden Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Systemen in Kombination mit sehr kleinen Batteriespeichern möglich wäre. Eine Anlage ohne Speicher sei jedoch wirtschaftlich günstiger. Laut den Autoren sinken Speicherkosten und Einspeisevergütung jedoch auf lange Sicht, wodurch ein höherer Eigenverbrauchsanteil immer lukrativer werde. Die langfristige Prognose besagt daher, dass relativ kleine PV-Anlagen mit Speicher den größten Gewinn erzielen werden.

(8)

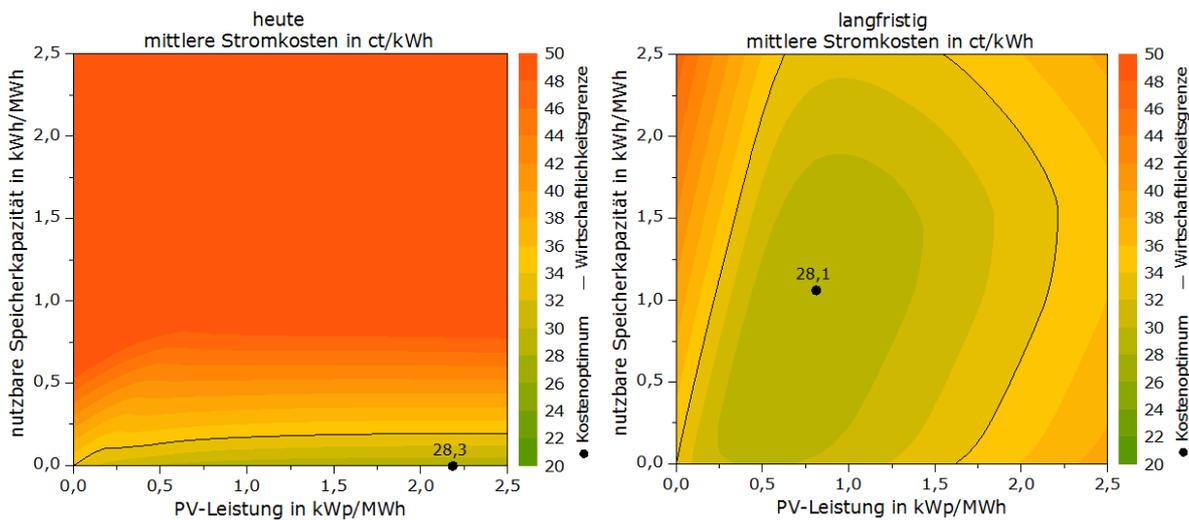


Abbildung 10 mittlere Stromkosten für 20 Jahre in Abhängigkeit von PV-Anlagengröße und nutzbarer Speicherkapazität (8)

2.5.Simulationssoftware

Die Planung einer PV-Anlage von Hand nimmt sehr viel Zeit in Anspruch und ist komplex. Daher wurden zur Vereinfachung leistungsstarke Programme entwickelt. Mit Hilfe der Software lässt sich je nach Anbieter von einer einfachen Ertragsprognose auf Basis weniger Parameter bis hin zu detaillierten Wechselrichterauslegungen, Verschaltungsplänen und Verschattungsanalysen alles durchführen. Professionelle Produkte enthalten dabei umfassende Datenbanken bezüglich der Einstrahlungsdaten sowie der technischen Daten von Modulen und Wechselrichtern. Sie sind jedoch sehr teuer und die korrekte Bedienung bedarf einer gewissen Übung. Die Ergebnisse können von Software zu Software stark variieren, da unterschiedliche Algorithmen und Sicherheitsfaktoren benutzt werden. Banken akzeptieren daher meist nur die Prognosen bestimmter Programme. Sehr verbreitete Programme sind unter anderem PV*Sol, PVSYST, Greenius und Insel. Mittlerweile stellen jedoch auch viele Anlagenhersteller eigene Softwarelösungen zur Verfügung, welche von Kunden und Geschäftspartnern kostenlos genutzt werden können.

Im Folgenden werden die in dieser Arbeit verwendeten Programme und Simulationsmodelle näher erläutert.

2.5.1.PV-Syst

Die Ertragssimulation in dieser Arbeit wird mit dem Programm PV-Syst durchgeführt. Dabei handelt es sich um ein ursprünglich von der Universität Genf entwickeltes, leistungsstarkes Simulationsprogramm mit sehr ausführlichen Datensätzen.

Es gibt die drei verschiedenen Anwendungsebenen: Vordimensionierung, Projektkonzeption und Werkzeuge. Des Weiteren können verschiedene Systeme simuliert werden. Diese sind gegliedert in „Netz gekoppelt“, „Insel mit Akkus“, „Pumpen“ und „DC Netz“. Im Folgenden werden die Hauptparameter bei der Simulation im Projektkonzeptionsmodus für ein Netz gekoppeltes System beschrieben:

Station und Meteo

Die Wetterdaten können neu erstellt bzw. importieren oder der integrierten Datenbank entnommen werden. Dazu muss lediglich der Projektstandort angegeben werden. PV-Syst nutzt dabei die Wetterdaten von Meteonorm 6.1. Diese Software der Firma Meteotest berechnet die Wetterdaten für beliebige Standorte auf Basis von Messdaten von über 8000 Standorten weltweit. Befindet sich in einem Radius von 20 km keine Messstation, werden die Daten aus nahe gelegenen Messstandorten künstlich errechnet.

Ausrichtung

Azimuth- und Neigungswinkel der Anlage müssen ausgewählt werden. Als Hilfestellung werden vom Programm die optimalen Werte angegeben.

System

Bei der Auswahl der Systemkomponenten ist das Programm ebenfalls behilflich. Zunächst kann die erwünschte Anzahl an Unterfeldern angegeben werden, sowie die verfügbare Fläche bzw. angestrebte Systemleistung. In der Datenbank des Programms sind fast alle Module und Wechselrichter erfasst, die auf dem Markt verfügbar sind und die Herstellerangaben der Datenblätter hinterlegt. Daneben können jedoch auch spezielle Komponenten anhand manueller Eingaben hinzugefügt werden.

Zunächst wird das gewünschte Modul gewählt. Dann können der Typ und die Anzahl der Wechselrichter ausgesucht werden, sowie die Anzahl der Strings. Vom Programm wird dabei berechnet, ob bei der Dimensionierung alle Herstellervorgaben eingehalten werden. Dabei werden unter anderem die maximal erlaubten Nennstrom- und Nennspannungswerte, sowie die erlaubten MPP-Spannungen und Ströme, mit denen sich aus der Anzahl und Verschaltung der Module ergebenen Werte verglichen. Bei Unstimmigkeiten wird eine Fehlermeldung ausgegeben und die Simulation kann nicht durchgeführt werden.

Verschattung

Die Fernverschattung durch umliegende Gebäude oder Bäume kann, falls vorhanden, durch einen Horizontspur angegeben werden. Zum kann der durch ein Sonnenbahnindikator erfasste Horizont per Hand eingezeichnet werden oder bei Verwendung eines Verschattungsanalysetools als Datei importiert werden (nähere Information zu den Geräten befinden sich im Anhang A).

Nahverschattung durch das Gebäude und die Anlage selbst, können durch das Programm ebenfalls simuliert werden. Dazu werden PV-Anlage und Umgebung als 3D- Szene konstruiert. Die einzelnen Module werden zudem den Wechselrichter Strings zugeordnet, um die elektrische Effekte bemessen zu können.

Dadurch, dass die Module untereinander verschaltet sind, hat die Beschattung eines Moduls Auswirkungen auf den gesamten String. Die Stromstärke fällt ab und die Leistung verringert sich für alle Module. Durch eine Umgehung des störenden Moduls mittel Bypass-Diode lassen sich die Verluste zwar verringern, jedoch nicht ganz verhindern. Das genaue Ausmaß der Verluste ist dabei schwer abzuschätzen. Bei der Simulation kann zwischen verschiedenen Varianten gewählt werden:

- Lineare Verschattung: berücksichtigt nur Verluste durch die geringere Bestrahlung
- entsprechend Modulstrings: betrachtet neben Einstrahlungsverlusten auch elektrische Verluste durch die Anordnung in Strings in Höhe eines auswählbaren Anteils
- gemäß Modulanordnung

Modulanordnung

Nutz man dieses Tool, kann man jedes Modul einem bestimmten String zuordnen und die Anzahl der verwendeten Bypassdioden pro Modul angeben. Dadurch lassen sich die genauen Verschattungen bzw. elektrischen Verluste für jeden Tag berechnen und darstellen.

Detaillierte Verluste

Neben den Verlusten durch Verschattung können weitere Faktoren eingestellt werden:

- Thermische Parameter: bei jedem Simulationsschritt wird die momentane Betriebstemperatur berechnet. Sie ist abhängig von der Spannung und der Abkühlung durch den umgebenden Wind. Standardmäßig wird ein Verlustfaktor von $20 \text{ W/m}^2\text{k}$ angenommen, welcher bei spezieller Montage (z.B. Dachintegration) angepasst werden kann.
- Ohmsche Verluste: Vom Programm wird auf Grund der Verkabelung ein Standardverlust von 1,5% bei Standard Test Bedingungen angenommen. Für genauere Verlustberechnungen wurde jedoch ein Werkzeug implementiert, bei dem die durchschnittliche Länge und der Durchmesser der Drähte angegeben werden muss.
- Modulqualität – Licht induzierte Abnutzung – Missverhältnis: Diese Verluste werden angenommen, um ein Abweichen der tatsächlichen Moduleigenschaften von den Herstellerangaben zu berücksichtigen.
- Verschmutzung: In manchen Gegenden muss die Verschmutzung berücksichtigt werden. Dies ist vor Allem dann der Fall, wenn im Winter häufig mit Schnee auf den Modulen oder im Sommer mit Sandstürmen zu rechnen ist.
- Nichtverfügbarkeit: Möchte man Systemausfälle durch Reparatur oder Wartungsarbeiten berücksichtigen, kann dies durch Angabe des anzunehmenden Zeitraums und eine zufällige Verteilung dessen erfolgen.

Simulation

Nachdem alle relevanten Parameter eingegeben wurden kann die Simulation erfolgen. Die wichtigsten Informationen der Simulationsergebnisse werden in Form eines Berichts dargestellt. In dem Bericht sind enthalten:

- Alle Parameter, die dieser Simulation zugrunde liegen: Geografische Lage und verwendete Meteo-Daten, Orientierung, allgemeine Informationen über Verschattung, verwendeten Komponenten, Verlust-Parameter usw.
- Erzeugte Energie und spezifische Produktion mit Monatstabellen und Grafiken
- Performance Ratio: Maß für die Effizienz des Systems, gibt Verhältnis von tatsächlichem Ertrag zu theoretisch möglichem Ertrag an (typischerweise zwischen 75% und 85%) (6)
- Pfeil-Verlust-Diagramm, welches die energetische Balance und alle Verluste innerhalb des Systems aufzeigt

Bei Bedarf können die standardmäßig dargestellten Ergebnisse durch weitere Tabellen und Grafiken angepasst oder ergänzt werden.

2.5.2. Lastgang

Stromversorger müssen, um ein stabiles Netz gewährleisten zu können, die Bereitstellung und den Verbrauch des Stroms in Einklang bringen. Dazu benötigen sie eine möglichst genaue Prognose der benötigten Strommenge. Bei großen Stromverbrauchern wird der Lastgang anhand konkreter Messungen prognostiziert. Dieses Vorgehen ist jedoch mit viel Aufwand verbunden. Um den Bedarf von Verbrauchern mit weniger als 100.000 kWh zu simulieren, verwendet man stattdessen sogenannte Standardlastprofile (siehe Abbildung 11). Diese stehen für verschiedene Kundengruppen zur Verfügung. Die Profile sind jedoch für die Lastsimulation zur Speicherauslegung nicht verwendbar, da es sich bei den Werten um Mittelungen über fünfzehn Minuten handelt. Dadurch werden alle Lastspitzen geglättet und das Simulationsergebnis verfälscht. Außerdem wurden sie zur Darstellung des Lastverhaltens von mehreren hundert Haushalten entworfen, wodurch ebenfalls ein Mittelungseffekt eintritt, der zu starken Abweichungen im Verhältnis zum Lastgang eines Einzelhauses führt.

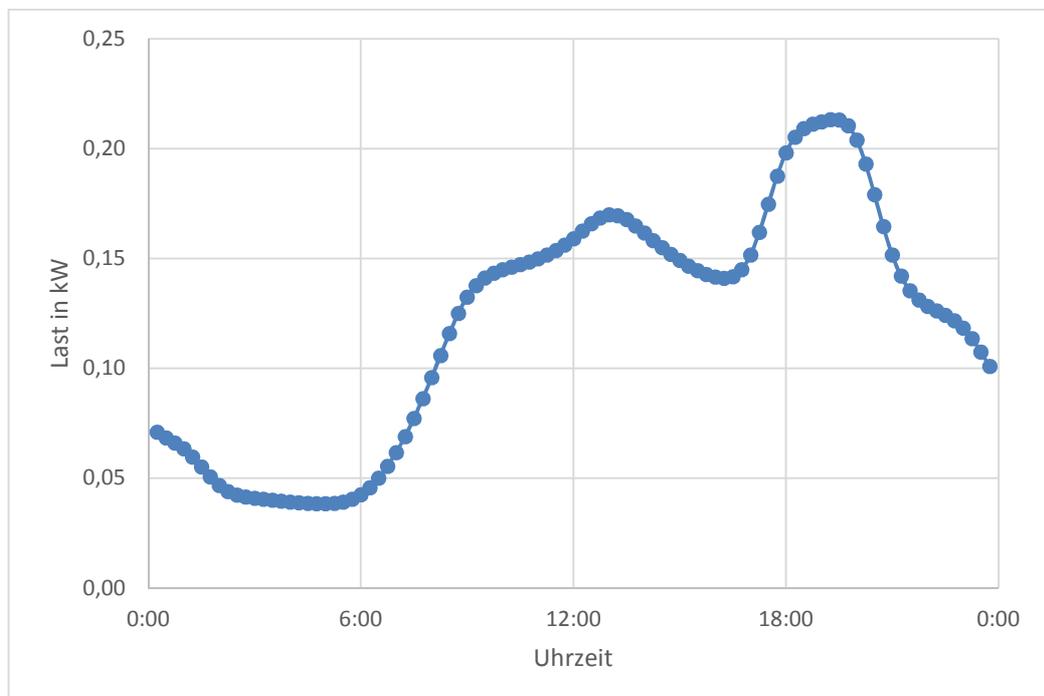


Abbildung 11 Standardlastprofil eines Werktags im Sommer für Haushalte normiert auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh/a (9)

Statt eines Standardlastprofils wird zur Darstellung der Lastgänge der Reihenhäuser ein Simulationsmodell des Dipl.-Ing. Franz Zeilinger der technischen Universität Wien genutzt. Das Modell wurde eigens entwickelt, um synthetische Haushaltsprofile mit hoher zeitlicher Auflösung dreiphasig, jeweils mit Wirk- und Blindanteil zu generieren. Um den Lastgang möglichst realistisch abbilden zu können werden zunächst die Lastgänge der Haushaltsgeräte individuell simuliert und zufällig den einzelnen Phasen zugeordnet (Abbildung 12). Dabei wird insgesamt zwischen 41 verschiedene Geräten unterschieden. Desweiteren wird die Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergangszeit) und der Wochentagtyp (Werktag, Samstag, Sonntag) berücksichtigt. Auf Grundlage einer Umfrage wurden verschiedene Haushaltskategorien definiert, denen unterschiedliche Geräteausstattungen zugeordnet wurden. Durch die Zusammenführung der einzelnen Daten ergibt sich dann ein minutengenaues synthetisches Lastprofil für diesen Haushalt. Jeder Minute des Jahres wird eine bestimmte Leistung zugeordnet. Die so modellierten Lastgänge sind daher sehr viel detaillierter und aussagekräftiger als die herkömmlichen Standardlastprofile. (10)

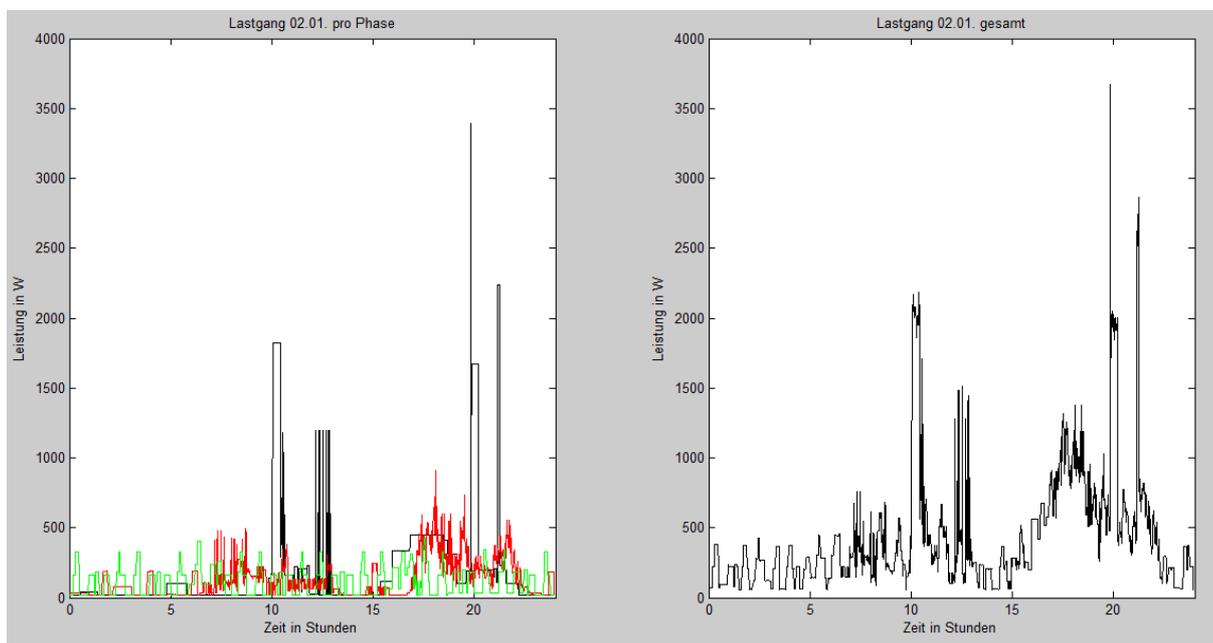


Abbildung 12 Beispielhafter Lastgang des Profils HH_013 pro Phase (gekennzeichnet durch die verschiedenen Farben) und kumuliert

Es wurden insgesamt 126 verschiedene Profile zur Verfügung gestellt (siehe Anhang B). Die Auswahl des passenden Profils erfolgt anhand folgende Parameter:

- Personenanzahl: 1,2,3,4+
- Stadt oder Land
- Gebäudetyp: Haus oder Wohnung
- Gasanschluss ja oder nein
- Fernwärme ja oder nein

2.5.3.PV-Erzeugungsprofil

Die Profile gewöhnlicher Ertragssimulationsprogramme enthalten nur Stundewerte. Zur Darstellung minutengenauer Ertragsprofile für die PV-Daten wurde daher ein spezielles, von der Projektgruppe C4DSI - Center 4 Demand Side Integration der HAW Hamburg entwickeltes, Simulationsmodell verwendet. Es basiert auf den Globalstrahlungsdaten des Jahres 2013, welche von der Wetterstation der HAW Hamburg an der Fakultät Life Science in Bergedorf gemessen und aufgezeichnet wurden. Das Verhalten der Solarzellen wird mit Hilfe des sogenannten „Erweiterten Ersatzschaltbilds des Eindiodenmodells“ nachgebildet, bei dem die Solarzelle als Verschaltung von Dioden und Widerständen betrachtet wird. Des Weiteren werden ein Wechselrichterwirkungsgrad in Höhe von 0,95 angenommen und keine Verschattungsverluste berücksichtigt. (11)

2.5.4.Speichersimulation

Das Simulationsmodell, das zur Nachbildung des Speicherverhaltens verwendet wird, wurde ebenfalls von der Projektgruppe C4DSI entwickelt. Als Grundlage dient das Model einer Lithium-Ionen-Zelle, welches durch Vermessung einer realen Zelle verifiziert wurde. Der zu simulierende Speicher wird durch eine Verschaltung mehrerer dieser Zellen imitiert. (11)

2.6.Netzanschluss und Vergütung

In Deutschland wurde im Jahr 2000 ein spezielles Gesetz bezüglich der erneuerbaren Energien verabschiedet. Im sogenannten „Erneuerbare Energien Gesetz“ (EEG) sind alle Belange bezüglich Netzanschluss, Einspeisung und Förderung geregelt. In den Jahren 2010, 2011 und 2012 wurde das Gesetz durch Novellen angepasst. Im Folgenden werden alle Inhalte des EEG erläutert, die für die Bearbeitung der vorliegenden Thesis von Bedeutung sind.

Netzanschluss

Der Netzbetreiber ist dem EEG entsprechend dazu verpflichtet, PV-Anlagen so schnell wie möglich an das Netz anzuschließen. Auch wenn die vorhandene Netzstruktur dafür ausgebaut werden muss. Der Anlagenbetreiber muss jedoch die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen tragen. (§13 EEG)

Die PV-Anlage muss so ausgestattet sein, dass der Netzbetreiber jederzeit die Leistung ferngesteuert reduzieren kann, beträgt die Leistung der Anlage weniger als 30 kW, kann stattdessen die Möglichkeit geschaffen werde, die maximale Wirkleistung am Verknüpfungspunkt auf 70% der installierten Leistung zu begrenzen. (§6 EEG)

Vergütung

Gemäß EEG gibt es für die Vermarktung von durch PV-Anlagen produzierten Stroms verschiedene Möglichkeiten, welche im Folgenden näher erläutert werden. Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Modellen kann immer zum ersten eines Monats erfolgen.

Förderung bei Einspeisung ins öffentliche Netz:

Ab dem 19.04.2012 ist die Höhe der Förderung für Strom, der durch PV-Anlagen auf Wohnhäusern produziert wird gemäß § 32 Absatz 2 des EEG abhängig von der Größe der Anlage und staffelt sich wie folgt:

- bis zu einer installierten Leistung von 10 kW: 19,5 Cent/kWh
- bis zu einer installierten Leistung von 40 kW: 18,5 Cent/kWh
- bis zu einer installierten Leistung von 1 MW: 16,5 Cent/kWh
- bis zu einer installierten Leistung von 10 MW: 13,5 Cent/kWh

Um die Kosten für die Förderung zu deckeln, wird die Förderhöhe regelmäßig in Abhängigkeit von der bis dato installierten Leistung abgesenkt.

Bis April 2014 ergaben sich folgende Werte:

Tabelle 3 Förderung PV-Dachanlagen April 2012 bis April 2014 in ct/kWh (12)

Inbetriebnahme	bis 10 KWp	bis 40 kWp	bis 1 MWp	bis 10 MWp
ab 01.04.2012	19,50	18,50	16,50	13,50
ab 01.05.2012	19,31	18,32	16,34	13,37
ab 01.06.2012	19,11	18,13	16,17	13,23
ab 01.07.2012	18,92	17,95	16,01	13,10
ab 01.08.2012	18,73	17,77	15,85	12,97
ab 01.09.2012	18,54	17,59	15,69	12,84
ab 01.10.2012	18,36	17,42	15,53	12,71
ab 01.11.2012	17,90	16,98	15,15	12,39
ab 01.12.2012	17,45	16,56	14,77	12,08
ab 01.01.2013	17,02	16,14	14,40	11,78
ab 01.02.2013	16,64	15,79	14,08	11,52
ab 01.03.2013	16,28	15,44	13,77	11,27
ab 01.04.2013	15,92	15,10	13,47	11,02
ab 01.05.2013	15,63	14,83	13,23	10,82
ab 01.06.2013	15,35	14,56	12,99	10,63
ab 01.07.2013	15,07	14,30	12,75	10,44
ab 01.08.2013	14,80	14,04	12,52	10,25
ab 01.09.2013	14,54	13,79	12,30	10,06
ab 01.10.2013	14,27	13,54	12,08	9,88
ab 01.11.2013	14,07	13,35	11,91	9,74
ab 01.12.2013	13,88	13,17	11,74	9,61
ab 01.01.2014	13,68	12,98	11,58	9,47
ab 01.02.2014	13,55	12,85	11,46	9,38
ab 01.03.2014	13,41	12,72	11,35	9,28
ab 01.04.2014	13,28	12,60	11,23	9,19

Die Regelung ab dem 1. August 2013 und damit gegenwärtig greifend für die Absenkung der Vergütung von Strom aus PV-Anlagen die auf dem Dach eines Wohngebäudes installiert worden sind und nicht mehr als 10 Megawatt installierte Leistung haben, ist in den Absätzen 8 und 9 des §20b beschrieben.

Als Maß für die Absenkung wurde ein sogenannter Zubaukorridor für geförderte PV-Anlagen eingeführt. Dieser beträgt dabei gemäß §20a 2500 bis 3500 Megawatt pro Kalenderjahr. Ab dem 31. August 2012 werden monatlich bis zum letzten Tag jedes Kalendermonats die Summe der Leistung der im Vormonat neu installierten und die Summe der Leistung der insgesamt bis dato geförderten Anlagen veröffentlicht. Zudem wird in Absatz 3 Nummer 4 dieses Paragraphen vorgeschrieben, dass am 31. Juli 2013 und danach jeweils bis zum 31. Oktober, 31. Januar, 30. April und 31. Juli jedes Jahres die Summe der installierten Leistung geförderter Anlagen veröffentlicht wird, die innerhalb der jeweils vorangegangenen zwölf Kalendermonate nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registriert worden sind.

Es gilt für die jeweils auf eine vorangegangene Veröffentlichung nach § 20a Absatz 3 Nummer 4 folgenden drei Kalendermonate folgende Absenkung bzw. Erhöhung (siehe Tabelle 4 und Tabelle 5):

Tabelle 4 Änderung der Einspeisevergütung in Abhängigkeit von installierter Leistung bei Unterschreitung des Zubaukorridors

Summe der veröffentlichten installierten Leistung unterschreitet den jährlichen Zubaukorridors um	Veränderung der Vergütung für die folgenden drei Kalendermonat
weniger als 500 Megawatt	Absenkung um 0,75%
500 bis weniger als 1000 Megawatt	Absenkung um 0,5%
1000 bis weniger als 1500 Megawatt	-
mehr als 1500 Megawatt	Erhöhung um 1,5%

Tabelle 5 Änderung der Einspeisevergütung in Abhängigkeit von installierter Leistung bei Überschreitung des Zubaukorridors

Summe der veröffentlichten installierten Leistung überschreitet den jährlichen Zubaukorridors um	Veränderung der Vergütung für die folgenden drei Kalendermonate auf
bis zu 1000 Megawatt	Absenkung um 1,4%
mehr als 1000 Megawatt	Absenkung um 1,8%
mehr als 2000 Megawatt	Absenkung um 2,2%
mehr als 3000 Megawatt	Absenkung um 2,5%
mehr als 4000 Megawatt	Absenkung um 2,8%

Zudem wurde festgelegt, dass die Vergütung auf Null herabgesetzt wird, sobald die veröffentlichte Summe der installierten Leistung aller geförderten PV- Anlagen erstmals den Wert 52 000 Megawatt überschreitet.

Marktintegrationsmodell

Als weitere Kostenbremse bei der Vergütung von Strom aus PV-Anlagen wurde in der neuesten Auflage des EEG das Marktintegrationsmodell geschaffen. Dieses wird in §33 beschrieben und begrenzt für Anlagen zwischen zehn Kilowatt und ein Megawatt die installierte Leistung die nach oben erläuterten Schema vergütungsfähige Strommenge auf 90% der im Kalenderjahr erzeugten Strommenge. Die Vergütung der restlichen Strommenge verringert sich auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie. Die Berechnung erfolgt dabei nach Nummer 2.4.2 der Anlage 4 des EEG. Falls die PV-Anlage nicht mit technischen Einrichtungen ausgestattet ist, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann, verringert sich die Vergütung auf den tatsächlichen Jahresmittelwert des Marktwerts. Die Vergütung

beträgt jedoch minimal Null. Alternativ können die geringer vergüteten 10% des insgesamt erzeugten Stroms gemäß §33b Absatz 3 direkt vermarktet werden (s.u.).

Eigenverbrauch und Direktvermarktung

Als Eigenverbrauch kann nur Strom gelten gemacht werden, der in unmittelbarer Nähe der Anlage vom Erzeuger selbst oder Dritten verbraucht wird, ohne dass dabei ein Netz genutzt wird (siehe §33 EEG).

Wird der Strom an Dritte veräußert und dabei ein Netz genutzt, so liegt eine sogenannte Direktvermarktung vor. Die Regeln und Vorschriften bezüglich einer Direktvermarktung sind dem § 33 des EEG zu entnehmen. Es werden folgende Formen unterschieden:

- Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie,
- Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen,
- sonstige Direktvermarktung.

Der Betreiber kann jedoch monatlich zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen wechseln (§33g EEG). Wird die Direktvermarktung von Strom aus einer Anlage gewählt, entfällt der Anspruch auf eine Einspeisevergütung für diese Anlage (§33e EEG). Eine anteilige Direktvermarktung und gleichzeitigem Bezug der Einspeisevergütung ist jedoch möglich, wenn dem Netzbetreiber die Prozentsätze übermittelt wurden und diese nachweislich eingehalten wurden (§33f EEG).

Marktprämie

Wird der Strom aus erneuerbaren Energien direkt vermarktet, kann der Betreiber eine Marktprämie erhalten. Diese ergibt sich aus der Einspeisevergütung, die gezahlt worden wäre, verringert um den sogenannten Referenzmarktwert. Der Referenzmarktwert wird aus dem Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt unter Berücksichtigung einer Managementprämie ermittelt. Erzielt der Stromproduzent einen überdurchschnittlich guten Preis, da er bei hohem Strombedarf verkauft, ist sein Gewinn durch die Marktprämie daher größer, als durch die Einspeisevergütung allein. (§33g EEG)

EEG-Umlage

Die Übertragungsnetzbetreiber können die durch das EEG entstandenen Mehrkosten durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf die Letztverbraucher umlegen.

Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher die Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wurde stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich. Bei Eigenverbrauch von Strom aus einer PV-Anlage entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage, sofern der Strom nicht durch ein Netz geleitet wird oder im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird. (§37 EEG)

2.7.Steuern

Durch den Erwerb und Betrieb der PV-Anlage kommt es an verschiedenen Stellen zu steuerrechtlich relevanten Tätigkeiten.

Umsatzsteuer

Bei der Anschaffung, Installation und Inbetriebnahme der Anlage wird die Umsatzsteuer in Höhe von 19% fällig. Für den eingespeisten Strom muss vom Verteilnetzbetreiber (VNB) die Umsatzsteuer in Höhe von 19% gezahlt und vom Betreiber an das Finanzamt abgeführt werden (§ 12 Abs. 1 UStG).

Der selbst verbrauchte Strom ist als unentgeltliche Wertabgabe (§ 3 Absatz 1b UStG) ebenfalls besteuernspflichtig. Wie sich die Höhe der Steuer berechnet ist jedoch noch nicht abschließend geklärt, da es keine explizit für diesen Fall verfasste Regelung gibt. Gemäß der Broschüre „Hilfe zu Photovoltaikanlagen“ des Bayerischen Landesamtes für Steuern richtet sie sich jedoch nach den Selbstkosten (13):

„Der Umsatz wird bemessen bei dem Verbringen eines Gegenstands im Sinne des § 1a Abs. 2 und des § 3 Abs. 1a sowie bei Lieferungen im Sinne des § 3 Abs. 1b nach dem Einkaufspreis zuzüglich der Nebenkosten für den Gegenstand oder für einen gleichartigen Gegenstand oder mangels eines Einkaufspreises nach den Selbstkosten, jeweils zum Zeitpunkt des Umsatzes;“ (§10 Abs. 4 Satz1 Nr.1 UStG).

Vorsteuerabzug

Der Europäische Gerichtshof fällte 2013 (Rechtssache C-219/12) das Urteil, dass der Verkauf von Strom aus der PV-Anlage durch Einspeisung ins Netz eine wirtschaftliche Tätigkeit darstellt und die Anschaffungskosten der Anlage beim Vorsteuerabzug angeführt werden dürfen (§ 15 UStG). Dies gilt jedoch nicht für den Anteil der Anlage den er privat nutzt. Speist er also nur 50% des Stroms in das Netz ein, kann er auch nur 50% der Kosten beim Vorsteuerabzug geltend machen.

Neben dieser Regelbesteuerung kann der Betreiber auch die sogenannte Kleinunternehmerregelung in Anspruch nehmen (§19 UStG), falls die durch die Anlage erwirtschafteten Umsätze unter 17.500 € pro Jahr liegen. Dann müsste er für den Verkauf des Stroms keine Umsatzsteuer abführen, wäre jedoch auch nicht vorsteuerabzugsberechtigt.

Einkommenssteuer

Der durch die PV-Anlage erzielte Gewinn muss bei der Berechnung der Einkommensteuer angegeben werden. Diese ist jedoch individuell von den Vermögensverhältnissen abhängig und wird daher nicht tiefergehend behandelt.

Gewerbsteuer

Die Gewerbesteuer ist erst ab einem Gewinn von mehr als 24.500 € pro Jahr fällig und ist daher für PV-Anlagen auf Hausdächern meist irrelevant.

2.8.Finanzierung

Die Anschaffung einer Photovoltaikanlage ist zunächst kostenaufwändig. Falls zum Zeitpunkt des Kaufes nicht genügend finanzielle Mittel vorhanden sind oder Vermögen aus anderen Gründen nicht investiert werden soll, ist eine Finanzierung über einen Kredit sinnvoll.

KfW-Programm Erneuerbare Energien "Standard"

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bietet als größte nationale Förderbank besonders günstige Konditionen bei der Finanzierung von Photovoltaik Anlagen. Daher werden in dieser Thesis bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen die Bedingungen im Rahmen eines KfW-Kredits zu Grunde gelegt. Der Effektivzins richtet sich dabei nach der Laufzeit des Kredits und der Bonität des Kreditnehmers.

Detaillierte Informationen zu den Kreditkonditionen sind im Anhang C begefügt.

KfW Förderung für Batteriespeicher

Bei der Installation einer PV-Anlage mit maximal 30 kWp Nennleistung in Verbindung mit einem Solarstromspeicher kann ein Tilgungszuschuss beantragt werden.

Vorraussetzungen sind dabei unter anderem:

- mindestens 5 jähriger Betrieb des Batteriespeichers
- Reduktion der Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt auf 60% der installierten Leistung.
- Fernparametrierung und Fernsteuerung des Wechselrichter muss möglich sein

Der Zuschuss beträgt bis zu 30% der Anschaffungskosten, maximal jedoch 600€ pro Kilowattpeak PV-Leistung.

(14)

2.9. Strompreis

Der Strompreis für Haushaltskunden setzt sich aus verschiedenen Kosten zusammen (Abbildung 13). Maßgeblich sind dabei Strom- und Umsatzsteuer, Energiebeschaffungskosten, Nettonetzentgeld und die EEG-Umlage.

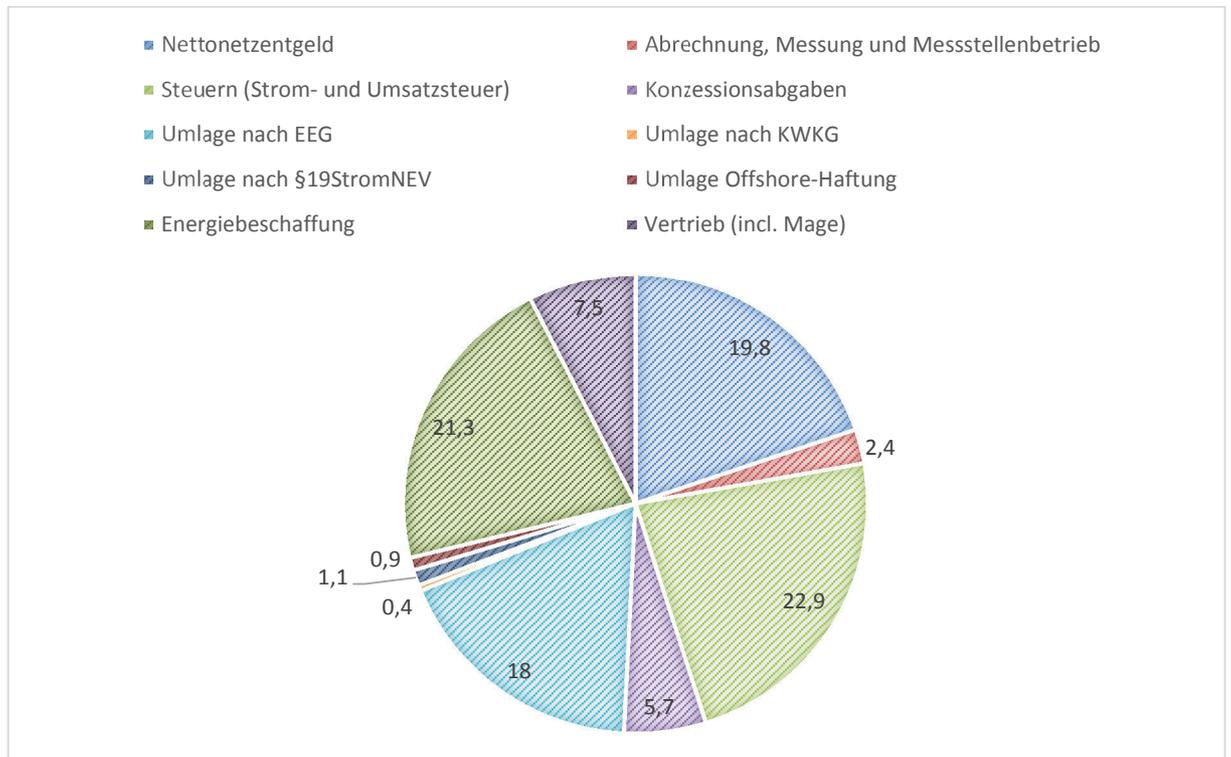


Abbildung 13 Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2013 (9)

Gemäß der BDEW-Strompreisanalyse vom Mai 2013 stieg der Strompreis für Haushaltskunden zwischen 2000 und 2013 von 13,94ct/kWh auf 28,73 ct/kWh an (siehe Abbildung 14). Der Anstieg ist vor allem durch die mit dem vermehrten Ausbau der regenerativen Energien steigende EEG-Umlage und den erhöhten Kosten für fossile Energieträger durch die Verknappung der Ressourcen zu begründen.

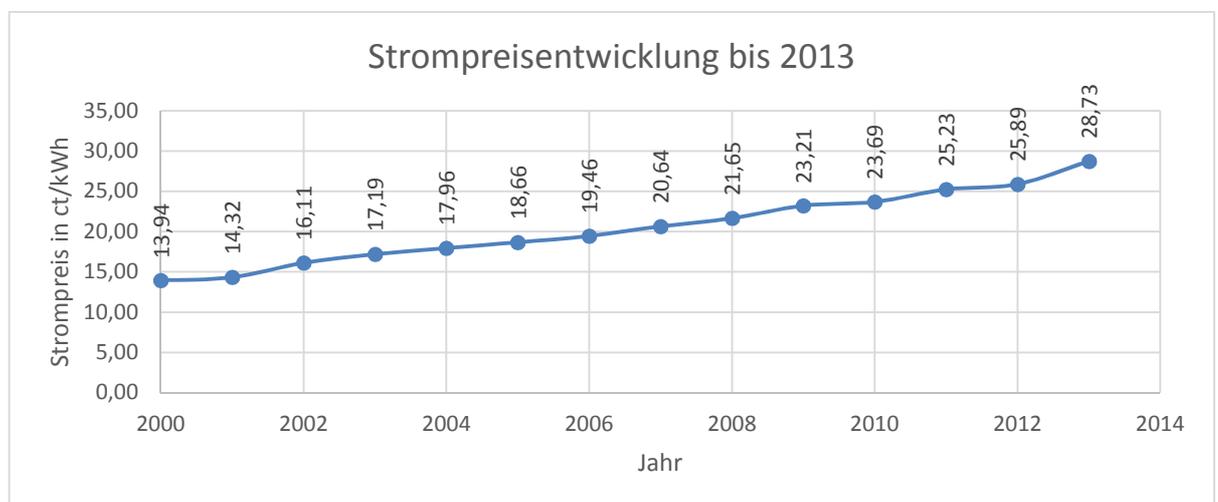


Abbildung 14 Strompreisentwicklung zwischen 2000 und 2013 für Haushalte mit drei Personen und einem Jahresstromverbrauch von 3500 kWh (15)

2.10. Anschaffungskosten

Die Anschaffungskosten für eine PV-Anlage setzen sich im Wesentlichen aus folgenden Faktoren zusammen:

- 40-50% für den PV-Generator
- 15% Wechselrichter
- 20% Kabel, Anschlüsse, Klemmen, Dachhaken, Unterkonstruktion etc.
- 25% PV-Montage, Gerüst und Installationsarbeiten

(16)

Die Preise für die Anlagenkomponenten sind in den letzten Jahren deutlich gefallen. Dies ist vor allem durch den Wachstum der Marktteilnehmer und den einhergehenden Wettbewerbsdruck sowie die deutlich geminderte Einspeisevergütung zu begründen.

Der tatsächliche Systempreis ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Neben der Qualität und dem Herstellungsort der Komponenten spielt die Größe des Systems eine Rolle. Größere Wechselrichter sind im Verhältnis zu kleineren günstiger.

Um einen Richtwert für den aktuellen Systempreis zu erhalten, wurden zwei Studien herangezogen, in denen die Verläufe der Systempreise für unterschiedliche Anlagengrößen dargestellt sind.

Zum einen handelt es sich dabei um eine durch das Panel „Photovoltaikumfrage®“ fortlaufend durchgeführte Onlineumfrage (siehe Abbildung Abbildung 15). Es wurden bis zu 300 Solaranlagenbetreiber monatlich bezüglich der aktuellen Nettopreise (Euro/kWp) für schlüsselfertige Solarstromanlagen bis 100 kWp befragt. (17)

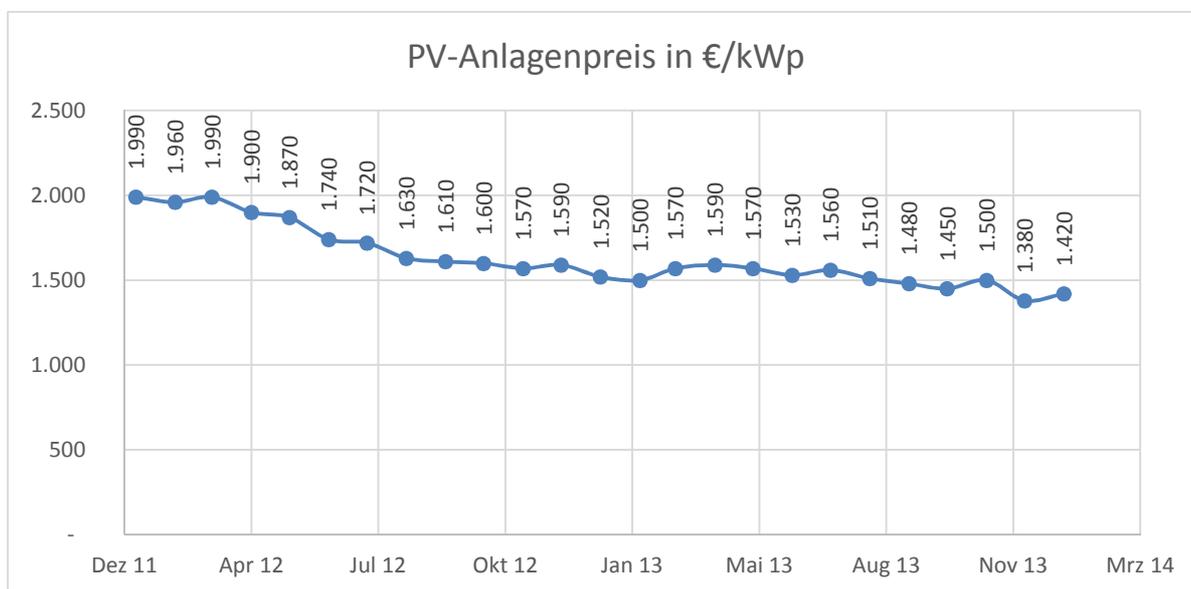


Abbildung 15 Auszug aus der PV Preisindexstudie von „Photovoltaikumfrage®“ (17)

Gemäß dieser Befragung liegt der aktuelle Nettopreis bei 1.420 €/kWp.

Als zweite Studie wurde der Preismonitor des Instituts EUpD-Research herangezogen, welcher im Auftrag der Bundesverband Solarwirtschaft quartalsweise durchgeführt wird. Hierfür werden 100 Installateure bezüglich der Endkundenpreise (netto) für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kWp befragt. (18)

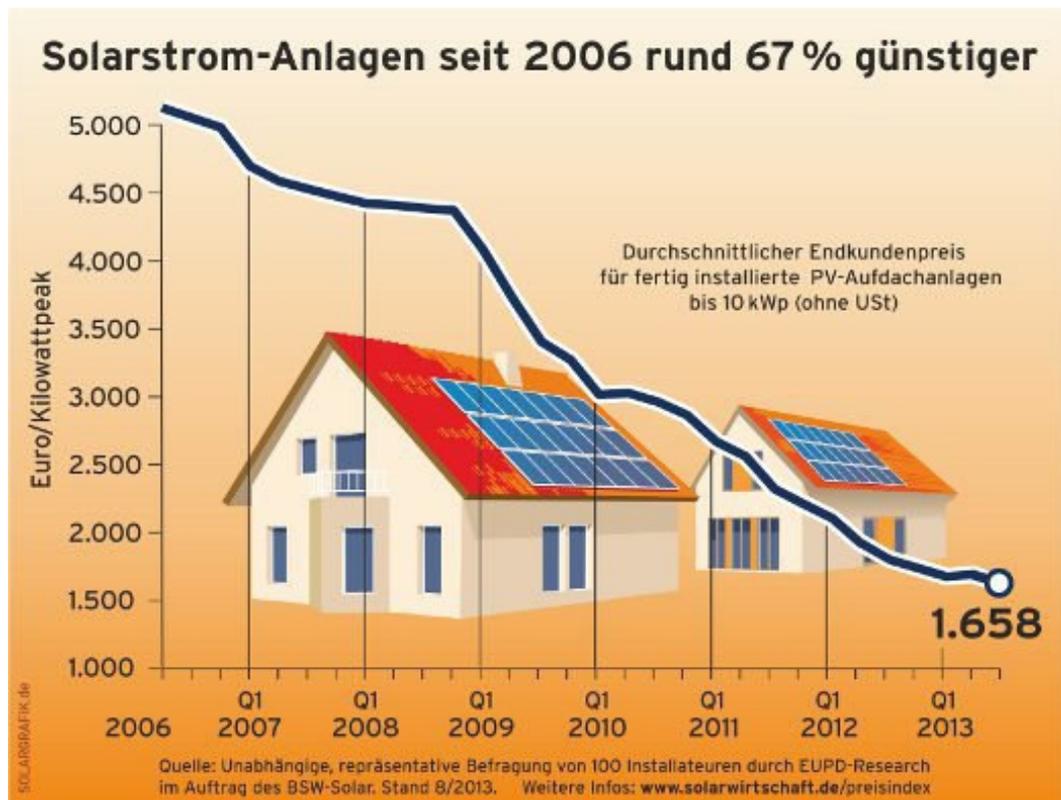


Abbildung 16 PV-Preisindex 4. Quartal 2013 (18)

Laut dem Institut lag der Preis für Anlagen bis 10 kWp Ende 2013 bei 1.658 €/kWp.

Ein weitere Faktor der den Preis der Anlage bestimmt, ist die Art der Montage. Flachdachanlagen benötigen in der Regel ein etwas aufwändigeres Montagesystem, da die Module aufgeständert werden müssen.

2.11. Eigenkapitalrentabilität

Die Eigenkapitalrentabilität ist ein Maß für die Verzinsung des bei einer Investition eingesetzten Kapitals.

Als allgemeine Berechnungsformel gilt:

Formel 5

$$r = \frac{G}{EK}$$

r = Eigenkapitalrentabilität

EK = Eigenkapital

G = Gewinn

Beim Einsatz von Fremdkapital tritt der sogenannte Financial-Leverage-Effekt auf. Dieser beschreibt die Veränderung der Eigenkapitalrentabilität durch Fremdkapitaleinsatz in Abhängigkeit von dessen Zinssatz.

(19)

3. Planung der PV Anlage

Nachdem im vorherigen Kapitel die Grundlagen beschrieben wurden wird nun in diesem Abschnitt schrittweise die beispielhafte Planung einer PV-Anlage auf einem real existierenden Haus vorgenommen. Zunächst werden dabei mögliche Umsetzungskonzepte erörtert. Anschließend erfolgt die Auswahl der Technik. Es handelt sich bei der Immobilie um ein Reihenhaus, welches aus sechs Parteien besteht und sich innerhalb einer Siedlung im nord-östlichen Teil von Hamburg befindet.

3.1. Konzepte

Bei der Konzeptionierung der Anlage wird ein möglichst hoher Eigenverbrauch angestrebt. Wie Kapitel 2.6 zu entnehmen ist müssen bestimmte Vorgaben eingehalten werden, um eine Abrechnung als Eigenverbrauch zu ermöglichen. Ansonsten würde die Stromnutzung als Stromüberlassung an Dritte angesehen werden und Umsatzsteuer sowie EEG-Umlage wären fällig. Die wesentlichen Kriterien sind dabei:

- Stromverbrauch erfolgt in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugung,
- keine Durchleitung des Stroms durchs öffentliche Netz,
- Stromnutzer tragen das wirtschaftliche Risiko der Anlage,
- Stromerzeuger und Stromnutzer sind dieselbe natürliche und juristische Person.

Konzept K 1: sechs unabhängige Anlagen

Die einfachste Form der Realisierung sind sechs einzelne Anlagen die nicht untereinander verbunden sind. Jeder Hausbesitzer baut und finanziert in diesem Fall seine Anlage allein. Der produzierte Strom wird entweder von ihm selbst verbraucht oder in das öffentliche Netz eingespeist. Der Wechselrichter wird an den Haushaltsstromkreis angeschlossen und der Zählerkasten durch einen Zweiwegezähler ersetzt (Abbildung 17). Falls möglich wird so der produzierte Strom selbst verbraucht, anderenfalls ins Netz eingespeist. Durch den Zweiwegezähler kann mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB) der eingespeiste und mit dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) der bezogene Strom abgerechnet werden. Es ist dabei unerheblich ob der Wechselrichter nur an eine oder alle drei Phasen angeschlossen wird, da die Stromzähler durch eine bilanzierende Betriebsweise sowohl die Einspeisung als auch den Verbrauch zunächst über alle drei Phasen zusammen erfassen und im Anschluss die Differenz bilden.

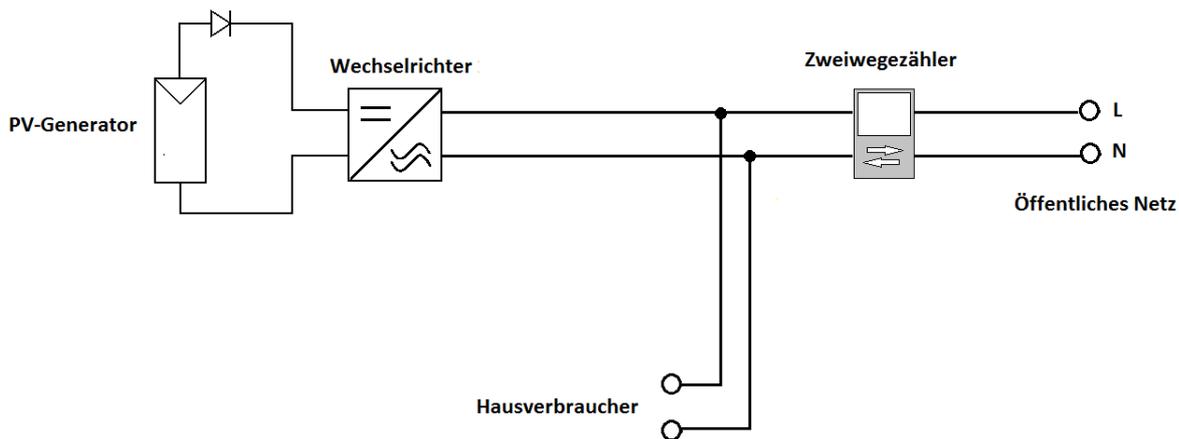


Abbildung 17 Vereinfachtes Schaltbild G1

Konzept K2: eine gemeinsame Anlage

Eine weitere Möglichkeit wäre eine große Anlage über die gesamte Hauslänge zu installieren. Dadurch kann ein größerer Wechselrichter genutzt werden, welcher im Verhältnis zu mehreren kleinen Geräten günstiger und effektiver ist. Auch in diesem Fall soll der Strom möglichst selbst verbraucht werden und nur der Anteil ins Netz eingespeist werden, der nicht vor Ort benötigt wird. Dadurch, dass das Verbrauchsverhalten bei vielen Bewohnern statistisch besser verteilt ist, kann mehr Strom direkt verbraucht werden als bei dem ersten Konzept. Die Einhaltung der Vorgaben zum Eigenverbrauch ist jedoch deutlich komplizierter.

Der Stromverbrauch erfolgt in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugung und eine Leitung des Stroms durch das öffentliche Netz ist nicht nötig. Schwieriger ist es jedoch sicherzustellen, dass alle Stromnutzer auch das wirtschaftliche Risiko der Anlage tragen und Stromerzeuger und Stromnutzer dieselben natürlichen und juristischen Personen sind. Eine Möglichkeit besteht darin, dass alle Hausbesitzer eine Gemeinschaft bürgerlichen Rechts (GbR) bilden. Eine GbR ist ein Zusammenschluss mehrerer Personen zur Förderung eines gemeinsamen Zwecks (§§ 705 – 740 BGB). Im Gesellschaftsvertrag muss dann geregelt werden, dass alle Hausbesitzer gemeinsam und zu gleichen Teilen das wirtschaftliche Risiko tragen und an allen Kosten beteiligt sind.

Eine weitere Schwierigkeit liegt bei der Abrechnung des Stroms mit VNB und EVU. Die technisch einfachste Lösung liegt darin, dass alle Reihenhausparteien über einen Anschluss an das öffentliche Netz angeschlossen werden und die Abrechnung mit den Unternehmen durch einen Zweibegezähler wie im ersten Konzept erfolgt. Jeder Haushalt erhält zusätzlich einen Einspeisezähler der sowohl den Strom aus der PV-Anlage als auch den aus dem öffentlichen Netz erfasst (Abbildung 18). Innerhalb der GbR wird dann ein Mischpreis errechnet, der sich aus den Gestehungskosten des PV-Stroms und dem Netzstrompreis zusammensetzt. Wird jeder Haushalt statt mit einem herkömmlichen Zähler mit einem Smart Meter ausgestattet, der nicht nur die Menge sondern auch den Zeitpunkt des Verbrauchs festhält, wäre durch Vergleich mit dem Datenlogger, der die Stromproduktion zeitlich erfasst, auch eine detailliertere Abrechnung möglich. Dadurch würde ein größerer Anreiz geschaffen den Stromverbrauch in sonnenreiche Zeiten zu verlagern.

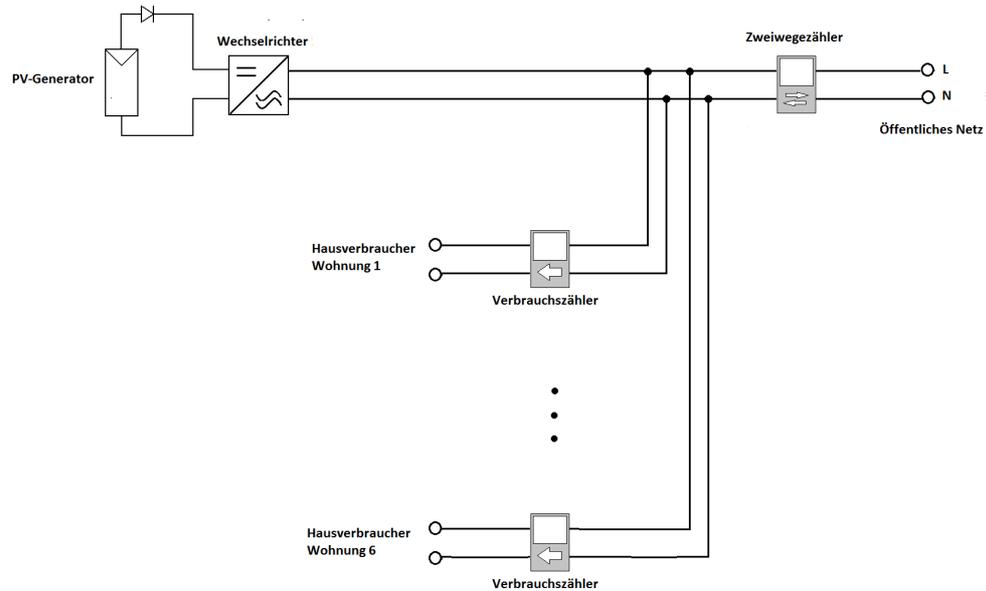


Abbildung 18 Vereinfachtes Schaltbild G2

3.2. Komponentenauswahl und Dachbelegung

Das Gebäude ist mit einem Azimutwinkel von -170° nördlich ausgerichtet. Bei dem Dach des Gebäudes handelt es sich um ein Flachdach in Pultausführung mit Dachbegrünung. Die Dachfläche misst insgesamt etwa 447 m^2 und ist in zwei Bereiche aufgeteilt. Der vordere Teil hat eine Größe von $38,9\text{m} \times 5\text{m}$ und eine Dachneigung von 15° . Der hintere Bereich ist $38,9\text{m} \times 6,5\text{m}$ groß und um 7° geneigt. Jede Hauspartei hat eine Lichtkuppel über die das Dach betreten werden kann. Die genauen Abmessungen sind dem Anhang D zu entnehmen.

Montagesystem

Auf Grund der nördlichen Ausrichtung müssen die Module durch das Montagesystem in die gewünschte Ausrichtung gebracht werden. Des Weiteren ist bei der Auswahl des Montagesystems zu bedenken, dass es sich um ein Gründach handelt. Beispielhaft wird bei der Planung das Montagesystem SolRack in Kombination mit der sogenannten Gründachstütze der Firma Schletter verwendet. Durch spezielle Kunststoffmatten die unter die vorhandenen Kiesschütten gebracht werden, wird die Anlage gesichert ohne dabei die Dachhaut zu durchdringen. Dadurch wird vermieden, dass Feuchtigkeit eindringen kann. Da keine weitere Ballastierung nötig ist, wird die Tragfähigkeit des Daches nicht überbeansprucht. Die Profilschienen sind so konstruiert, dass die Modulebene etwas erhöht ist und so keine ungünstige Beeinflussung zwischen Dachbewuchs und PV-Anlage auftritt (siehe Abbildung 19). Der Neigungswinkel ist zwischen 15° - 30° in 5° Schritten wählbar (Datenblatt siehe Anhang E).

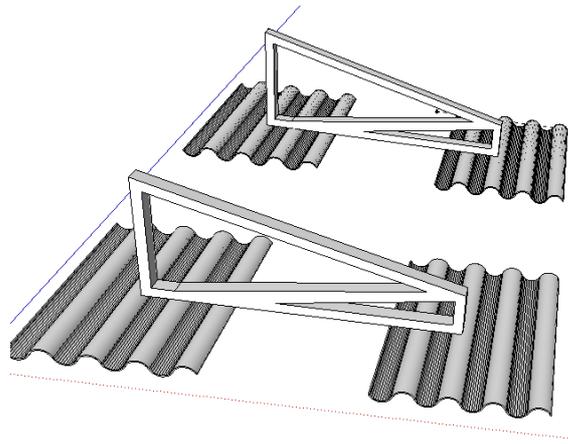


Abbildung 19 Skizze von ballastgesichertem Montagesystem für Gründächer

PV-Module

Da die vorhandene Fläche sehr klein ist, sollten die verwendeten Module eine möglichst hohe Leistung haben. Des Weiteren müssen sie mit dem gewählten Montagesystem kombinierbar sein. Bei den folgenden Berechnungen wird beispielhaft das Modul S 255P60 Professional der Firma Centrosolar gewählt (Datenblatt siehe Anhang E).

Dachbelegung

Im vorderen Teil des Daches können durch die größere Dachneigung und der einhergehenden Gefahr des Abrutschens der Anlage keine Module montiert werden. Bei der Platzierung der Anlage treten die Lichtkuppeln als Störf Flächen auf. Außerdem dürfen die Trennwände zwischen den Reihenhäusern nicht überbaut werden, da es sich um Brandwände handelt (vgl. Kapitel 0). Des Weiteren wird vom Hersteller des Montagesystems ein Abstand zu den Dachkanten in Höhe von 1,5 m vorgegeben, um die baurechtlichen Bestimmungen einzuhalten.

Prinzipiell ist, wie in Kapitel 2.3.2 erläutert, eine Ausrichtung der Module nach Süden oder nach Osten und Westen möglich. Im Folgenden werden beide Varianten diskutiert.

Südausrichtung

Bei einer Ausrichtung der Module nach Süden und der Einhaltung der Dachkantenabstände können pro Hausabschnitt zwei Reihen a drei Modulen montiert werden (Abbildung 20). Dabei sollte die vordere Reihe so nah wie möglich an der Lichtkuppeln positioniert werden, um die Beschattung durch den vorderen Teil des Daches zu minimieren. Die zweite Reihe sollte möglichst weit hinten montiert werden, um den Schattenwurf durch die erste Reihe so gering wie möglich zu halten.

Der Azimutwinkel bei dieser Ausrichtung beträgt 10° . Da das Dach um 7° geneigt ist und das gewählte Montagesystem auf 15° - 30° Aufständigung begrenzt ist, kann die Neigung der Module 8° - 23° betragen. Um den Strombedarf auch im Winter möglichst gut decken zu können, sollte der maximal mögliche Winkel gewählt werden (vgl. Kapitel 2.3.3).

Pro Hauspartei werden sechs Module in zwei Reihen montiert. Mit dem ausgewählten Modul, welches 255 kWp Leistung erbringt, ergibt sich daher eine Nennleistung in Höhe von 1,53 kWp. Die Gesamtnennleistung für das Gebäude beträgt daher bei einer Ausrichtung nach Süden 9,18 kWp.

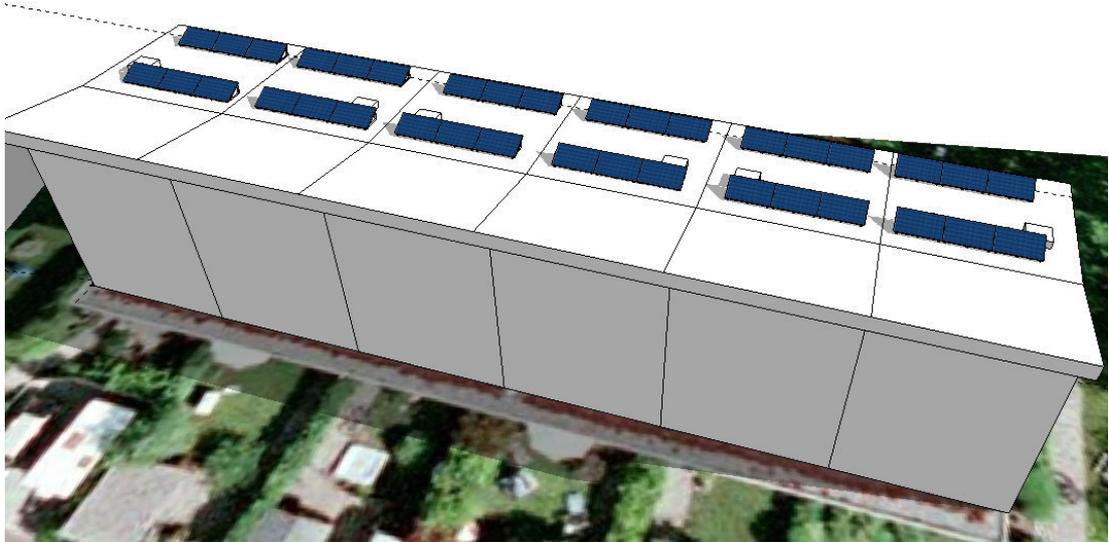


Abbildung 20 Dachbelegung bei Ausrichtung nach Süden

Ost-/Westausrichtung

Neben der Ausrichtung nach Süden ist auch Orientierung der Module nach Osten und Westen möglich (Abbildung 21). Wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben ist der Ertrag pro Modul verglichen mit der Südausrichtung zwar geringer, es lassen sich jedoch deutlich mehr Module montieren, wodurch eine signifikant höhere Nennspannung des Gesamtsystems erreichbar ist. Außerdem verteilt sich die Stromproduktion günstiger über den Tag.

Die Module werden 90° versetzt zur Ausrichtung des Hauses horizontal montiert. Der Azimuthwinkel beträgt abwechselnd 100° und -80° . Bei Berücksichtigung des geforderten Dachkantenabstandes ergeben sich so pro Hauspartei vier Reihen a drei Module. Insgesamt werden daher 72 Module verbaut. Die Nennleistung pro Partei beträgt folglich 3,06 kWp, die Gesamtnennleistung für das Gebäude 18,36 kWp.

Die Modulneigung sollte möglichst gering gewählt werden, um die Verschattungsverluste zwischen den Reihen so gering wie möglich zu halten. Beim verwendeten Montagesystem ist dies 15° . In diesem Fall wird das Modul jedoch nicht nur in eine Achsrichtung gekippt. Auch die Dachneigung von 7° wird auf den PV-Generator übertragen und muss bei der Ertragssimulation berücksichtigt werden.

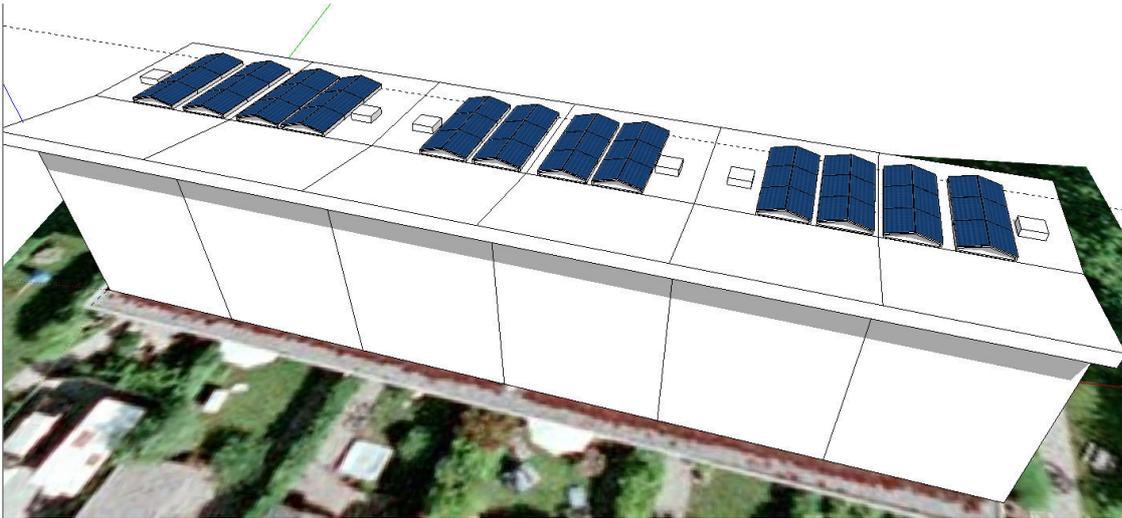


Abbildung 21 Dachbelegung bei Ausrichtung nach Osten und Westen

Aus den beiden Konzepten und Ausrichtungsmöglichkeiten ergeben sich folgende Varianten (siehe Tabelle 6):

Tabelle 6 Übersicht der betrachteten Varianten

Variante	Ausrichtung	Konzept
1	Süd	K1
2	Süd	K2
3	Ost/West	K1
4	Ost/West	K2

Die Wechselrichterauslegung und die Erstellung des Modulverschaltungsplans erfolgt später während der Ertragssimulation mit Hilfe des Simulationsprogramms.

4. Ertragssimulation

Die Ertragssimulation erfolgt durch das Programm PV-Syst. Im Folgenden werden die im Rahmen dieser Thesis für die im Obigen beschriebenen Systemvarianten gewählten Parameter und Ergebnisse erläutert.

Falls nicht anders angegeben, wurden die vom Programm vorgegebenen Standardwerte beibehalten. Als Projektstandort wurde stets Hamburg gewählt.

4.1. Variante 1

Ausrichtung

Bei dieser Variante ist die Anlage nach Süden ausgerichtet. Die Neigung beträgt 23° und der Azimutwinkel 10° .

System

Es wird das Konzept K1 verfolgt. Jedes Reihenhaus erhält also eine unabhängige PV-Anlage, bestehend aus sechs 255 Wp Modulen, die jeweils in zwei Reihen angeordnet werden. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, ergibt sich daher für jede Hauspartei eine Nennleistung in Höhe von 1,53 kWp. Die Gesamtnennleistung für das Gebäude beträgt 9,18 kWp.

Als geeigneter Wechselrichter wurde der Sunny Boy 1600 TL vom Programm ermittelt, welcher mit einer AC Nennleistung in Höhe von 1,60 kW angegeben wird (Datenblatt siehe Anhang E). Gemäß Formel 1 beträgt der Auslegungsfaktor somit 0,96. Durch die nicht ganz optimale Ausrichtung der Module darf der Auslegungsfaktor etwas größer ausfallen als regulär angestrebt, daher liegt er bei diesem Wechselrichter in einem sehr guten Bereich (vgl. Kapitel 2.3.4).

Für die Simulation werden dementsprechend 36 Module des Typs S255P60 Professional, aufgeteilt in sechs Unterfelder mit jeweils einem String und sechs Wechselrichtern des Typs Sunny Boy 1600 TL, angenommen.

Verschattung

Um die Verluste durch Verschattung möglichst genau darstellen zu können, wurden das Gebäude und die PV-Anlage mit Hilfe des im Programm verfügbaren Tools nachgebildet. Das Ergebnis der Analyse für die lineare Verschattung wird in Form einer Verschattungskurve innerhalb eines Sonnenstandsdiagramms dargestellt (Abbildung 22). Für verschiedene, über das Jahr verteilte Tage werden die Sonnenhöhe und der Azimutwinkel der Sonne, abhängig von der Uhrzeit abgebildet. Die Verluste, angegeben in Prozent, sind in das Diagramm in Form von Linien integriert und so den Tagen und der Uhrzeit zugeordnet.

Für die Sommermonate April bis September ist mit keinen oder nur sehr geringen Verlusten in den Abendstunden zu rechnen. Kritischer ist die Situation im Winter. Zwischen November und März treten

laut Simulation ganztägig Verschattungsverluste in Höhe von bis zu 20% auf. Vor 10 Uhr und nach 15 Uhr gehen teilweise sogar bis zu 40% der Bestrahlungsstärke durch Verschattung verloren.

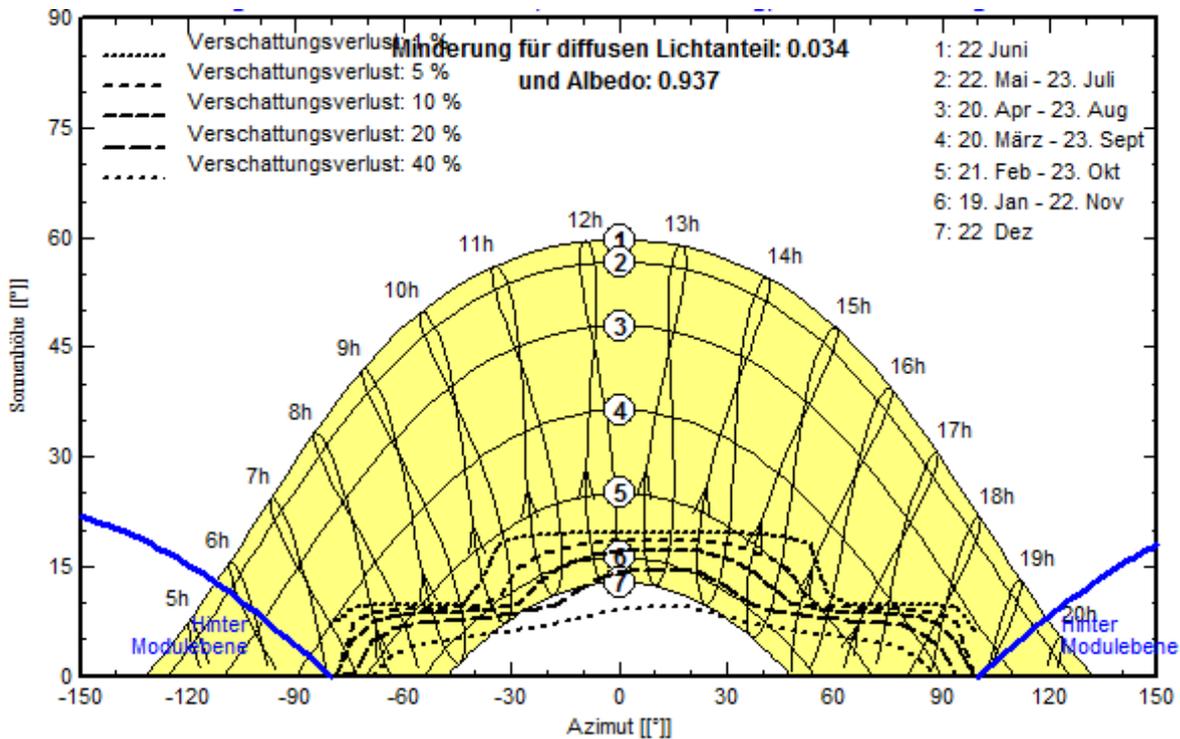


Abbildung 22 Verschattungskurve für lineare Berechnung Variante 1

Modulanordnung

Jedes Modul wurde einem String zugeordnet (siehe Abbildung 23), um die Verluste möglichst genau erfassen zu können. Bei der Verschaltung der Module müssen neben den Verschattungseinflüssen auch die Spannungs- und Stromstärkenanforderungen des Wechselrichters berücksichtigt werden. Bei dieser Variante werden die sechs Module pro Hauspartei in Reihe geschaltet und jeweils mit dem Wechselrichter verbunden.

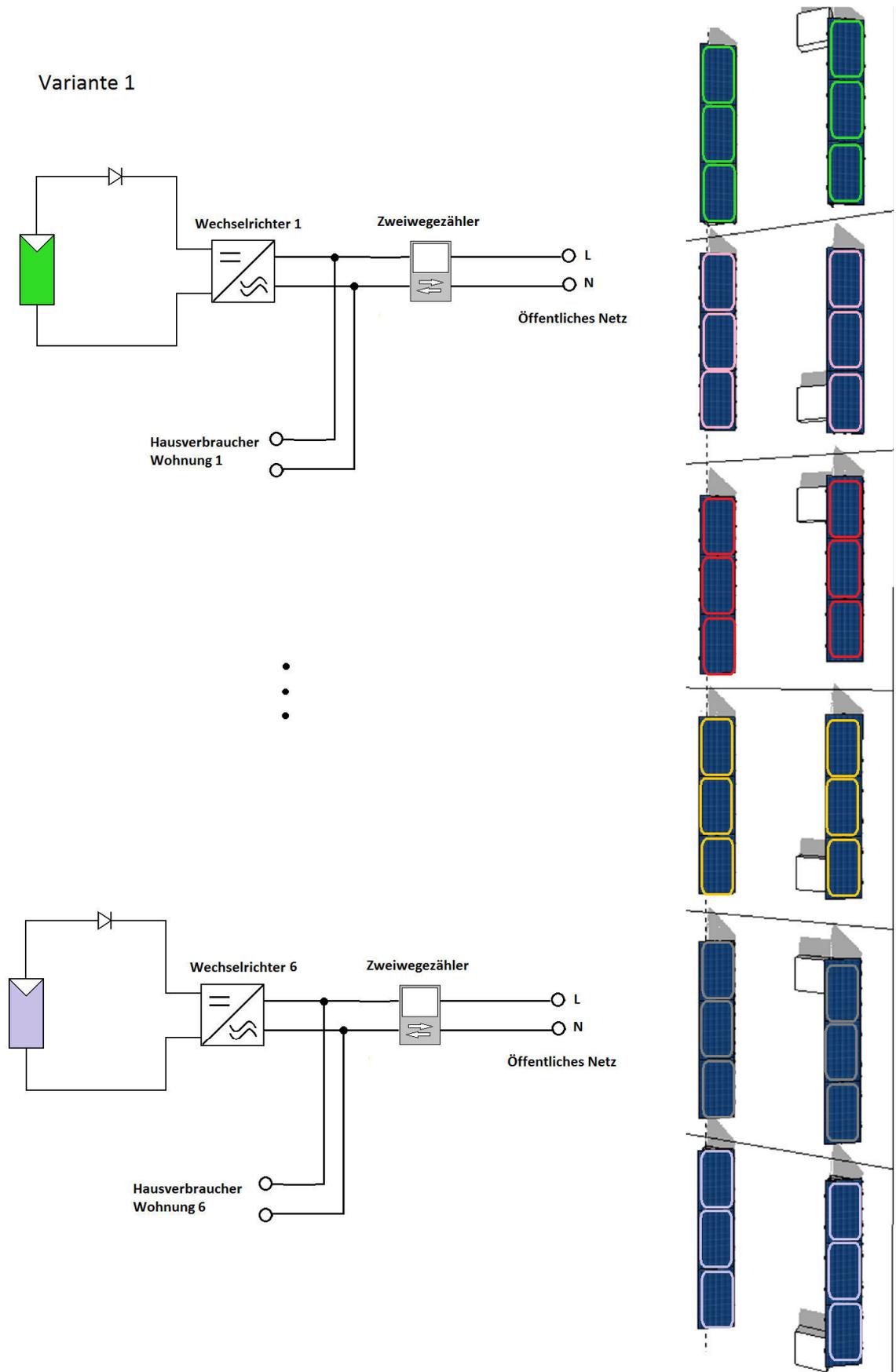


Abbildung 23 Modulverschaltungsplan Variante 1

Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse werden vom Programm in Form eines Berichts ausgegeben (siehe Anhang F). Insgesamt wird ein Jahresertrag von 7891 kWh prognostiziert. Obwohl die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche im Juni etwas höher ist, ist der Mai mit einer Erzeugung von 1141 kWh der ertragreichste Monat. Dies ist dadurch zu begründen, dass zu dieser Zeit die effektive Globalstrahlung am höchsten ist, da die Neigung der Module besonders günstig mit dem Einstrahlungswinkel der Sonne harmonisiert. Außerdem ist die Umgebungstemperatur geringer als im Juni, wodurch die Solarzellen effizienter arbeiten. Der Performance Ratio (PR) des Systems liegt mit durchschnittlich 0,79 in einem akzeptablen Bereich. Auffällig ist, dass der PR in Dezember und Januar sehr gering ist. Dies ist jedoch durch die tief stehende Sonne im Zusammenspiel mit der ungünstigen Bauart des Daches und den daraus resultierenden Verschattungen zu erklären und ließe sich nur durch unangemessenen hohen Aufwand vermeiden (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7 Ergebnisse Simulation Variante 1

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	24,9	22,1	11%	0,682	156
Februar	45,4	42,3	7%	0,820	342
März	81,5	76,6	6%	0,834	624
April	120,1	113,2	6%	0,814	897
Mai	155,5	146,7	6%	0,799	1141
Juni	152,8	143,9	6%	0,787	1104
Juli	149,8	140,5	6%	0,786	1081
August	139,7	131,8	6%	0,781	1002
September	103,6	97,9	6%	0,800	760
Oktober	64,1	60,1	6%	0,811	477
November	30,6	27,5	10%	0,733	206
Dezember	19,1	16,0	16%	0,578	101
Summe	1087,1	1018,6			7891
Durchschnitt	90,6	84,9	8%	0,791	658

4.2.Variante 2

Ausrichtung

Die Ausrichtung ist analog zu Variante 1.

System

Bei dieser Variante wird das Konzept K2 genutzt. Dementsprechend besteht das System nicht aus sechs einzelnen Anlagen wie bei Variante 1, sondern aus einer zusammenhängenden Anlage. Die Nennleistung beträgt daher 9,18 kWp.

Der Wechselrichter Sunny Tripower 9000 TL-20 ist mit einer AC Nennleistung in Höhe von 9,00 kW (Datenblatt siehe Anhang E) und einem resultierenden Auslegungsfaktor in Höhe von 1,02 sehr gut geeignet und wurde exemplarisch für die Simulation der Erträge gewählt.

Verschattung

Die Montage der Module auf dem Dach ist identisch mit Variante 1, daher ist auch die Simulation der Nahverschattung übereinstimmend.

Modulanordnung

Die Verschaltung der Module erfolgt in zwei Strings a 18 Modulen und wurde gemäß der Wechselrichtervorgaben gewählt. Jeder String wird dabei an einen der beiden MPP-Tracker des Wechselrichters angeschlossen (siehe Abbildung 24). Da die Verschattung der unteren Module anders ist als die der oberen, wurden jeweils die Module der ersten und die der zweiten Reihe miteinander verschaltet.

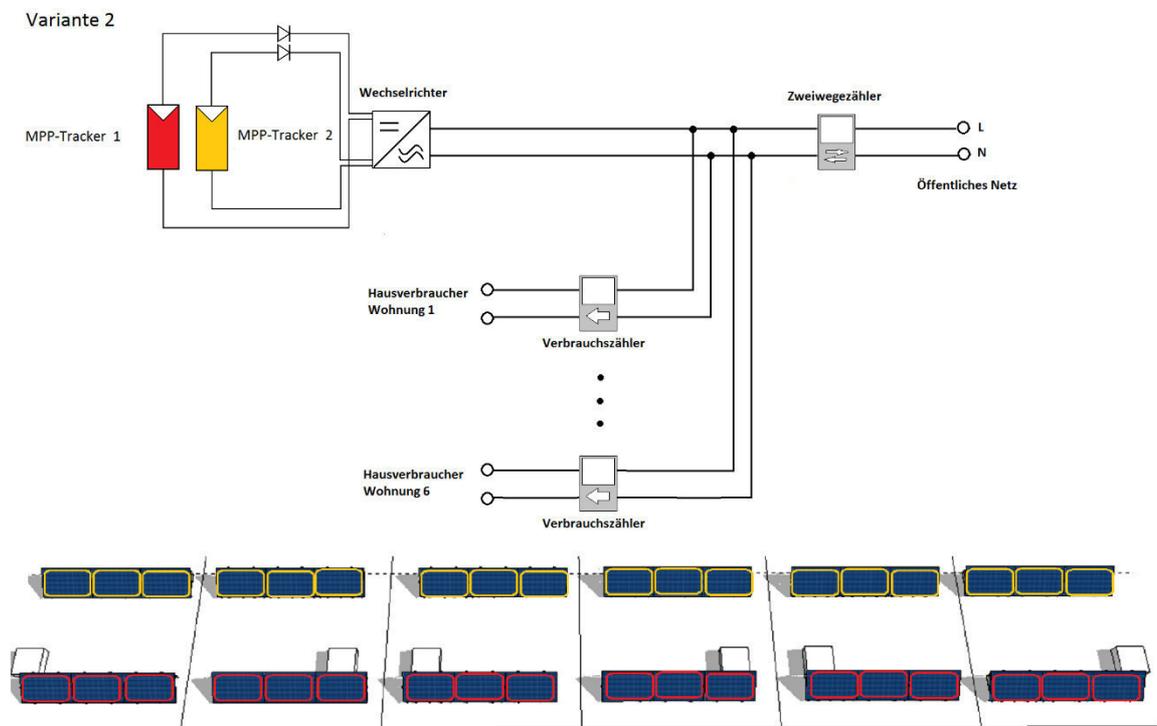


Abbildung 24 Modulverschaltungsplan Variante 2

Simulationsergebnisse

Insgesamt wird ein Jahresertrag von 8180 kWh prognostiziert (siehe Tabelle 8). Auch bei dieser Variante ist der Mai am ertragsstärksten und in den Wintermonaten wird ein deutlich schlechteres Ergebnis generiert. Trotz der anderen Verschaltung und dem anderen Wechselrichter ergeben sich für Variante 1 und 2 sehr ähnliche Werte bezüglich der Performance Ratio.

Tabelle 8 Ergebnisse Simulation Variante 2

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	24,9	22,1	11%	0,712	163
Februar	45,4	42,3	7%	0,850	356
März	81,5	76,6	6%	0,865	647
April	120,1	113,2	6%	0,843	929
Mai	155,5	146,7	6%	0,827	1180
Juni	152,9	143,9	6%	0,815	1143
Juli	149,8	140,5	6%	0,814	1120
August	139,7	131,8	6%	0,809	1037
September	103,6	97,9	6%	0,829	788
Oktober	64,1	60,1	6%	0,842	495
November	30,6	27,5	10%	0,765	215
Dezember	19,1	16,0	16%	0,605	106
Summe	1087,2	1018,6			8180
Durchschnitt	90,6	84,9	8%	0,798	682

4.3.Variante 3

Ausrichtung

Bei dieser Variante ist die Anlage zur Hälfte Richtung Ost mit einem Azimuthwinkel von -80° und zur anderen Hälfte nach Westen mit einem Azimuthwinkel von 100° ausgerichtet. Die Neigung durch das Montagesystem beträgt 15°. Das Dach ist ebenfalls um 7° geneigt, wodurch sich die Modulfläche verkippt. Für die Simulation werden die resultierenden Winkel angegeben. Es ergeben sich die Neigungs- und Azimuthwinkel 16°/125° und 16°/-105°.

System

Es wird das Konzept K1 verfolgt. Jedes Reihenhaus erhält also eine unabhängige PV-Anlage, bestehend aus zwölf 255 Wp Modulen. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, ergibt sich daher für jede Hauspartei eine Nennleistung in Höhe von 3,06 kWp. Die Gesamtnennleistung für das Gebäude beträgt 18,36 kWp.

Der Wechselrichter PVI-3.0-OUTD-S des Herstellers Power-One wurde als geeigneter Wechselrichter vom Programm ermittelt, welcher mit einer AC Nennleistung in Höhe von 3,0 kW angegeben wird (Datenblatt siehe Anhang E). Gemäß Formel 1 beträgt der Auslegungsfaktor somit 1,02.

Für die Simulation werden dementsprechend 72 Module des Typs S255P60 Professional aufgeteilt in sechs Unterfelder mit jeweils einem String und sechs Wechselrichtern des Typs PVI-3.0-OUTD-S angenommen.

Verschattung

Da bei dieser Varianten zwei verschiedene Ausrichtungen vorhanden sind, werden auch zwei Verschattungskurven ausgegeben (Abbildung 25 Abbildung 26 und Abbildung 26).

Beim Vergleich der Kurven mit denen von Variante 1 und 2 fällt auf, dass der Bereich in dem die Sonne hinter dem Modul ist und keine Energie erzeugt werden kann bei dieser Ausrichtung größer ist. Insgesamt sind die Verluste bei dieser Ausrichtung ausgeprägter. Der Zeitpunkt der maximalen Verschattung ist dabei verschoben.

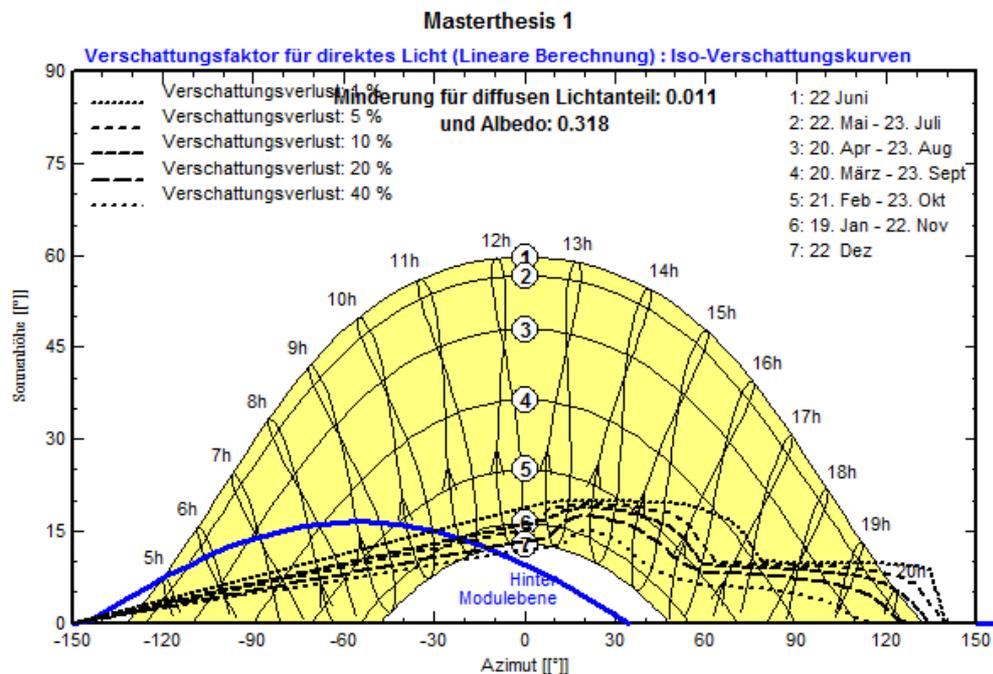


Abbildung 25 Verschattungskurve für lineare Berechnung Variante 3 West-Ausrichtung

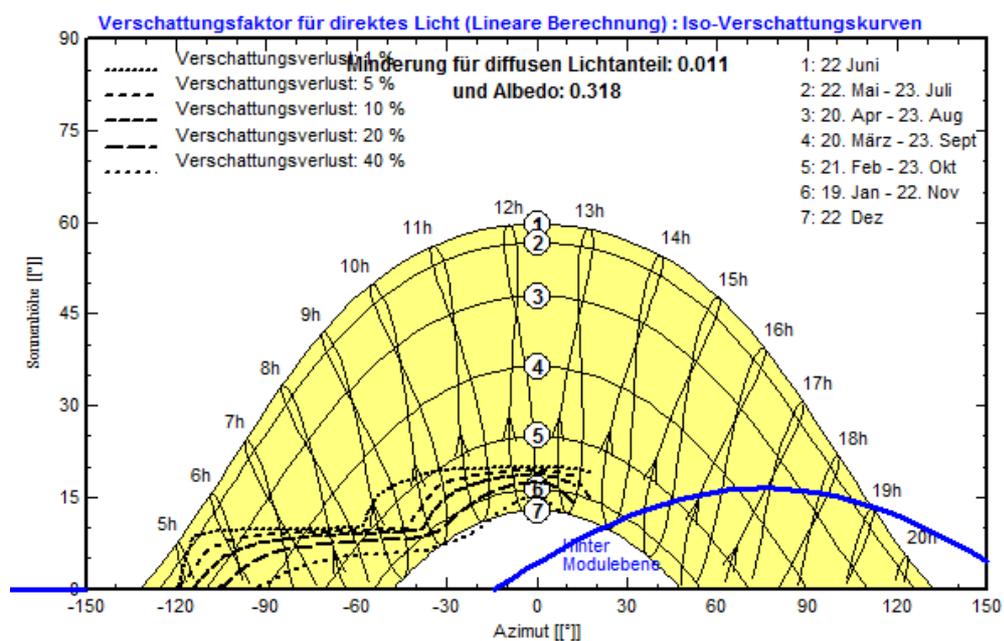


Abbildung 26 Verschattungskurve für lineare Berechnung Variante 3 Ost-Ausrichtung

Modulanordnung

Jeder Wechselrichter wird mit zwei Strings a 6 Modulen verbunden (siehe Abbildung 27). Die Module eines Strings haben dabei alle die gleiche Ausrichtung und werden an einen der beiden MPP-Tracker des Wechselrichters angeschlossen.

Variante 3

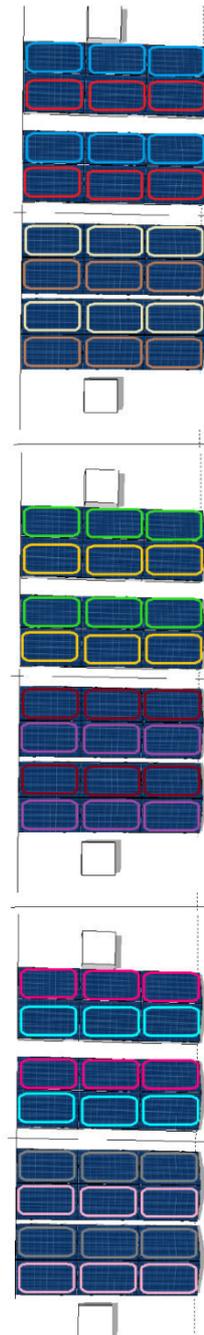
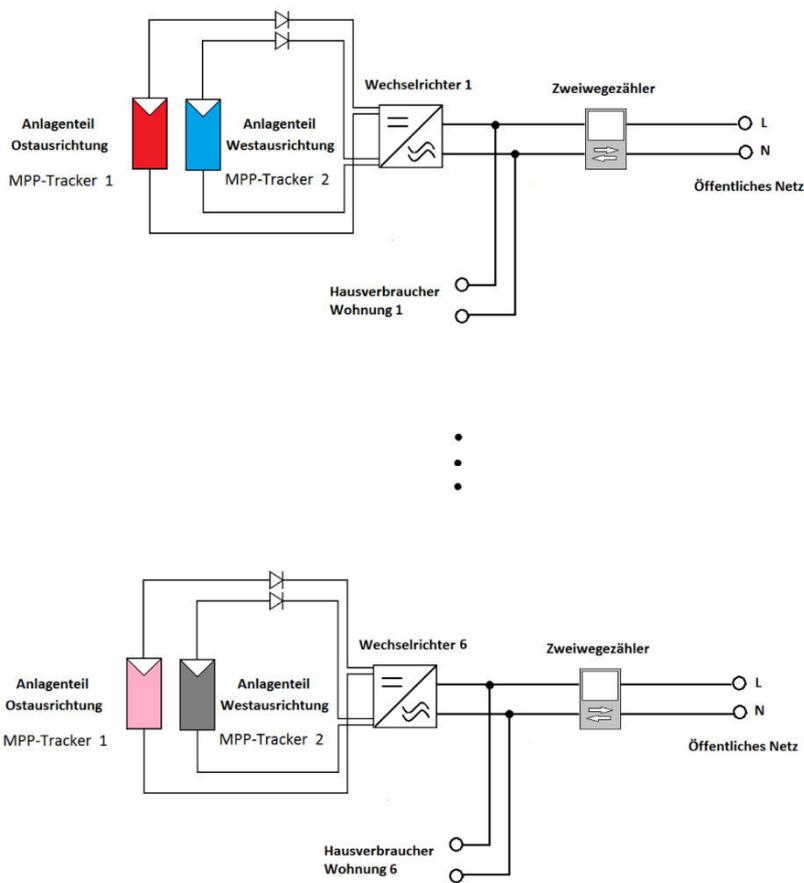


Abbildung 27 Modulverschaltungsplan Variante 3

Simulationsergebnisse

Obwohl die Nennleistung des Systems doppelt so groß ist wie bei den Varianten 1 und 2 wird mit 13362 kWh nur ein etwa 1,7-mal so großer Jahresertrag prognostiziert (siehe Tabelle 9). Beim direkten Vergleich fällt dabei auf, dass effektive Globalstrahlung durch die Ost-/Westausrichtung ganzjährig etwas geringer ist als bei einer Ausrichtung nach Süden und mit größerem Neigungswinkel. Besonders ausgeprägt ist die Differenz in den Wintermonaten. Von November bis Februar wird ein sehr geringer Ertrag erwartet, im Juni der höchste. Der Performance Ratio (PR) des Systems liegt mit durchschnittlich 0,78 im mittleren Bereich.

Tabelle 9 Ergebnisse Simulation Variante 3

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	13,5	11,9	12%	0,689	171
Februar	27,7	25,1	9%	0,796	404
März	60,4	56,4	7%	0,846	938
April	98,8	93,4	5%	0,843	1530
Mai	141,4	134,6	5%	0,833	2162
Juni	145,3	138,3	5%	0,823	2194
Juli	141,0	134,1	5%	0,821	2125
August	118,3	112,1	5%	0,811	1762
September	76,2	71,3	6%	0,813	1138
Oktober	41,5	38,1	8%	0,798	607
November	16,9	15,0	11%	0,709	220
Dezember	9,8	8,4	14%	0,610	110
Summe	890,9	838,6			13362
Durchschnitt	74,2	69,9	8%	0,783	1114

4.4. Variante 4

Ausrichtung

Wie bei Variante 3.

System

Bei dieser Variante wird das Konzept K2 genutzt. Dementsprechend besteht das System nicht aus einer zusammenhängenden Anlage. Die Nennleistung beträgt 18,36 kWp.

Der Wechselrichter TRIO-20_0-TL-OUTD-S2X-400 der Firma Power One Sunny ist mit einer AC Nennleistung in Höhe von 20 kW (Datenblatt siehe Anhang E) und einem resultierenden Auslegungsfaktor in Höhe von 0,92 sehr gut geeignet und wurde exemplarisch für die Simulation der Erträge gewählt.

Verschattung

Die Montage der Module auf dem Dach ist identisch mit Variante 3. Daher ist auch die Simulation der Nahverschattung übereinstimmend.

Modulanordnung

Die Verschaltung der Module erfolgt in vier Strings à 18 Modulen und wurde gemäß der Wechselrichtervorgaben gewählt. Es werden jeweils zwei String parallel geschaltet und an einen der beiden MPP-Tracker des Wechselrichters geschlossen (siehe Abbildung 28).

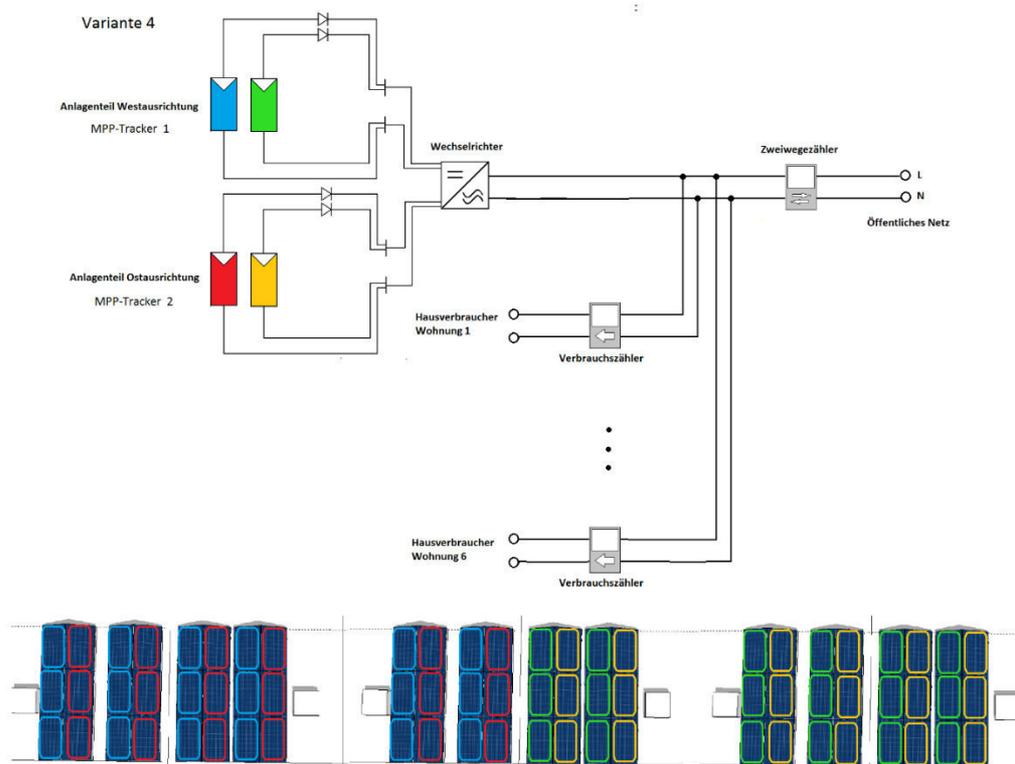


Abbildung 28 Modulverschaltungsplan Variante 4

Simulationsergebnisse

Insgesamt wird ein Jahresertrag von 13659 kWh prognostiziert (siehe Tabelle 10). Die Verteilung der Werte verhält sich dabei sehr ähnlich wie bei Variante 3. Auch hier werden im Sommer, insbesondere im Juni, die höchsten Erträge erzielt und in den Wintermonaten deutlich geringere. Der durchschnittliche PR von 0,81 ist etwas höher als bei den anderen Varianten.

Tabelle 10 Ergebnisse Simulation Variante 4

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	13,5	11,9	12%	0,742	184
Februar	27,7	25,1	9%	0,830	421
März	60,4	56,4	7%	0,868	962
April	98,8	93,4	5%	0,860	1561
Mai	141,4	134,6	5%	0,847	2200
Juni	145,3	138,3	5%	0,837	2233
Juli	141,0	134,1	5%	0,834	2160
August	118,3	112,1	5%	0,825	1793
September	76,2	71,3	6%	0,831	1162
Oktober	41,5	38,1	8%	0,824	627
November	16,9	15,0	11%	0,755	234
Dezember	9,8	8,4	14%	0,674	122
Summe	890,9	838,6			13659
Durchschnitt	74,2	69,9	8%	0,81	1138

5. Direktverbrauch

Wie bereits erwähnt, sind die Kosten für aus dem Netz bezogenen Strom gegenwärtig höher als die Einspeisevergütung. Daher bringt ein hoher Direktverbrauch des Stroms wirtschaftliche Vorteile. Durch einen Speicher kann der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden, indem zu Zeiten in denen der Ertrag den Verbrauch übersteigt, der überschüssige Strom gespeichert wird. Für die Prognose der Eigenverbrauchsquote ist es notwendig zu wissen, in wie fern die Produktion und der Verbrauch voneinander abweichen und gegeben falls durch eine Speicherung ausgeglichen werden können. Um die Deckung ermitteln zu können muss der genaue Tagesverlauf der Stromproduktion und der Stromlast simuliert werden. Bei der Verwendung eines Speichers muss zusätzlich dessen Verhalten simuliert werden. Zur Ermittlung der Eigenverbrauchsquote werden daher die in Kapitel 2.4 beschriebenen Simulationsmodelle mit einander verknüpft.

Lastgang

Das betrachtete Reihenhaus befindet sich in der Stadt, verfügt über keinen Gasanschluss und wird mit Fernwärme versorgt. Daher wurden die Profile HH_012, HH_013 und HH_014 als geeignet identifiziert (siehe Tabelle 11). Die Anzahl der Personen beträgt bei den Profilen 2, 3 und 4 Personen pro Haushalt und passt daher gut zu den betrachteten Reihenhäusern.

Bei den Versionen 1 und 3 wird jedes Haus einzeln betrachtet. Über den Zeitraum von zwanzig Jahren erscheint eine Bewohnerzahl von durchschnittlich 3 Personen am wahrscheinlichsten. Daher wird nur das Profil HH_013 als Lastgang verwendet. Die Lasten der drei Phasen werden als ein Lastgang aufsummiert. Im Falle von Version 2 und 4 wird das gesamte Gebäude betrachtet. Die sechs Wohnparteien haben jedoch nicht den gleichen Lastgang, da dieser stark von den individuellen Verbrauchsverhalten abhängt. Es stehen drei verschiedene passende Profile zur Verfügung. Daher wurden diese drei Lastgänge kumuliert und das Ergebnis verdoppelt.

Tabelle 11 Haushaltlastprofile HH_12 bis HH_014 (10)

aDSM ID Haushalt	Wohntyp	Personen / HH	Stadt / Land	Gebäudetyp	Gas-Anschluss	Fernwärme	Wärmepumpe	Heizkörper	Umwälzpumpen	Warmwasserboiler	Durchlauferhitzer	Kühlschränke	Gefriergeräte	Waschmaschinen	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Fernseher	Desktop PCs	Beleuchtung
HH_012	H2	2	Stadt	Haus	nein	ja	0	0	0	0	0	2	1	1	1	1	2	1	1
HH_013	H3	3	Stadt	Haus	nein	ja	0	0	0	0	0	2	1	1	0	1	3	2	1
HH_014	H4+	4	Stadt	Haus	nein	ja	0	1	0	0	0	2	1	1	1	1	2	2	1

PV-Erzeugungsprofil

Der Azimuthwinkel der Anlage kann im Bereich 0°-45° gewählt werden und der Neigungswinkel zwischen 20°-90°. Die Varianten 1 und 2 können daher ohne Einschränkungen simuliert werden. Für die Varianten 3 und 4 ergibt sich jedoch ein Problem, da sowohl der Azimuthwinkel als auch der

Neigungswinkel auf Grund der Ost-/Westausrichtung der Anlagen außerhalb des einstellbaren Bereichs liegt. Um dennoch Ergebnisse zu erhalten, wird der maximal mögliche Azimuthwinkel von 45° und der minimale Neigungswinkel von 20° gewählt.

Eigenverbrauchsquote

Ziel dieser Arbeit ist es durch den Vergleich verschiedener PV-Systeme, die wirtschaftlich gesehen vorteilhafteste Umsetzung zu ermitteln. Daher wurde zunächst der Eigenverbrauch der vier Varianten ohne Speicher simuliert und im Anschluss in Verbindung mit zwei verschiedenen Speichergrößen. Um die Anzahl der Simulationen so gering wie möglich zu halten und trotzdem Speichergrößen zu wählen, die möglichst repräsentative Ergebnisse liefern, wird zunächst eine grobe Abschätzung mittels des in Kapitel 2.5 beschriebenen Konzeptes zu Speicherdimensionierung vorgenommen. Dabei wird der Wert welcher ohne Speicher erreicht wird betrachtet und im Verhältnis dazu eine Speichergröße gewählt, bei der eine hohe Eigenverbrauchsquote prognostiziert wird und eine mit einem mittleren Ergebnis (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12 Speichergrößen und sich ergebene Eigenverbrauchsquote gemäß HTW Berlin

Variante	PV Nennspannung in kWp	Last in kWh/a	Speichergröße in kWh	Eigenverbrauchs-quote gemäß HTW Berlin
1	1,53	3.537,30	0,00	50%
			0,88	75%
			2,10	88%
2	9,18	34.667,00	0,00	65%
			3,47	80%
			31,50	95%
3	3,06	3.537,30	0,00	32%
			1,26	42%
			2,10	52%
4	18,36	34.667,00	0,00	46%
			13,90	65%
			31,50	85%

Im Anschluss an die Wahl der Speichergröße erfolgt die Ermittlung der Eigenverbrauchsquote mittels der in Kapitel 2.5 beschriebenen Modelle. Das Ergebnis ist Tabelle 13 zu entnehmen.

Tabelle 13 Eigenverbrauchsquoten gemäß C4DSI (20)

Variante	PV Nennspannung in kWp	Last in kWh/a	Speichergröße in kWh	Eigenverbrauchs-quote gemäß C4DSI
1	1,53	3.537,30	0,00	54%
			0,88	78%
			2,10	87%
2	9,18	34.667,00	0,00	62%
			3,47	79%
			31,50	98%
3	3,06	3.537,30	0,00	36%
			1,26	56%
			2,10	64%
4	18,36	34.667,00	0,00	46%
			13,90	69%
			31,50	77%

6. Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird anhand der Eigenkapitalrentabilität bewertet. Um diese bestimmen zu können, werden in diesem Kapitel zunächst alle Aufwände ermittelt und quantifiziert, die durch die Abschreibung der PV-Anlage, den Netzanschluss, den Betrieb, die Finanzierung und Steuern entstehen. Danach werden die Erträge durch Einspeisung und Direktverbrauch bestimmt. Als Zeitraum werden dabei 20 Jahre betrachtet, da zum einen für diese Zeit die Einspeisevergütung festgelegt ist und zum anderen die meisten Anlagenhersteller eine Leistungsgarantie über diesen Zeitraum gewähren. Der Einfachheit halber, wird der Leverage-Effekt vernachlässigt.

Im Anschluss wird der zusätzliche Ertrag berechnet, der bei Verwendung verschiedener Speichergrößen erwirtschaftet werden würde.

6.1.Aufwand

PV-Anlage

Um die Kosten für die verschiedenen Varianten zu bestimmen, wurden Preise beim Hersteller der Module und verschiedenen Onlinehändlern verglichen. Auf Basis dieser Untersuchung und unter Berücksichtigung der in Kapitel 2.10 beschriebenen Informationen wurden folgende Annahmen für die Nettopreise der Anlagenvarianten getroffen:

Tabelle 14 Nettoanlagenpreise

Variante	1	2	3	4
Nennspannung pro Anlage	1,53	9,18	3,06	18,36
Preis Modul €/kWp	774	774	774	774
Preis Module in €	1.183	7.101	2.367	14.201
Preis Wechselrichter €/kWp	474	237	291	217
Preis Wechselrichter in €	725	2.180	890	3.990
Preis Montagesystem, Kabel etc.	417	2.500	833	4.090
Preis Komponenten	2.325	11.781	3.924	22.191
Systempreis pro Anlage (incl. Montage) in €	3.092	15.668	5.440	30.845
Systempreis gesamt (incl. Montage) in €	18.556	15.668	32.638	30.845
Systempreis in €/kWp	2.021	1.707	1.778	1.680

Abschreibung der Anlage

Der Einfachheit halber wird angenommen, dass die Anlage über 20 Jahre linear abgeschrieben wird und danach keinen Restwert mehr hat.

Netzanschluss

Zu den Kosten für die PV-Anlage kommen die Auslagen für die Anschaffung und Installation von elektrischen Komponenten zur Netzeinspeisung wie Einspeisezähler und Zählerkasten. Diese werden bei herkömmlichen Anlagen in der Regel mit 500 €-1.000 € angenommen. Bei Variante 1 und 3 werden

pro Anlage ein Zweiwegezähler installiert, bei Variante 2 und 4 nur ein Zweiwegezähler und 6 einfache Zähler (siehe Kapitel 3.1). Es werden folgende Netzanschlusskosten veranschlagt:

- Variante 1 und 3: 600 € pro Anlage → 3.600 € gesamt
- Variante 2 und 4: 2500 €

Laufende Kosten

Als laufende Kosten werden zum einen Wartungskosten in Höhe von 1% und Versicherungskosten in Höhe von 0,5% des Anlagenkaufpreises angenommen:

Tabelle 15 Laufende Kosten gesamt

Variante	1	2	3	4
Wartungskosten in €/Jahr	185,56	156,7	326,38	308,5
Versicherungskosten in €/Jahr	92,78	78,34	163,19	154,2
Laufende Kosten in €/Jahr	278,85	235	489,57	462,7

Finanzierung

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird anhand der Eigenkapitalrentabilität bewertet. Um eine bessere Vergleichbarkeit durch ähnliche Investitionssummen zu schaffen, wird eine Teilfinanzierung die kostenaufwändigeren Varianten 3 und 4, durch den im Kapitel 2.8 beschriebenen Kredit der KfW Bank angenommen. Es wird dabei davon ausgegangen, dass 50% der Kosten für die Anlage von den Betreibern selbst getragen werden und die restlichen 50% über den Kredit.

Die Konditionen des Kredits hängen, wie bereits im Vorfeld erläutert, von den Vermögensverhältnissen der Kreditnehmer und der Sicherheit der Anlage ab. Exemplarisch wurde von der Preisklasse C ausgegangen. Das bedeutet es liegt eine Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit von maximal 0,1%-1,2% vor und die Anlage verspricht eine werthaltige Besicherung von über 40% (20). Des Weiteren werden eine Laufzeit von 10 Jahren, 2 tilgungsfreie Jahre und eine Zinsbindung von 20 Jahren gewählt. Unter diesen Umständen beträgt der nominaler Zinssatz: 2,9%. (12)

Die jährlichen Kosten für den Kredit wurden mit Hilfe des Online-Tools <http://www.zinsenberechnen.de/kreditrechner.php> bestimmt:

- Ratenzahlung Variante 3: 2.214,10 €/Jahr
- Ratenzahlung Variante 4: 2.037,32 €/Jahr

Folgende Summen müssen von den Hausbesitzern insgesamt an Eigenkapital investiert werden:

- Variante 1: 22.156,47 €
- Variante 2: 18.168,37 €
- Variante 3: 18.119,07 €
- Variante 4: 16.672,32 €

Steuern

Den Ausführungen in Kapitel 2.7 lässt sich entnehmen, dass zum einen 19 % Umsatzsteuer, die bei der Anschaffung gezahlt werden müssen vollständig als Vorsteuer abgezogen werden können. Für den eingespeisten Strom muss die Umsatzsteuer in Höhe von 19 % an das Finanzamt abgeführt werden.

Der direktverbrauchte Strom muss als unentgeltliche Wertabgabe ebenfalls besteuert werden. Dabei werden die anteilige Selbstkosten (Anschaffungskosten der Anlage verteilt über die Nutzungsdauer) als Wert betrachtet. Wie eingangs erwähnt werden die Kosten und Erlöse über die gesamte Nutzungsdauer aufsummiert und unabhängig vom Zeitpunkt der Zahlung betrachtet. Da die Umsatzsteuer für die Anschaffungskosten etc. vom Finanzamt rückerstattet wird und die Umsatzsteuer für den eingespeisten Strom vom VNB entrichtet werden muss, wird jeweils der Bruttopreis berücksichtigt. Daher muss lediglich die Umsatzsteuer die für den direktverbrauchten Strom gezahlt werden muss als weiterer Kostenfaktor berücksichtigt. Die

Formel 6

$$KDV_{Ust} = AK \cdot a_{DV} \cdot 19\%$$

KDV_{Ust}	= Kosten für Umsatzsteuer auf Direktverbrauch
AK	= Anschaffungskosten der PV-Anlage
a_{ED}	= Anteil des Direktverbrauchs an gesamter Erzeugung

6.2. Ertrag

Einspeisevergütung

Gegenwärtig liegen die Einspeisevergütungen bei 13,28 Cent/kWh bis 10 kWp Nennleistung und 12,62 Cent/kWh bis 40 kWp (siehe Kapitel 2.6). Es wird davon ausgegangen, dass sich die Erträge durch Degradation der Anlage jährlich um 0,6% verringern.

Eigenverbrauch

Wie in Kapitel 2.9 beschrieben ist der Strompreis in den letzten Jahren stetig gestiegen. Da die Entwicklung kaum vorhersehbar ist, wurden drei verschiedene Szenarien berücksichtigt, die die Bandbreite wahrscheinlicher Verläufe möglichst gutabdecken. Beim ersten Szenario wird angenommen, dass sich der durchschnittliche Strompreis in den nächsten zwanzig Jahren auf dem Niveau des jetzigen Preises halten wird. Im zweiten Szenario wird davon ausgegangen, dass der Strompreis ansteigt, die Wachstumsrate jedoch nur halb so groß ist wie in den Jahren 2000-2014. Als drittes Modell wird ein konstantes Wachstum bis 2034 prognostiziert (Abbildung 29).

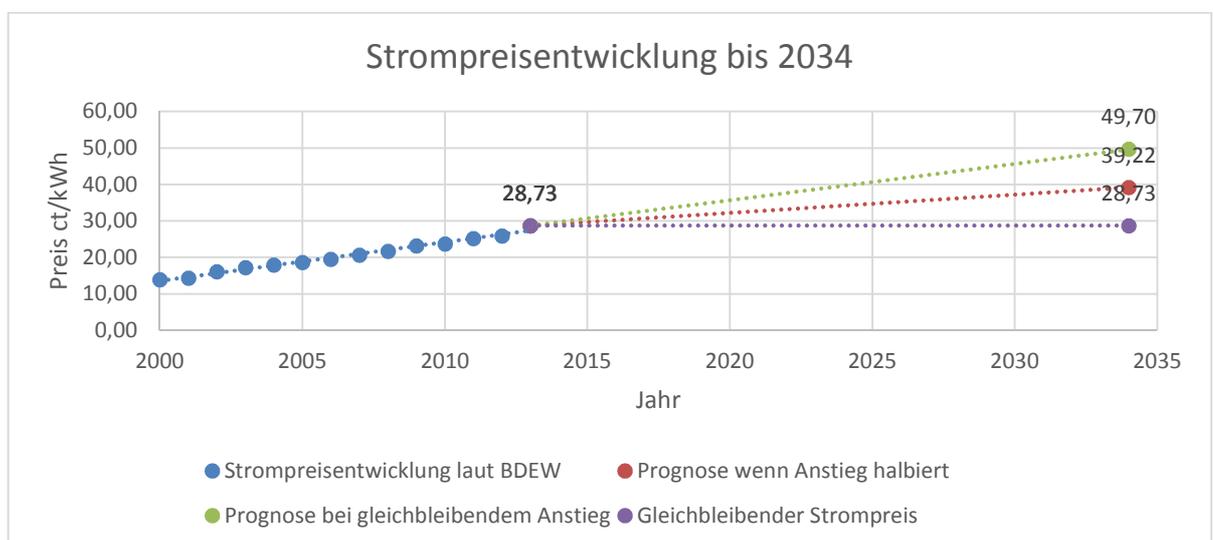


Abbildung 29 Prognose der Strompreisentwicklung bis 2034

Es ergeben sich daher folgende Durchschnittsstrompreise für die nächsten zwanzig Jahre:

Tabelle 16 Durchschnittsstrompreise bis 2034

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ø Strompreis in €/kWh	0,29	0,34	0,39

6.3. Eigenkapitalrentabilität

Nachdem nun alle einzelnen Kosten und Erträge bestimmt wurden muss, um gemäß Formel 5 berechnen zu können, der Gewinn am Ende des betrachteten Zeitraums von 20 Jahren ermittelt werden. Der jährliche Gewinn ergibt sich dabei aus der Differenz von Aufwand und Ertrag.

Der Aufwand setzt sich zusammen aus:

- Abschreibung der Investitionskosten,
- + Laufende Kosten,
- + Steuern für Direktverbrauch,
- + Ratenzahlung falls Kredit aufgenommen wurde.

Der Ertrag ergibt sich aus den vom VNB gezahlten Beträgen für den eingespeisten Strom und der Ersparnis durch den Direktverbrauch.

Da sich der Gewinn durch die Kosten für die Finanzierung und die Degradation der Anlage von Jahr zu Jahr unterscheidet, wird er für jedes Jahr berechnet und anschließend kumuliert. In Tabelle 17 sind die Ergebnisse für den Gesamtgewinn und die Eigenkapitalrentabilität nach 20 Jahren zusammengefasst. Es handelt sich dabei jeweils um das Gesamtergebnis aller Anlagen pro Variante. Die detaillierten Berechnungen sind dem Anhang G zu entnehmen.

Tabelle 17 Gesamtgewinn und Eigenkapitalrentabilität nach 20 Jahren

Variante	Gewinn Strompreisszenario 1	Gewinn Strompreisszenario 2	Gewinn Strompreisszenario 3	Eigenkapitalrentabilität Strompreisszenario 1	Eigenkapitalrentabilität Strompreisszenario 1	Eigenkapitalrentabilität Strompreisszenario 1
1	- 61,91 €	3.739,77 €	7.537,83 €	0%	17%	34%
2	7.577,51 €	12.102,27 €	16.622,71 €	42%	67%	92%
3	- 7.558,23 €	- 3.266,59 €	1.020,97 €	- 42%	- 18%	6%
4	- 914,91 €	4.690,75 €	10.291,07 €	- 5%	26%	57%

Die höchste Eigenkapitalrentabilität wird bei Variante 2 erreicht. Auch bei Variante 1 ist die Eigenkapitalrentabilität für alle Strompreisszenarien positiv. Variante 3 würde nur bei Eintritt des Strompreisszenarios 3 einen Gewinn erzielen. Bleibt der Strompreis in den nächsten Jahren konstant, wie in Strompreisszenario 1 angenommen, würde eine Verwirklichung des Projekts gemäß Variante 1 einen Verlust bedeuten. Steigt er jedoch wie bei Szenario 2 und 3, würden verhältnismäßig gute Eigenkapitalrentabilitäten erreicht.

6.4. Zusätzlicher Ertrag bei Verwendung von Speichern

In diesem Abschnitt wird der zusätzliche Ertrag ermittelt, der bei Verwendung verschiedener Speichergrößen erwirtschaftet wurde. Im Kapitel 5 wurden die Eigenverbrauchsquoten ermittelt, die sich für verschiedene Speichergröße ergeben. Auf Basis dieser Daten werden nun für alle Systemauslegungen die Einnahmen berechnet, die sich durch den Eigenverbrauch und die Einspeisung des Stroms ergeben würden. Danach wird die Differenz der Einnahmen berechnet, welche sich mit und ohne die Speicher ergeben. Im Anschluss wird das Ergebnis für die Laufzeit von 20 Jahren ermittelt. Dabei werden eine Degradation der Module von 6% pro Jahr und ein Wirkungsgrad des Speichers in Höhe von 0,9 angenommen.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18 Zusätzliche Einnahmen durch Verwendung von Speichern nach 20 Jahren

Variante	PV Nennspannung in kWp	Speichergröße in kWh	Verhältnis Speichergröße zu PV Nennspannung	Eigenverbrauchsquote gemäß C4DSI	Zusatz-einnahmen in €/kWh Szenario 1	Zusatz-einnahmen in €/kWh Szenario 2	Zusatz-einnahmen in €/kWh Szenario 3
1	1,53	0		54%			
		0,88	58%	78%	414,39 €	654,39 €	894,17 €
		2,1	137%	87%	307,63 €	458,49 €	609,21 €
2	9,18	0		62%			
		3,47	38%	79%	158,98 €	371,64 €	584,09 €
		31,5	343%	98%	134,80 €	202,24 €	269,62 €
3	3,06	0		36%			
		1,26	41%	56%	494,77 €	747,07 €	999,13 €
		2,1	69%	64%	498,53 €	725,60 €	952,45 €
4	18,36	0		46%			
		13,9	76%	69%	319,99 €	476,82 €	633,50 €
		31,5	172%	77%	227,99 €	328,14 €	428,20 €

Die höchsten zusätzlichen Einnahmen pro kWh installierter Speicherkapazität werden beim maximal angenommenen Strompreis (Szenario 3), einer PV-Anlage gemäß Variante 3 und einem 1,27 kWh großen Speicher erzielt. Die geringsten Zusatzerträge sind bei Variante 2 zu erwarten, unabhängig davon welcher Speicher gewählt wird. Auffällig ist, dass bei jeder Variante die Zusatzeinnahmen pro kWh für kleinerer Speicher höher sind, als bei der Verwendung der größeren Speicher.

Vergleicht man diese Werte mit den durchschnittlichen Preises für Speicher (siehe Kapitel 2.4) zeigt sich, dass auch langfristig gesehen für die betrachteten Systeme kein lohnender Einsatz von Speichern zu erwarten ist.

7. Fazit und Ausblick

Der Schwerpunkt dieser Thesis war die Planung einer Photovoltaik-Anlage auf dem Dach eines Reihenhauses. Es sollten unterschiedliche Konzepte entwickelt und verglichen werden. Ein weiter Teil der Aufgabe war die Betrachtung der Nutzung eines Speichers. Unter Zuhilfenahme geeigneter Simulationsmodelle sollte die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Varianten bewertet und im Anschluss die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit beurteilt werden.

Es wurden vier verschiedene Varianten entwickelt. Dabei unterschieden sich diese in ihrer Nennleistung und Ausrichtung. Des Weiteren handelt es sich zum einen um separate Anlagen pro Reihenhauspartei und zum anderen um Anlagen für den gesamten Komplex.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurde auf Basis der Einnahmen und Aufwendungen die Eigenkapitalrentabilität berechnet. Der Vergleich der Varianten zeigt, dass durch eine Ost-/Westausrichtung mehr Module installiert und so eine größere Nennleistung erreicht werden kann. Aufgrund hoher Verschattungsverluste, einer ungünstigeren Lage bezogen auf den Einfall der Sonnenstrahlung und die niedrigen Einspeisevergütung ist das Preis-/Leistungsverhältnis jedoch signifikant schlechter als bei einer Südausrichtung. Bei kleineren Anlagen ist der Eigenverbrauchsanteil des Stroms höher. Durch den Anstieg der Strompreise und immer geringere Einspeisevergütungen bedeutet dies einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber großen Anlagen.

Es lässt sich außerdem sagen, dass eine einzige Anlage für das gesamte Gebäude bessere Ergebnisse erwirtschaftet. Zum einen sind die Anschaffungs- und Installationskosten geringere als bei Einzelanlagen pro Partei. Zum anderen ist der Eigenverbrauch bei einer größeren Anzahl Bewohner durch statistische Effekte höher. Als problematisch ist bei diesem Konzept jedoch zu betrachten, dass die Hausbesitzer die Anlage gemeinsam betreiben und so viele Absprachen und Einigungen getroffen werden müssen. Es wird ein durchschnittlicher Strompreis gebildet, der sich aus den Netzbezugskosten und den Kosten für den Strom aus der Anlage zusammensetzt. Dadurch kann der Stromanbieter nicht von den Hausbesitzern individuell gewählt werden. Die Kosten für die einzelnen Haushalte sind dabei unabhängig davon, wann der Strom bezogen wurde. Daher herrscht ein geringerer Anreiz die Last auf sonnenreiche Zeiten zu verschieben. Ein weiteres Problem kann bei eventuellem Verkauf eines Reihenhauses entstehen, da die Käufer mit dem Konzept einverstanden sein müssten.

Es zeigte sich weiterhin, dass der tatsächliche Gewinn durch die PV-Anlage stark von der Strompreisentwicklung abhängt. Da diese von vielen Faktoren abhängig und schwer zu prognostizieren ist, ist die Investition sehr unsicher im Gegensatz zu früher installierten Anlagen, die allein über die gesicherte Einspeisevergütung finanziert wurden. Ein positiver Faktor ist jedoch die partielle Autarkie, die ein Stückweit zu einer Unabhängigkeit von den Stromversorgern führt. Dieser Effekt wird durch Verwendung eines Speichers zusätzlich gesteigert.

Die Betrachtung des zusätzlichen Gewinns durch Installation eines Speichers zeigt jedoch, dass die Kosten durch Anschaffung, Wartung und zusätzliche Steuerabgaben für den direktverbrauchten Strom auch langfristig nicht gedeckt werden können.

Die hier vorgestellte Planung kann nur teilweise auf andere Gebäude übertragen werden. Die Konzepte können auch bei anderen Reihenhäusern genutzt werden, die Anlagenplanung ist jedoch individuell von der Bauweise des Hauses und den vorherrschenden Verhältnissen abhängig. Der tatsächliche Eigenverbrauch ist zudem sehr Nutzer abhängig.

Die Aufgabenstellung der Thesis, welche aus der Konzeption und wirtschaftliche Optimierung einer Photovoltaikanlage mit Speicher unter Zuhilfenahme von Simulationsmodellen bestand wurde damit erfüllt.

Bei der Bewertung wurde eine Laufzeit von 20 Jahren betrachtet. Es wurde jedoch nicht berücksichtigt, dass die Anlage nach dieser Zeit abgeschrieben ist, die Laufzeit jedoch sehr wahrscheinlich deutlich länger sein wird. Für den direkt verbrauchten Strom müssen ab diesem Zeitpunkt nur noch die Betriebskosten aufgewendet werden. Würde man daher den Gewinn über die gesamte Betriebsdauer der Anlage bewerten, wäre das Ergebnis besser.

Abschließend lässt sich sagen, dass auch in Zukunft die Installation von Photovoltaikanlagen unter den richtigen Umständen ein attraktives Investment sein wird. Dabei liegt der Fokus jedoch auf Anlagen mit bedarfsorientierter Größe und möglichst vielen Direktverbrauchern.

Literaturverzeichnis

1. Bundesnetzagentur. [Online] 08. Februar 2014. <http://www.bundesnetzagentur.de/>.
2. TU Chemnitz. [Online] [Zitat vom: 17. 01 2014.] http://www.tu-chemnitz.de/etit/microtec/lehre/schuelerarbeit_solarneu/?druck.
3. Konrad, Frank. *Planung Von Photovoltaik-Anlagen: Grundlagen und Projektierung*. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2008.
4. Antony, Falk, Dürschner, Christian und Remmers, Karl-Heinz. *Photovoltaik für Profis*. Berlin : Solarpraxis AG, 2009.
5. Deutschen Institut für Normung e.V. DIN EN 1991. *Einwirkungen auf Tragwerksplanung von Hochbauten und Ingenieurbauwerken*.
6. Mertens, Konrad. *Photovoltaik*. München : Carl Hanser Verlag, 2011.
7. FH Mannheim. [Online] [Zitat vom: 15. 01 2014.] http://www.physik.fh-mannheim.de/homepages/kni/lehre/e/ren/thermie/1_html/1_bestrahlung.html.
8. Weniger, Johannes, Quaschnig, Volker und Tjade, Tjarko. Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. *PV Magazin*. Januar 2013, S. 70-75.
9. VDEW. Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH . [Online] [Zitat vom: 23. Februar 2014.] <http://www.vsg-netz.de/>.
10. Zeilinger, Dipl. Ing Franz. Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile. *Persönliche Mitteilung*. [Matlabdatei]. s.l. : Universitätsassistent, 2013.
11. Berner, David. Netzdienliche Integration von Photovoltaik-Batterie-Systemen: Entwicklung eines Algorithmus und Potenzialanalyse auf Grundlage einer Modellbildung in Matlab/Simulink. *Masterthesis*. s.l. : HAW Hamburg, 2014.
12. Bundesnetzagentur. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/EEGVerg_Aug-Okt2013.xls?__blob=publicationFile&v=1. Bundesnetzagentur. [Online]
13. Bayrisches Landesamt für Steuern. Finanzamt Bayern. [Online] Juni 2013. [Zitat vom: 26. Februar 2014.] http://www.finanzamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere_Themen/Photovoltaikanlagen/Hilfe_fuer_Photovoltaikanlagen.pdf.
14. Kreditanstalt für Wiederaufbau. [Online] [Zitat vom: 15. Februar 2014.] <https://www.kfw.de/>.
15. Wasserwirtschaft, Bundesverband der Energie- und. *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013*. Berlin : s.n., 27. Mai 2013.

16. Finke, Stefan. Photovoltaik Solarstrom. [Online] 15. Februar 2014. <http://www.photovoltaiksolarstrom.de/photovoltaik-kosten>.
17. Ziegler, Michael. [Online] 15. Februar 2014. <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>.
18. EUpD-Research. Bundesverband Solarwirtschaft. [Online] [Zitat vom: 15. Februar 2014.] <http://www.solarwirtschaft.de/>.
19. Becker, Hans Paul. *Investition und Finanzierung*. Wiesbaden : Gabler Verlag, 2012.
20. Berner, David. Eigenverbrauchsquoten bei Verwendung verschiedener Speicher. *Persönliche Mitteilung*. [Matlabdatei]. Hamburg : s.n., 2014.
21. Bankengruppe, KfW. *Risikogerechtes Zinssystem – Anlage zur Konditionenübersicht für den Endkreditnehmer –*. [PDF] Frankfurt : s.n., 2010.
22. Zapfe, Dr.-Ing. Cedrik. *Statische Anforderungen für Dach- und Freiflächenmontagen*. s.l. : Dr.-Zapfe GmbH, Ingenieurbüro für Konstruktiven Ingenieurbau und Solartechnik, 2010.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Summe der neuinstallierten PV-Leistung pro Jahr in MWp (1)	- 1 -
Abbildung 2 Schematischer Aufbau einer Photovoltaikanlage.....	- 3 -
Abbildung 3 Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle (2)	- 4 -
Abbildung 4 Darstellung der Sonnenbahn im Tages- und Jahresverlauf (5).....	- 8 -
Abbildung 5 Azimuthwinkel α und Neigungswinkel β	- 9 -
Abbildung 6 Strahlungsdiagramm zur Abschätzung der Eignung eines Daches für den Standort Berlin: Angabe ist die Strahlungssumme H in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ (6)	- 9 -
Abbildung 7 Einfluss des Neigungs- und Azimuthwinkels auf die relative Sonnenbestrahlung eines Kollektors abhängig vom Nutzungszeitraum (7).....	- 10 -
Abbildung 8 Jahreswirkungsgrad eines Wechselrichters in Abhängigkeit vom Auslegungsfaktor (3)-	11 -
-	
Abbildung 9 jahresmittleren Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade in Abhängigkeit von der Größe des PV-Speichersystems und der nutzbaren Speicherkapazität normiert auf den Jahresstrombedarf (8)	- 13 -
Abbildung 10 mittlere Stromkosten für 20 Jahre in Abhängigkeit von PV-Anlagengröße und nutzbarer Speicherkapazität (8)	- 14 -
Abbildung 11 Standardlastprofil eines Werktags im Sommer für Haushalte normiert auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh/a (9).....	- 17 -
Abbildung 12 Beispielhafter Lastgang des Profils HH_013 pro Phase (gekennzeichnet durch die verschiedenen Farben) und kumuliert.....	- 18 -
Abbildung 13 Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2013 (9).....	- 25 -
Abbildung 14 Strompreisentwicklung zwischen 2000 und 2013 für Haushalte mit drei Personen und einem Jahresstromverbrauch von 3500 kWh (15).....	- 25 -
Abbildung 15 Auszug aus der PV Preisindexstudie von „Photovoltaikumfrage®“ (17).....	- 26 -
Abbildung 17 PV-Preisindex 4. Quartal 2013 (18).....	- 27 -
Abbildung 17 Vereinfachtes Schaltbild G1.....	- 30 -
Abbildung 18 Vereinfachtes Schaltbild G2.....	- 31 -
Abbildung 19 Skizze von ballastgesichertem Montagesystem für Gründächer	- 32 -
Abbildung 20 Dachbelegung bei Ausrichtung nach Süden	- 33 -
Abbildung 21 Dachbelegung bei Ausrichtung nach Osten und Westen	- 34 -
Abbildung 22 Verschattungskurve für lineare Berechnung Variante 1	- 36 -
Abbildung 23 Modulverschaltungsplan Variante 1.....	- 37 -
Abbildung 24 Modulverschaltungsplan Variante 2.....	- 39 -
Abbildung 25 Verschattungskurve für lineare Berechnung Variante 3 West-Ausrichtung	- 41 -
Abbildung 26 Verschattungskurve für lineare Berechnung Variante 3 Ost-Ausrichtung	- 41 -
Abbildung 27 Modulverschaltungsplan Variante 3.....	- 42 -
Abbildung 28 Modulverschaltungsplan Variante 4.....	- 44 -
Abbildung 29 Prognose der Strompreisentwicklung bis 2034.....	- 51 -

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Annahmen zur wirtschaftlichen Bewertung des Systems.....	- 13 -
Tabelle 2 Prognosen zur Kostenentwicklung der Systemkomponenten und Einspeisevergütung ..	- 13 -
Tabelle 3 Förderung PV-Dachanlagen April 2012 bis April 2014 in ct/kWh (12).....	- 20 -
Tabelle 4 Änderung der Einspeisevergütung in Abhängigkeit von installierter Leistung bei Unterschreitung des Zubaukorridors	- 21 -
Tabelle 5 Änderung der Einspeisevergütung in Abhängigkeit von installierter Leistung bei Überschreitung des Zubaukorridors.....	- 21 -
Tabelle 6 Übersicht der betrachteten Varianten.....	- 34 -
Tabelle 7 Ergebnisse Simulation Variante 1	- 38 -
Tabelle 8 Ergebnisse Simulation Variante 2	- 40 -
Tabelle 9 Ergebnisse Simulation Variante 3	- 43 -
Tabelle 10 Ergebnisse Simulation Variante 4	- 45 -
Tabelle 11 Haushaltlastprofile HH_12 bis HH_014 (10)	- 47 -
Tabelle 12 Speichergrößen und sich ergebene Eigenverbrauchsquote gemäß HTW Berlin.....	- 48 -
Tabelle 13 Eigenverbrauchsquoten gemäß C4DSI (20)	- 48 -
Tabelle 14 Nettoanlagenpreise	- 49 -
Tabelle 15 Laufende Kosten gesamt.....	- 50 -
Tabelle 16 Durchschnittsstrompreise bis 2034	- 52 -
Tabelle 17 Gesamtgewinn und Eigenkapitalrentabilität nach 20 Jahren	- 52 -
Tabelle 18 Zusätzliche Einnahmen durch Verwendung von Speichern nach 20 Jahren	- 53 -

Anlagenverzeichnis

Anhang A	Produktinformation Sonnenbahnindikator und SunEye
Anhang B	Informationen zu synthetischen Haushaltslastprofilen
Anhang C	Kreditkonditionen KfW
Anhang D	technische Zeichnungen Haus
Anhang E	Datenblätter
Anhang F	Berichte PV-Syst Varianten 1 - 4
Anhang G	tabellarische Darstellung der Ergebnisse

Anhang A

Produktinformation

Sonnenbahnindikator und SunEye



Sonnenbahnindikator

Funktion

Mit diesem Gerät kann geprüft werden ob Bäume/Gebäude etc. Schatten auf geplante Modul-/Kollektorflächen werfen. Eine Verschattung könnte die Leistungsminderung einer Solaranlage zur Folge haben.

Die Sonnenbahnfolie zeigt die relevanten Jahres-Einstrahlungskurven unterteilt in die sonnenaktiven Tageszeiten. Schaut man durch das mittels Kompass nach Süden ausgerichtete Gerät, so erkennt man ob Objekte für eine bestimmte Zeit die Sonnenbahn unterbrechen, also eine Verschattung verursachen.

Der Ort für die Installation von Sonnenkollektoren oder Solarmodulen ist optimal gewählt, wenn keine Verschattung, bzw. Verschattung nur zu früher oder später Tageszeit zu erkennen ist.

Eine Solaranlage mit Heizungsunterstützung sollte gerade in den Übergangszeiten nicht verschattet werden. Eine Anlage, die auf einem Westdach montiert ist darf natürlich nicht am Nachmittag verschattet werden.

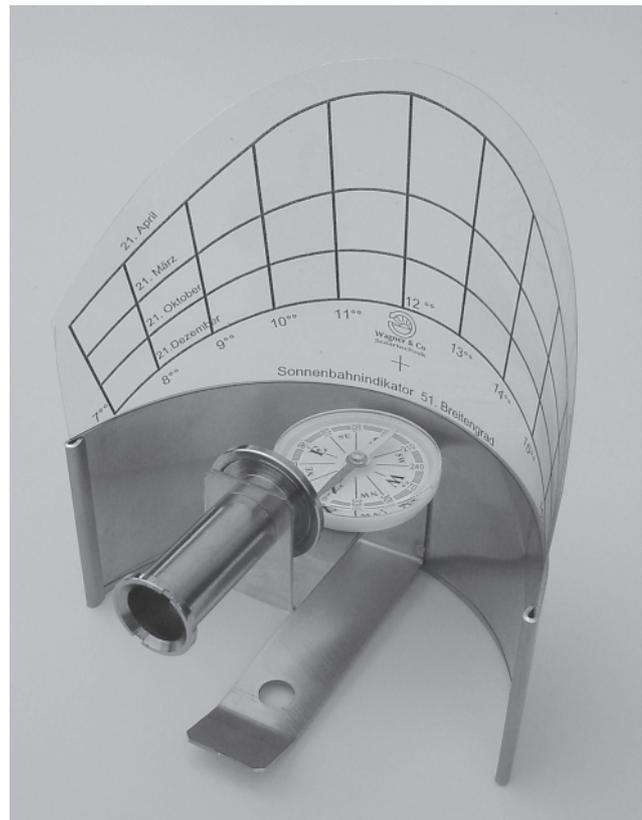


Bild 1 Der Sonnenbahnindikator ist ein pfiffiges Gerät, um am Standort für Sonnenkollektoren mögliche Beschattungen einfach zu erkennen.

Astronomische Anmerkungen

Am 21. Dezember ist in den nördlichen Breiten der kürzeste Tag bzw die kürzeste Sonnenscheindauer und die Sonne hat ihren tiefsten Verlauf. Der 21. Juni ist demgegenüber der längste Tag, an dem die Sonne ihren höchsten Stand hat. Je nach Breitengrad lassen sich unterschiedliche Sonnenbahnen ermittelt. Für Deutschland liefert das Sonnenbahndiagramm des 51. Breitengrades hinreichend genaue Werte.

Eine exakte Zeitangabe wann die Sonne ihren Höchststand(solare Südrichtung) erreicht hat, erhält man, wenn man die offiziellen Sonnenaufgangs- und Untergangszeiten(z.B. aus der Tageszeitung) addiert und dann durch 2 teilt. Ist z.B. der Sonnenaufgang um 7:08 und der Sonnenuntergang um 17:10, so steht die Sonne genau um 12:09 am höchsten.

Verschiedene Computersimulationsprogramme z.B. PVsol ermöglichen eine Eingabe der Verschattung und somit eine genaue Berechnung des solaren Deckungsgrades.

Nie ungeschützt durch das Okular in die Sonne schauen!



Beachten Sie bitte die Unfallverhaltensvorschriften, wenn Sie den Sonnenbahnindikator auf Dächern verwenden!

Zu vernachlässigende Abweichungen:

Die magnetische Nord - Süd - Richtung, mit dem Kompass gemessen, weicht von der realen Nord - Süd - Richtung je nach geografischen Verhältnissen bis zu ca. 2° ab (Fachbegriff: Deklination). Abweichungen von der solaren Südausrichtung gibt es auf Grund der elliptischen Bahn der Erde um die Sonne(max ca +/- 10 Min) und durch die Abweichung vom 15.geografischen Längengrad [(15° - x°) x 4 Min

Beachten sie bitte bei der Messung die Sommerzeitverschiebung um 1 Stunde!



Bild 2 Die zutreffende Sonnenbahnfolie auswählen (51° Brg.= D, 48°-Brg.= D-Süd, Österreich, Schweiz etc.), entlang den dünnen Markierungslinien ausschneiden und in den Edelstahlhalter einschieben.



Bild 3 Den zukünftigen Standort der Solaranlage aufsuchen.



Bild 4 Den Sonnenbahnindikator mit dem Kompass nach Süden ausrichten und dabei möglichst waagrecht halten.

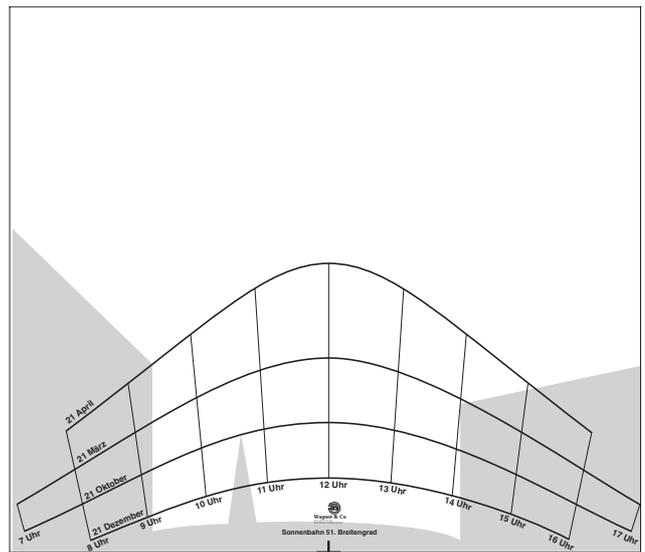


Bild 5 Die Gebäude und Baumumrisse können Sie auf die Sonnenbahnfolie oder auf eine zweite dahintergeklemmte Folie mittels wasserlöslichem Folienschreibers aufzeichnen. Den zukünftigen Standort der Solaranlage aufsuchen.

SOLARPLANET

Bernsdorfer Str. 15

D 35091 Cölbe

www.solarplanet.de

info@solarplanet.de

Tel/Fax: +49 6427-578

Mobil: + 49 173-3125091



Standortbeurteilung und Systementwurf mit Solmetric



Integriertes tragbares Gerät für Standortbeurteilung von Solaranlagen und Abschattungsanalyse.

Vorteile für Sie:

- Schnelle, genaue Messungen und unmittelbares Feedback
- Schnelle Schätzwerte beschleunigen Verkauf und Entwurf
- Daten werden automatisch für spätere Auswertung und Entwürfe gespeichert



**Profiwerkzeuge.
Bessere
Solaranlagen.**

Schnell, präzise, professionell

Das Solmetric **SunEye 210** bietet die neueste Technologie für Solarenergieexperten, die Standorte beurteilen und Schätzungen zur Energieerzeugung aufstellen. Das **SunEye 210** bietet mit seiner einzigartigen Kombination von kalibriertem Fischaugenobjektiv und elektronischen Neigungs- und Kompassensoren ein neues Niveau an Präzision und Komfort.

Hauptmerkmale

- Elektronischer Neigungsmesser
- Elektronischer Kompass
- Bedienung mit einer Hand
- Robustes, benutzerfreundliches Design
- Weltweit gültige 2-jährige Garantie
- Integriertes GPS (optional)
- Live-Aufnahmemodus – beim Begehen des Standorts werden die jährlichen Sonnenpfade in Echtzeit angezeigt
- Hohe Akku-Kapazität
- Digitalkamera mit Fischaugenobjektiv
- Bearbeitung hypothetischer Sonnenpfadhindernisse mit neuem Szenariospeicher



Die Messung der Dachneigung ist jetzt im SunEye 210 integriert. Legen Sie einfach das Gerät auf das Dach oder Modul und lesen Sie Neigung und Azimut ab.



Herausforderungen vor Ort gelöst

- Dachmessungen vom Boden aus mit dem SunEye Erweiterungsset, mit dem Sie das SunEye auf bis zu 5,4 m anheben können
- Mit dem Modus „Auf Ziel ausrichten“ ohne Ausrichtung mit dem Kompass präzise Messungen auf Metalldächern
- Mit „Verfügbarkeit nach Zeitfenster“ Ermittlung einer abschattungsfreien Fläche zum Festlegen eines Monats- und Tageszeitbereichs, in dem die Sonnenverfügbarkeit berechnet wird
- Schnellerfassungsmodus, um die Aufenthaltsdauer auf dem Dach zu minimieren
- Betrieb mit einer Hand, wobei das SunEye für genaue Messwerte nicht mehr waagrecht gehalten und nach Süden ausgerichtet werden muss

Details



Digitalkamera mit Fischaugenobjektiv

Integrierte Stifthalterung

Stoßfestes Gehäuse aus recyceltem Kunststoff

Helles Touchscreen-Display mit hoher Auflösung

Ansicht „Jährliche Sonnenpfade“. Weitere Ansichten zeigen die monatliche Sonnenverfügbarkeit, Hinderniselevationswinkel und Fischaugenbild.

Der USB-Mini-Standardanschluss überträgt SunEye-Daten in die PC-Software Desktop Companion. Bearbeiten und exportieren Sie professionell erstellte Berichte von Ihrem PC.

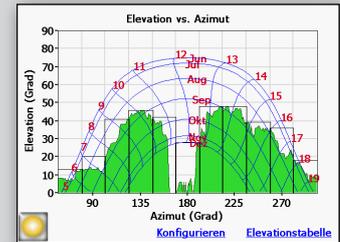
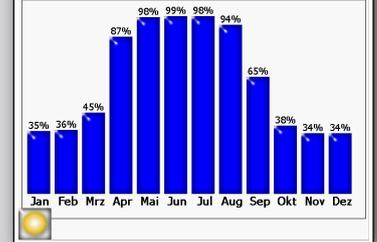
Anzeige von Sonnenverfügbarkeit und Modulausrichtung

Home-Taste

5-Wege-Navigationstasten. Mit der praktischen mittleren Taste lässt sich das Bild im Einhandbetrieb erfassen.

Schnellstart-Tasten: Ausrichtungsmodus und Schnellmessung

Monatliche Solareinstrahlung: (Starr; Neig.=38°; Azim.=180°)



Alternative Datenansichten zeigen monatliche Sonnenverfügbarkeit und Hinderniselevation im Verhältnis zum Azimut

Im Lieferumfang des SunEye:

Hartschalenkoffer mit Schaumstoffaussparungen, Stift, Ladegerät, USB-Kabel, Installations-DVD, Desktopsoftware, Objektivdeckel und Kurzanleitung

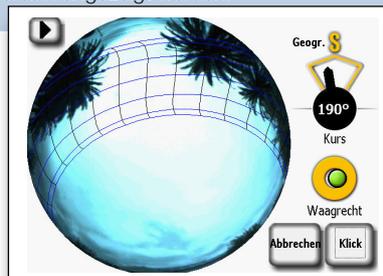
Solmetric Produkte zur Optimierung des SunEye:

Solmetric SunEye Erweiterungskit
Teleskopstange, Befestigungsplatte und Kurzanleitung

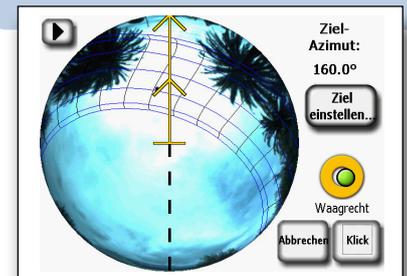
PV Designer

Jahresabonnement über SunEye Desktop Companion Software

In der Vorschau kann der Anwender Hindernisse innerhalb des benutzerdefinierten Bereichs anschaulich erkennen. Die Werte für Sonneneinstrahlung können monatlich, jährlich oder nur für den vom Benutzer definierten Bereich angezeigt werden.



Der Zielmodus ermöglicht exakte Messungen ohne eine Kompass geführte Ausrichtung. Im Umkreis befindliche metallische Objekte stören somit die Messung nicht mehr.



**Profiwerkzeuge.
Bessere Solaranlagen.**

SunEye Extension Kit



Extension Kit-Schnittstelle

Bei Verwendung des Extension Kit werden die Horizonte im SunEye durch Rotation der Teleskopstange aufgenommen. Ein akustisches Signal im SunEye bestätigt die Aufnahme. Durch den geräteigenen Sensor korrigiert das SunEye automatisch die aufgenommenen Horizonte hinsichtlich Ausrichtung und Neigung.

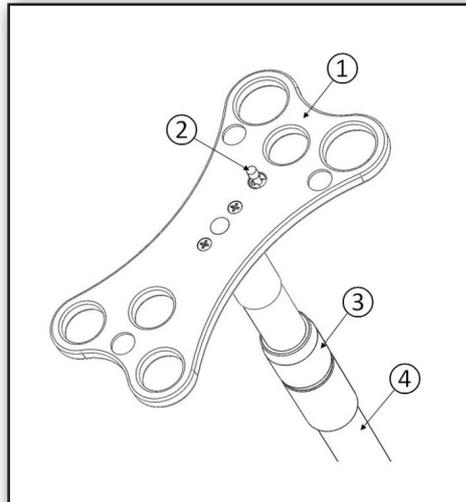


**Profiwerkzeuge.
Bessere
Solaranlagen.**

Erleichterung der Verschattungsmessungen

Häufig sind Abschattungsmessungen erforderlich, jedoch ist die erforderliche Position nicht zugänglich. Beispielsweise kann das Betreten des Daches schwierig oder untersagt sein. Oder ein vorgeschlagenes Bauwerk für die Solaranlage befindet sich erst in der Planungsphase. Berechnungen können schwierig und fehleranfällig sein.

Das SunEye Extension Kit ermöglicht exakte Messungen bis zu einer Höhe von 5,4 m bequem vom Boden aus. Es besteht aus einer ausziehbaren Teleskopstange mit einer Anschlussplatte am oberen Ende, um das SunEye 210 sicher zu befestigen. Die Platte hält das SunEye sicher und schützt es, ohne das Blickfeld der SunEye Kameralinse zu behindern.



Hauptmerkmale

- Geringes Gewicht und robust
- Nicht leitend
- Verlängerbar auf bis zu 5,4 m
- Reduzierbar auf 1,5 m

Teile des SunEye Extension Kit:

1. Befestigungsplatte
2. Befestigungsschraube
3. Einstellvorrichtung / Justierung
4. ausziehbare Teleskopstange



Das Extension Kit ermöglicht Dachmessungen vom Boden aus.

Software PV Designer

Mit dem PV Designer können Sie den geschätzten Energieverbrauch in mehreren „Was-wäre-wenn“ Situationen vergleichen.

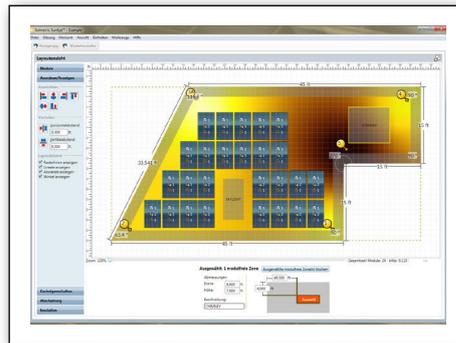


Erstellung überzeugender Angebote

- Generieren Sie anschauliches Bildmaterial
- Einfache Analyse alternativer Anlagendesigns
- Datenexport zur weiterführenden Analyse und Angebotserstellung

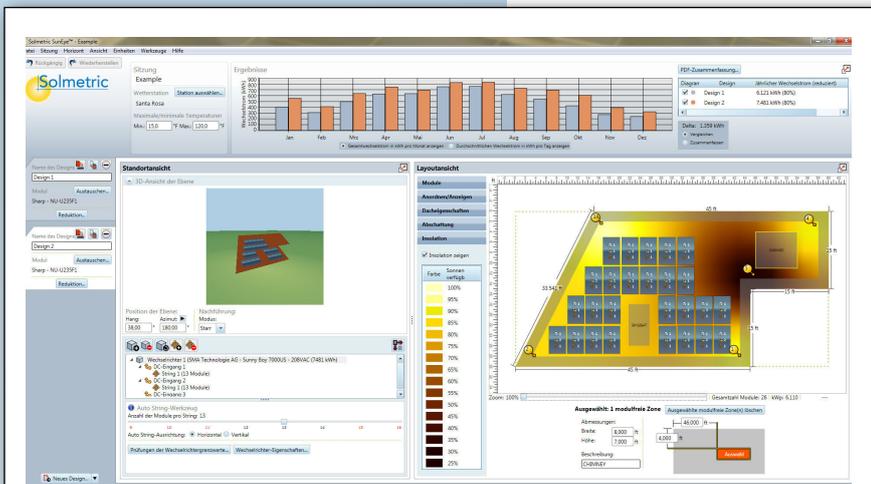
Designen Sie Ihr System:

Zusätzlich zu der Suneye Desktop Software, die im Suneye Lieferumfang inbegriffen ist, bietet Solmetric zur Planung von Photovoltaik Anlagen eine leistungsstarke Software an. Der PV Designer stellt eine komplett integrierte Software dar, die eine an Systemdesign und Verschattungen angepasste Ertragsprognose liefert.



Visualisierung Ihrer PV-Anlage

- Geben Sie eine beliebige Dachform ein und definieren Sie die modulfreien Bereiche
- Mittels „drag & drop“ platzieren Sie unkompliziert Module auf der Dachfläche
- Bestimmen Sie die jeweilige Versträngung und passen Sie die Modulpositionen an
- Mittels „drag & drop“ positionieren Sie die aufgenommenen Horizonte aus dem SunEye



Absolvieren Sie das Online-Tutorial unter www.solmetric.com

Leistungsstarke Prognosen

- Wählen Sie die nächstgelegenen Wetterdaten
- Wählen Sie Module und Wechselrichter aus einer umfangreichen Herstellerdatenbank
- Überprüfen Sie die Stringdimensionierung im Vergleich zu den Grenzbereichen des Wechselrichters
- Visualisieren Sie den täglichen, monatlichen und jährlichen Energieertrag
- Anzeige des Verschattungsverlaufs über die gesamte Dachfläche
- Optimieren Sie die Sonneneinstrahlung und somit die kWh-Produktion



**Profiwerkzeuge.
Bessere
Solaranlagen.**

Anhang B

Informationen zu synthetischen
Haushaltslastprofilen

apDSM ID Haushalt	Wohntyp		Stadt / Land		Gebäudetyp	Gas-Anschluss	Fernwärme	Wärmepumpe	Heizkörper	Umwälzpumpen	Warmwasserboiler	Durchlauferhitzer	Kühlschränke	Gefriergeräte	Waschmaschinen	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Fernseher	Desktop PCs	Beleuchtung
	Personen / HH																			
HH_001	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	1	2	1	1
HH_002	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	2	3	1
HH_003	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	1	1	2	1	1	0	1	3	2	1
HH_004	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	2	1	1
HH_005	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	2	1	1
HH_006	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	2	1	0	0	3	2	1
HH_007	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	3	1	1
HH_008	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	1
HH_009	H4+	5	Land	Haus		nein		1	0	1	1	0	2	1	0	1	1	3	2	1
HH_010	H1	1	Stadt	Haus		nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	2	1	1
HH_011	H2	2	Stadt	Haus		nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	1	1
HH_012	H2	2	Stadt	Haus		nein	ja	0	0	0	0	0	2	1	1	1	1	2	1	1
HH_013	H3	3	Stadt	Haus		nein	ja	0	0	0	0	0	2	1	1	0	1	3	2	1
HH_014	H4+	4	Stadt	Haus		nein	ja	0	1	0	0	0	2	1	1	1	1	2	2	1
HH_015	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	1	1	1
HH_016	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	0	2	1	1
HH_017	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
HH_018	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	0	2	0	1
HH_019	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	2	0	1
HH_020	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	2	1	1	1	3	2	1
HH_021	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1
HH_022	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	3	1	1
HH_023	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	2	1	1
HH_024	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	2	1	0	1	3	2	1
HH_025	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	2	1	1
HH_026	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	2	1	1
HH_027	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	1	2	1	1
HH_028	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	1	3	2	1
HH_029	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	1	0	1	1	1	2	1	1
HH_030	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	2	0	1
HH_031	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1	1
HH_032	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1
HH_033	H1	1	Land	Haus		nein		0	1	1	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1
HH_034	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1
HH_035	H1	1	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1
HH_036	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	2	1	1
HH_037	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	1	1	2	1	1
HH_038	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	2	1	1
HH_039	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	1	2	1	1
HH_040	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	1	2	1	1
HH_041	H2	2	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	1	1	0	1	0	2	1	1
HH_042	H2	2	Land	Haus		nein		1	0	1	0	0	1	0	1	0	1	2	1	1
HH_043	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	3	1	1
HH_044	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	1	1	3	2	1
HH_045	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	3	1	1
HH_046	H3	3	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	1	2	1	1
HH_047	H3	3	Land	Haus		nein		1	0	1	0	0	2	1	1	1	1	3	2	1
HH_048	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	2	2	1
HH_049	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_050	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	0	3	2	1
HH_051	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	1	1	3	2	1
HH_052	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	0	1	0	2	1	1	0	1	2	2	1
HH_053	H4+	5	Land	Haus		nein		0	1	1	0	0	2	1	1	1	1	3	3	1
HH_054	H4+	4	Land	Haus		nein		0	1	1	0	0	2	1	1	1	1	3	2	1
HH_055	H4+	4	Land	Haus		nein		0	1	1	0	0	2	1	1	1	1	3	3	1
HH_056	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	1
HH_057	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	3	2	1
HH_058	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	3	2	1
HH_059	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	2	1	1	1	3	2	1
HH_060	H4+	4	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	2	1	1	0	1	3	2	1
HH_061	H4+	5	Land	Haus		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	1	3	2	1
HH_062	W1	1	Land	Wohnung		nein		0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	0	1
HH_063	W1	1	Land	Wohnung		nein		0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1	1
HH_064	W2	2	Land	Wohnung		nein		0	0	1	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
HH_065	W2	2	Land	Wohnung		nein		0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	2	1	1
HH_066	W3	3	Land	Wohnung		nein		0	0	1	1	0	1	0	1	1	1	2	2	1
HH_067	W4+	5	Land	Wohnung		nein		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	2	2	1
HH_068	W1	1	Stadt	Wohnung		nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
HH_069	W1	1	Stadt	Wohnung		nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2	1	1
HH_070	W1	1	Stadt	Wohnung		nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
HH_071	W1	1	Stadt	Wohnung		nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1
HH_072	W1	1	Stadt	Wohnung		ja		0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1
HH_073	W2	2	Stadt	Wohnung		ja		0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	2	1	1

HH_074	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	1	0	0	0	2	0	1	0	0	1	1	1
HH_075	W3	3	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	2	0	0	1	1	2	2	1
HH_076	W4+	4	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_077	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	2	1	1
HH_078	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1
HH_079	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	1	0	0	0	2	0	1	0	1	2	2	1
HH_080	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	2	0	1	0	1	1	1	1
HH_081	W3	3	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_082	W4+	4	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_083	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	1	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	1
HH_084	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
HH_085	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1
HH_086	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	2	1	1	0	1	1	1	1
HH_087	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
HH_088	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
HH_089	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	2	1	1
HH_090	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1
HH_091	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
HH_092	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	2	0	1
HH_093	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	2	1	0	0	1	2	0	1
HH_094	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1
HH_095	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	2	0	1
HH_096	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1
HH_097	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1
HH_098	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1
HH_099	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
HH_100	W1	1	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1
HH_101	W2	2	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	2	1	1
HH_102	W2	2	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	2	1	1
HH_103	W2	2	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1
HH_104	W2	2	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	2	0	1	0	1	1	1	1
HH_105	W2	2	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
HH_106	W3	3	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_107	W3	3	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	2	2	1
HH_108	W3	3	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_109	W3	3	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	2	1
HH_110	W4+	5	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2	2	1
HH_111	W4+	4	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	2	2	1
HH_112	W4+	5	Stadt	Wohnung	nein	ja	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	2	2	1
HH_113	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1
HH_114	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1
HH_115	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1
HH_116	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
HH_117	W1	1	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	2	1	1
HH_118	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	2	1
HH_119	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	1	0	1	1	1	2	1	1
HH_120	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	2	2	1
HH_121	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1
HH_122	W2	2	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	2	1	1
HH_123	W3	3	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	0	0	2	1	1	0	0	2	2	1
HH_124	W3	3	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	0	0	1	1	1	0	1	2	2	1
HH_125	W4+	5	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	2	2	1
HH_126	W4+	4	Stadt	Wohnung	ja		0	0	1	1	0	2	0	1	0	1	2	2	1

Anhang C

Kreditkonditionen der KfW

Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe (Stand: 19.02.2014)

- die Festlegung des Zinssatzes erfolgt grundsätzlich bei Zusage durch die KfW -

Unser Service für Sie: Konditionen-Faxabruf unter +49 69 7431 4214

Programm Laufzeit / tilgungsfreie Anlaufjahre / Zinsbindung	KP- Nr.	Anmerkung	maximaler Zinssatz EKN % Sollzins (Effektivzins) ¹⁾									Aus- zah- lung %	Bereit- stellungs- provision p.M. % ²⁾	Zinssätze gültig ab
			Bei Programmen mit risikogerechtem Zinssystem gelten die Preisklassen											
			A	B	C	D	E	F	G	H	I			

Finanzierung von Umweltinvestitionen														
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 5/ 1/ 5	270	3)	1,45 (1,46)	1,70 (1,71)	2,10 (2,12)	2,40 (2,42)	2,90 (2,93)	3,50 (3,55)	4,20 (4,27)	4,70 (4,78)	5,80 (5,93)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 10/ 2/ 10	270	3)	2,25 (2,27)	2,50 (2,52)	2,90 (2,93)	3,20 (3,24)	3,70 (3,75)	4,30 (4,37)	5,00 (5,09)	5,50 (5,61)	6,60 (6,77)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 20/ 3/ 10	270	3)	2,70 (2,73)	2,95 (2,98)	3,35 (3,39)	3,65 (3,70)	4,15 (4,22)	4,75 (4,84)	5,45 (5,56)	5,95 (6,08)	7,05 (7,24)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 20/ 3/ 20	270	3)	3,40 (3,44)	3,65 (3,70)	4,05 (4,11)	4,35 (4,42)	4,85 (4,94)	5,45 (5,56)	6,15 (6,29)	6,65 (6,82)	7,75 (7,98)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" - Photovoltaik 5/ 1/ 5	274	3)	1,45 (1,46)	1,70 (1,71)	2,10 (2,12)	2,40 (2,42)	2,90 (2,93)	3,50 (3,55)	4,20 (4,27)	4,70 (4,78)	5,80 (5,93)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" - Photovoltaik 10/ 2/ 10	274	3)	2,25 (2,27)	2,50 (2,52)	2,90 (2,93)	3,20 (3,24)	3,70 (3,75)	4,30 (4,37)	5,00 (5,09)	5,50 (5,61)	6,60 (6,77)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" - Photovoltaik 20/ 3/ 10	274	3)	2,70 (2,73)	2,95 (2,98)	3,35 (3,39)	3,65 (3,70)	4,15 (4,22)	4,75 (4,84)	5,45 (5,56)	5,95 (6,08)	7,05 (7,24)	100	0,25	07.02.2014
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" - Photovoltaik 20/ 3/ 20	274	3)	3,40 (3,44)	3,65 (3,70)	4,05 (4,11)	4,35 (4,42)	4,85 (4,94)	5,45 (5,56)	6,15 (6,29)	6,65 (6,82)	7,75 (7,98)	100	0,25	07.02.2014

1) Effektivzinssatz für die Dauer der Zinsbindungsfrist. Soweit in der Darlehenszusage nicht anders angegeben, wurden die ausgewiesenen Effektivzinssätze unter programmspezifischen Annahmen berechnet; sie gelten jeweils für den Fall, dass in dem jeweiligen Kreditprogramm taggenau die maximal möglichen Laufzeitjahre ab dem 30.12. des laufenden Kalenderjahres, die maximal mögliche Anzahl tilgungsfreier Anlaufjahre und der maximal mögliche Zinsbindungszeitraum in Anspruch genommen werden. Diese Daten sind dem Merkblatt des jeweiligen Kreditprogramms zu entnehmen. Von diesen Annahmen abweichende Darlehensbedingungen können im Einzelfall zu einem abweichenden Effektivzinssatz in der Darlehenszusage führen.

2) beginnend zwei Bankarbeitstage und einen Monat (vier Monate in den Programmen Wohneigentum, Altersgerecht Umbauen (159) und Wohnraum Modernisieren) nach Zusage für noch nicht ausgezahlte Kreditbeträge.

3) die Ermittlung der Preisklassen ist in der Anlage zur Konditionenübersicht für den Endkreditnehmer zum Risikogerechten Zinssystem erläutert.

Risikogerechtes Zinssystem

– Anlage zur Konditionenübersicht für den Endkreditnehmer –

KfW-Förderkredite unterstützen Sie bei der Finanzierung durch günstige Zinssätze und lange Laufzeiten. Sie bieten Ihnen zugleich Sicherheit und Flexibilität: Die Zinsen sind für längere Zeit fest; außerdem sind tilgungsfreie Anlaufjahre sowie in einzelnen Programmen vorzeitige Rückzahlungen möglich.

Warum gibt es ein risikogerechtes Zinssystem?

Unternehmen stehen wirtschaftlich sehr unterschiedlich da; ebenso gibt es vielfältige Besicherungsmöglichkeiten für einen Kredit. Risikogerechte Zinsen berücksichtigen dies. So wird für viele Unternehmen der Zugang zu KfW-Förderkrediten erleichtert.

Wovon hängen risikogerechte Zinsen ab?

Die Zinsen werden von Ihrer Bank oder Sparkasse (Hausbank), die das Risiko eines Kreditausfalls trägt, festgelegt. Bei der Festlegung berücksichtigt sie

- die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens (Bonität) sowie
- die gestellten Sicherheiten (Werthaltigkeit der Besicherung).

Dabei gilt der Grundsatz: je besser die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens und je werthaltiger die gestellten Sicherheiten, desto niedriger der Zinssatz.

In welchen Programmen findet das risikogerechte Zinssystem Anwendung?

- KfW-Sonderprogramm
- KfW-Unternehmerkredit (Investitionsvariante, Betriebsmittelvariante)
- Unternehmerkapital – Kapital für Arbeit und Investitionen (Fremdkapitaltranche)
- ERP-Regionalförderprogramm
- ERP-Innovationsprogramm – Fremdkapitaltranche
- ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm
- KfW-Programm Erneuerbare Energien
- BMU-Umweltinnovationsprogramm
- Förderprogramm "Sozial Investieren"
- Förderprogramm "Kommunal Investieren"

Wie legt die Hausbank den risikogerechten Zins für Ihren KfW-Förderkredit fest?

Ihre Hausbank geht dabei in 3 Schritten vor:

1. Schritt: Ihre Hausbank prüft die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens (Bonität)

Dazu benötigt sie Unterlagen zur Vermögens- und Ertragslage Ihres Unternehmens. Dies sind i. d. R. aktuelle Jahresabschlüsse, betriebswirtschaftliche Auswertungen oder ggf. Einnahmen-Überschuss-Rechnungen.

Auf dieser Basis schätzt sie ein, welches Risiko mit der Kreditvergabe an Ihr Unternehmen verbunden ist. Zusätzlich fließen weitere Faktoren ein, die nach Einschätzung der Hausbank

die Zukunftsaussichten Ihres Unternehmens beeinflussen. Die Hausbank verwendet zur Risikoeinschätzung so genannte Ratingverfahren oder andere Bewertungsmodelle.

Auf dieser Grundlage ordnet Ihre Hausbank Ihr Unternehmen in so genannte Bonitätsklassen ein:

Tabelle 1:

Bonitätsklasse RGZS	Bonitätseinschätzung durch die Hausbank	Risikoeinschätzung durch die Hausbank	Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit
1	ausgezeichnet	niedrig	≤ 0,10 %
2	sehr gut		> 0,10 % und ≤ 0,40 %
3	gut		> 0,40 % und ≤ 1,20 %
4	befriedigend		> 1,20 % und ≤ 1,80 %
5	noch befriedigend		> 1,80 % und ≤ 2,80 %
6	ausreichend		> 2,80 % und ≤ 5,50 %
7	noch ausreichend	hoch	> 5,50 % und ≤ 10,00 %

Beispiel:

Die Hausbank schätzt die wirtschaftlichen Verhältnisse als "befriedigend" ein. Im Ratingverfahren hat sie eine Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit¹ von 1,4 % ermittelt. Daraus ergibt sich die Bonitätsklasse 4.

2. Schritt: Ihre Hausbank prüft die vorgesehenen Sicherheiten

Die für den Kredit vorgesehenen Sicherheiten, z. B. Grundschulden oder Sicherungsübereignungen, werden von der Hausbank bewertet. Hierbei schätzt sie ein, welcher Anteil des Kredits durch erwartete Erlöse aus den Sicherheiten abgedeckt werden kann (Werthaltigkeit der Besicherung).

Im Wesentlichen kommt es auf den erwarteten Wiederverkaufswert an. Dieser wird u. a. beeinflusst durch die Art der Sicherheit, die Höhe der nutzungsbedingten Wertminderung, die Marktgängigkeit und den allgemeinen technischen Fortschritt. Auf dieser Grundlage ordnet die Hausbank die Sicherheiten in sogenannte Besicherungsklassen ein:

Tabelle 2:

Besicherungsklasse RGZS	werthaltige Besicherung in Prozent
1	≥ 70 %
2	> 40 % und < 70 %
3	≤ 40 %

Beispiel:

Die Hausbank ermittelt, dass eine Grundschuld den Kredit zu 60 % abdeckt. Daraus ergibt sich Besicherungsklasse 2.

¹ Die Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit wird mit einem Ratingverfahren ermittelt. Sie drückt die statistische Wahrscheinlichkeit aus, dass der Kreditnehmer innerhalb eines Jahres zahlungsunfähig wird. Für die Laufzeit eines Kredites ist die Ausfallwahrscheinlichkeit um ein Vielfaches höher (z. B. für einen Zeitraum von 10 Jahren ca. das 10-fache, in Abhängigkeit von der Entwicklung der wirtschaftlichen Verhältnisse des Kreditnehmers).

3. Schritt: Ihre Hausbank ermittelt den Preis für Ihren Förderkredit

Durch Kombination von Bonitätsklasse und Besicherungsklasse ermittelt die Hausbank die Preisklasse Ihres Förderkredits. Jede Preisklasse steht für einen maximalen Zinssatz. Ihr individueller Zinssatz liegt unterhalb oder auf diesem maximalen Zinssatz.

Die Zinsobergrenzen der jeweiligen Preisklassen werden von der KfW in ihrer Konditionenübersicht veröffentlicht.

Als Grundsatz gilt: je niedriger das Ausfallrisiko innerhalb einer Bonitätsklasse und je werthaltiger die Besicherung in einer Besicherungsklasse, desto niedriger fällt Ihr individueller Zinssatz aus.

Tabelle 3:

Bonitätsklasse	1	1	1	2	2	3	4	2	3	5	4	6	5	3	4	6	5
Besicherungsklasse	1	2	3	1	2	1	1	3	2	1	2	1	2	3	3	2	3
Preisklasse	A	B	C	D	E	F	G	H	I								

Neben den in Tabelle 3 genannten Kombinationen sind bei Anträgen ohne Haftungsfreistellung auch die Kombinationen Bonität und Besicherung 7/1, 7/2 und 6/3 zusagefähig.

Für die Kombination 7/1 und 7/2 gilt der maximale Zinssatz der Preisklasse I, für die Kombination 6/3 erhöht sich der maximale Zinssatz der Preisklasse I um 2,30 Prozentpunkte. (Im KfW-Sonderprogramm gelten gesonderte Bedingungen.)

Beispiel:

Bei einer **Bonitätsklasse 3** und einer **Besicherungsklasse 2** ergibt sich die **Preisklasse E**.

Im folgenden Preisbeispiel (Tabelle 4) darf in diesem Fall (Preisklasse E) der Zins des Förderkredits einen Zinssatz von derzeit 4,49 % p. a. effektiv nicht überschreiten; er kann sehr wohl darunter liegen.

Tabelle 4: Preisbeispiel für den KfW-Unternehmerkredit – KMU-Fenster

Preisklasse	Maximaler Zinssatz des Förderkredits
A	2,96 %
B	3,22 %
C	3,64 %
D	3,96 %
E	4,49 %
F	5,12 %
G	5,87 %
H	6,41 %
I	7,60 %

* Die Effektivzinssätze in dieser Übersicht sind Preisbeispiele für den "KfW-Unternehmerkredit – KMU-Fenster" mit 10 Jahren Laufzeit und 2 tilgungsfreien Jahren (Stand: 01.07.2010). Welcher Zins im risikogerechten System tatsächlich zum Tragen kommt, ist abhängig von den am Tag der Kreditzusage der KfW gültigen Konditionen.

Die aktuell gültige Konditionenübersicht finden Sie unter www.kfw.de.

Wie nutzen Sie das risikogerechte Zinssystem optimal?

Banken beurteilen bei der Kreditvergabe unter anderem die Vermögens- und Ertragslage sowie Faktoren, die die Zukunftsaussichten des Unternehmens beeinflussen. Deshalb sollten Sie Ihre Hausbank mit entsprechenden Unterlagen umfassend informieren.

Zudem lohnt es sich, sich die Gründe, die zu der konkreten Einschätzung Ihres Unternehmens hinsichtlich Bonität und Besicherung geführt haben, erläutern zu lassen. So können Sie erkennen, durch welche Maßnahmen (z. B. Verstärkung des Eigenkapitals) sich mittelfristig die Bonität Ihres Unternehmens und damit die Einschätzung durch Ihre Hausbank verbessern lässt. Dies kann sich bei künftigem Finanzierungsbedarf positiv auf den Zins für die dann benötigten Kredite auswirken.

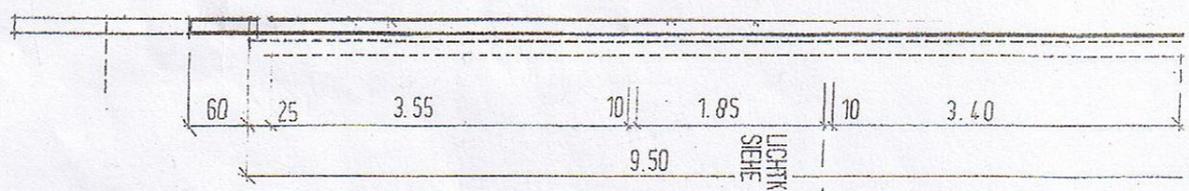
Sie können sich Vergleichsangebote bei mehreren Banken oder Sparkassen einholen.

Für besondere Finanzierungsanlässe bietet die KfW spezielle Förderprogramme an, z. B. für Gründer KfW-Start-Geld oder das ERP-Kapital für Gründung und für technologieorientierte Gründungen den ERP-Startfonds.

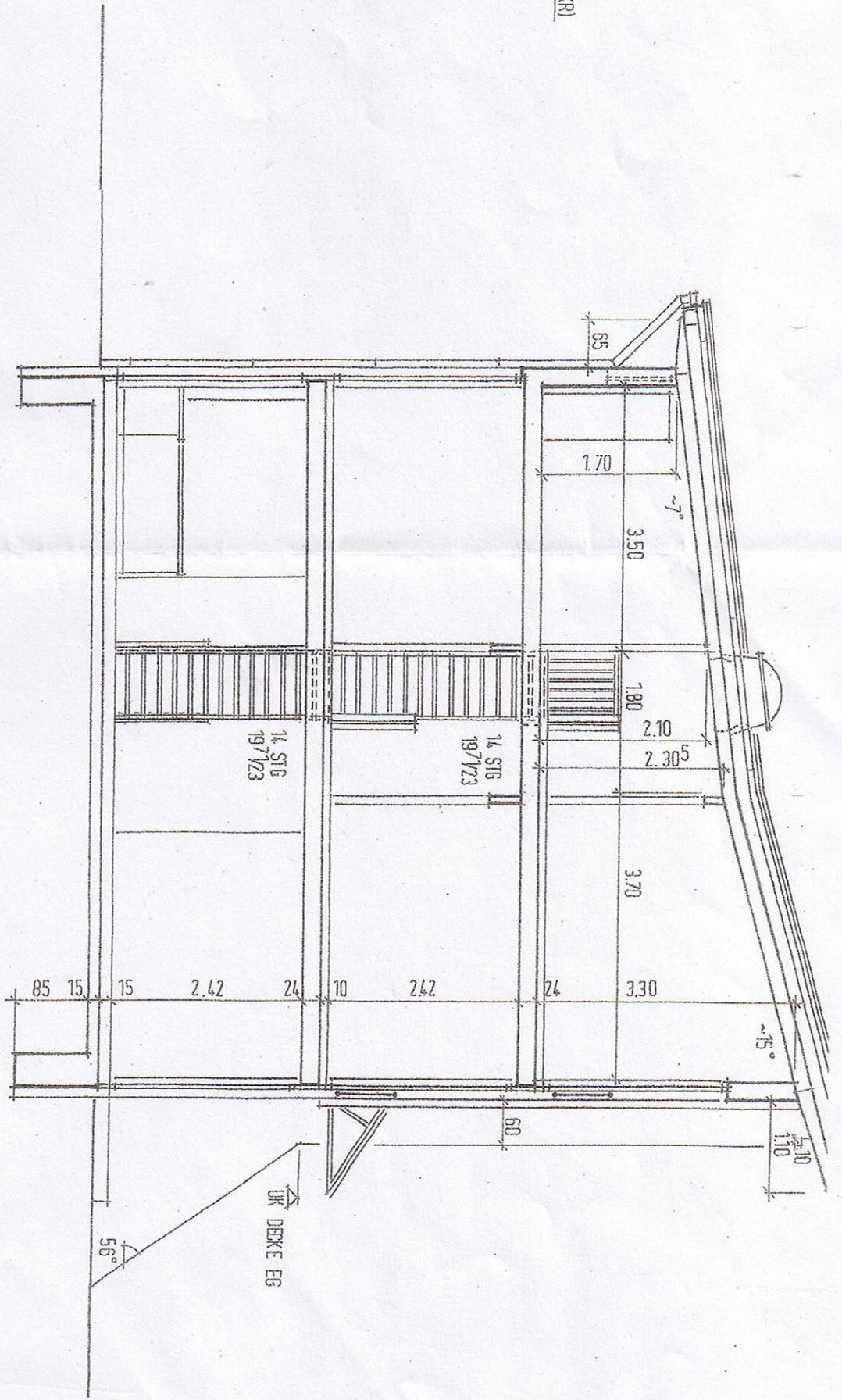
Anhang D

technische Zeichnungen des Gebäudes

1.50



SCHNITT

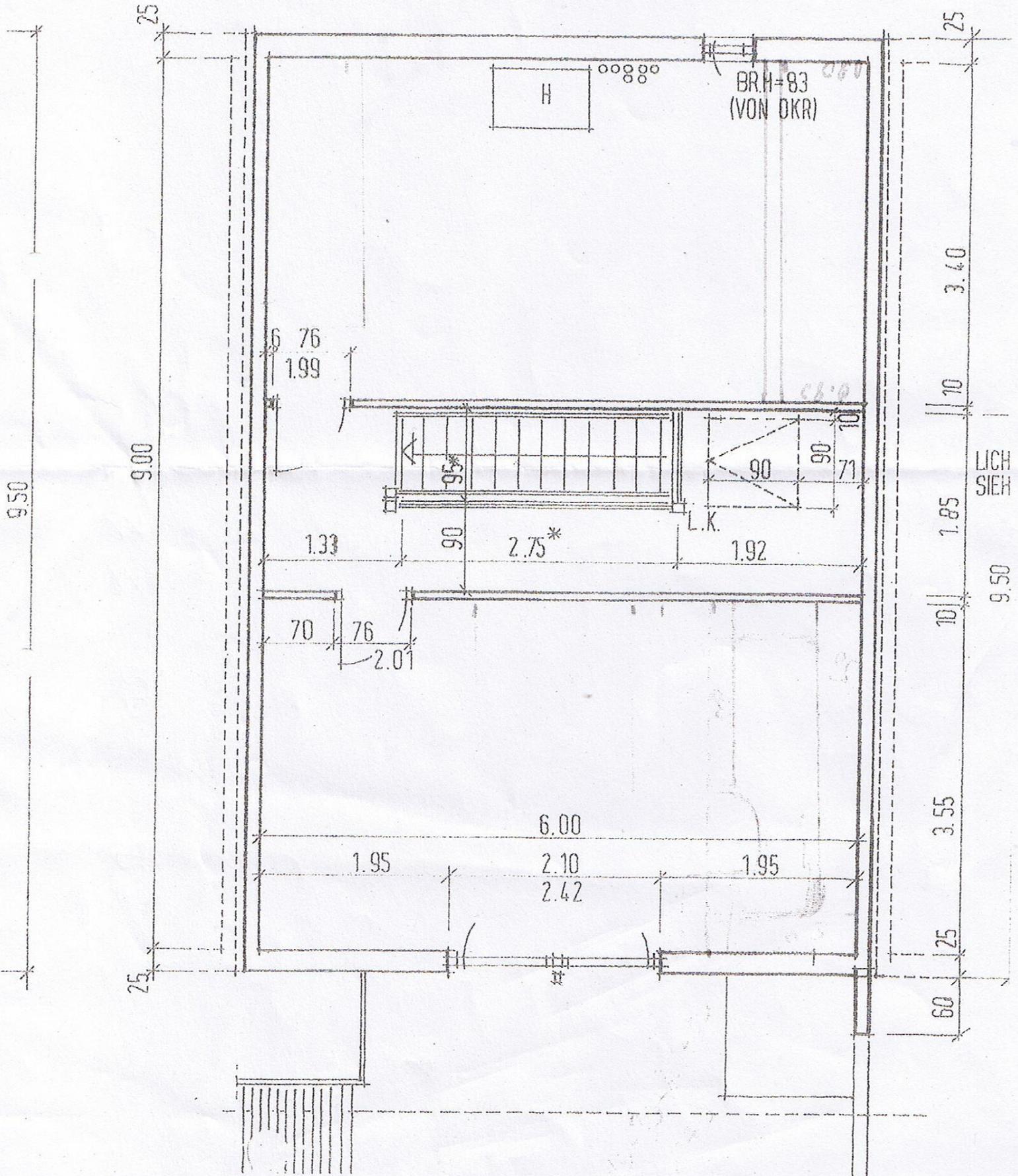


OG

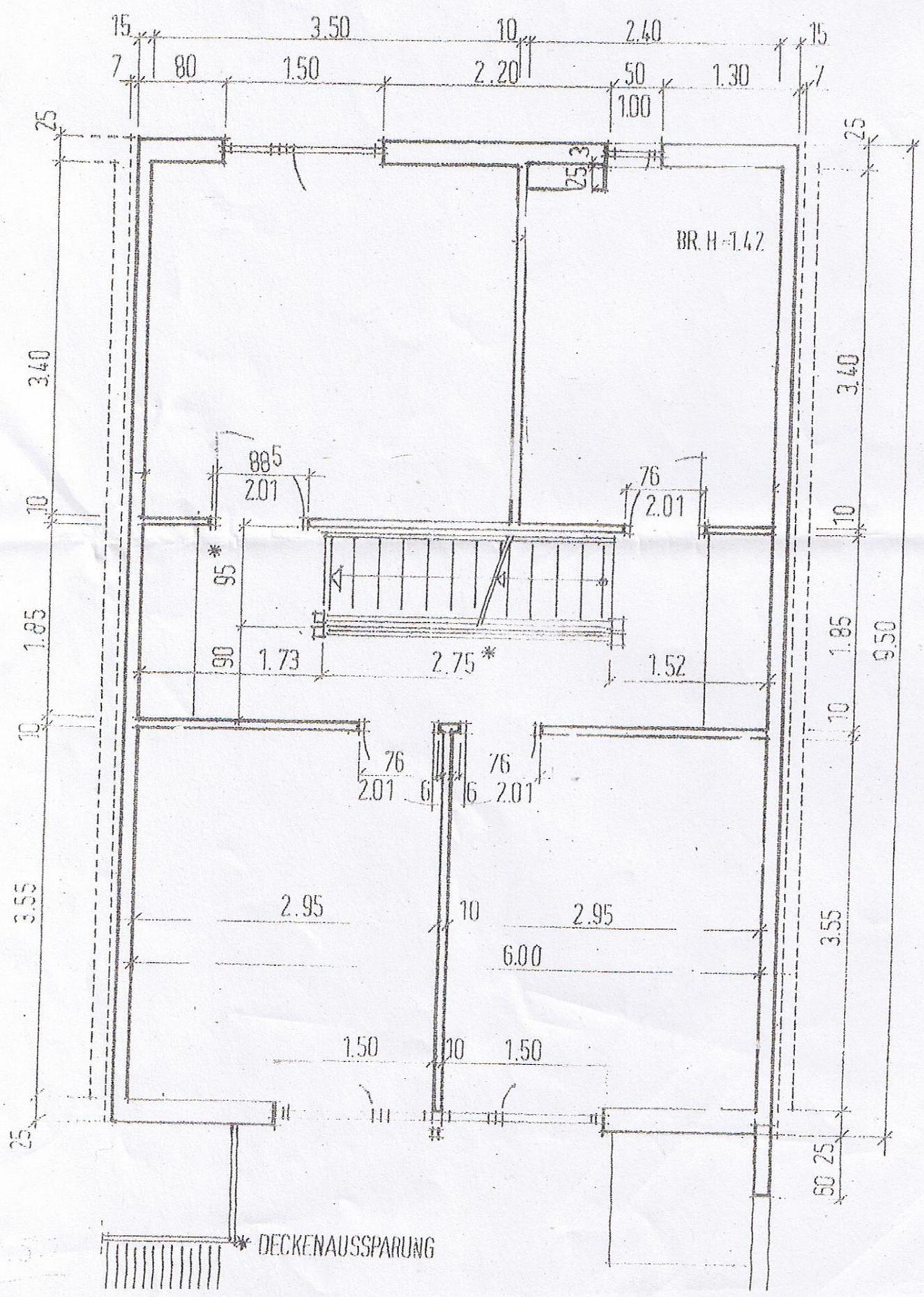
1:50 = 19% \approx

Von Vorlage!

D



OG

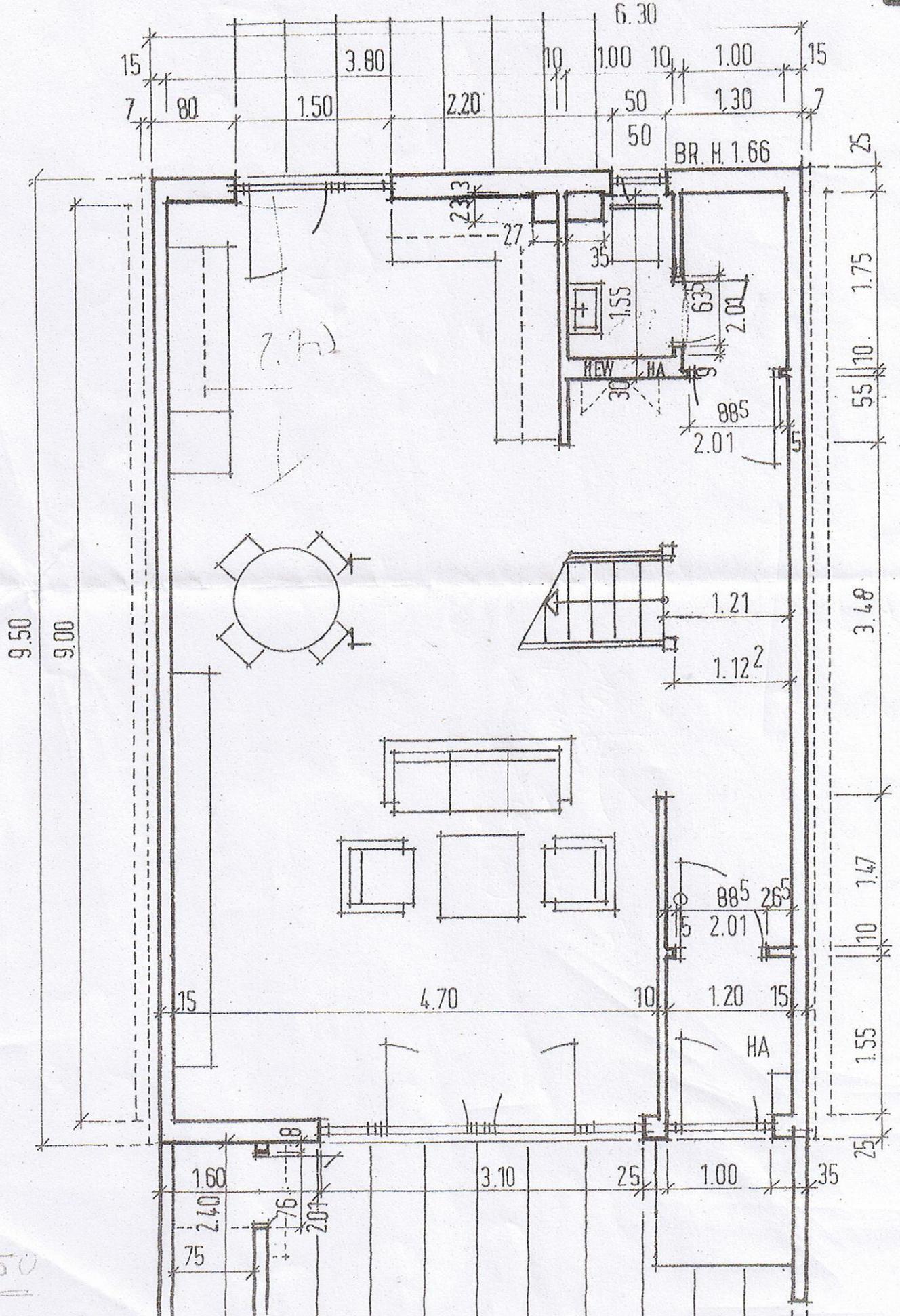


9.00

2.5

A.5.7

* DECKENAUSSPARUNG



Anhang E

Datenblätter

SolRack Alu

Die universelle Beschwerung
speziell für Dächer mit Kiesschüttung

- Nach den Bauregellisten zugelassener Werkstoff
- Optimierte Hochsickenform
- Korrosionsbeständig und wertstabil
- Schnell zu montieren
- Gute Drainagewirkung speziell bei begrünten Dächern



SolRack Alu ist ideal in Kombination mit den bewährten Schletter-Flachdachmontagesystemen. Die beständige Platte aus gekantetem Aluminiumblech wird von Schletter in der speziell entworfenen Geometrie gefertigt. Somit ist sie ideal für die Beschwerung mit einer auf dem Dach vorhandenen Kiesschüttung geeignet. Alternativ kann die Platte auch mit Betongewichten (z.B. Gehwegplatten) ballastiert werden. Die Platten dürfen nicht längs unter der Stütze montiert werden!



Montagebeispiele

- Eine Flachdachstütze auf zwei Platten waagrecht
- Eine Flachdachstütze auf einer Platte waagrecht (nur in Verbindung mit dem System CompactVario wodurch das „Kippen“ reduziert wird).



CompactVario

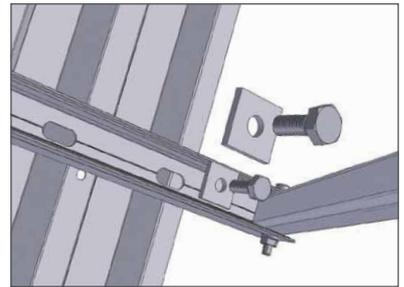
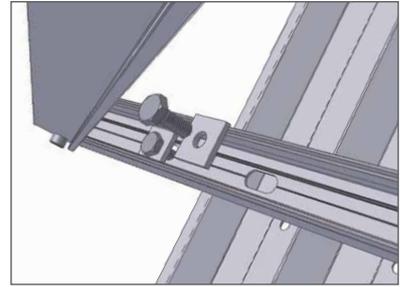
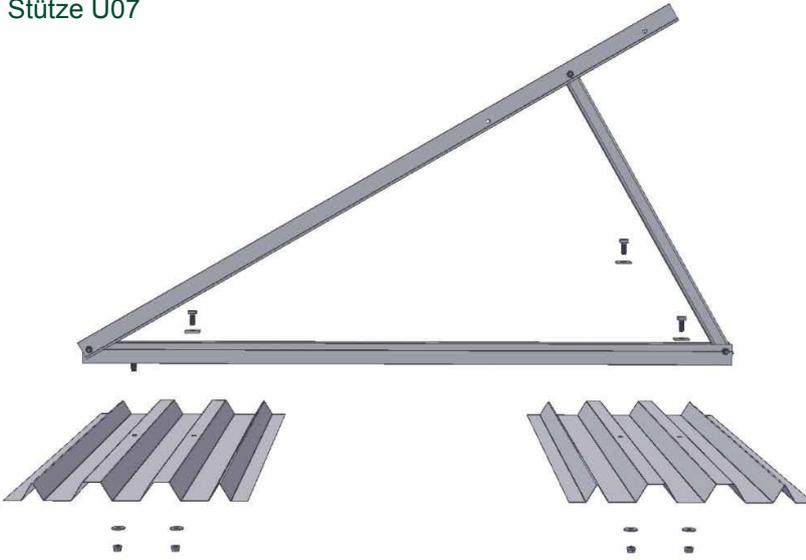
Technische Daten

Material	Aluminium AlMg3, ca. 455 x ca. 1200 (0,55 m ²) x ca. 1mm (34mm total)
Kalkulation und Bestellung	Kalkulation bzw. Bestellung z.B. mit unserer Autokalkulator-Software
Statik und Beschwerung	Gemäß Systemstatik nach DIN 1055 neu und Eurocode 1
Gewicht der Kiesschüttung	Rillen eben verfüllt: ca. 16kg pro Platte pro weiterer cm Schüttung: ca. 10kg pro Platte
160002-001	SolRack Alu (1 Platte)
Zubehör (nicht enthalten)	
2 Stk. 943410-025	Vierkantschrauben M10x25
2 Stk. 943912-010	Flanschmuttern M10 mit Sperrverzahnung DIN6923
2 Stk. 943922-010	Unterlegscheiben M10 (groß) DIN9021 VA

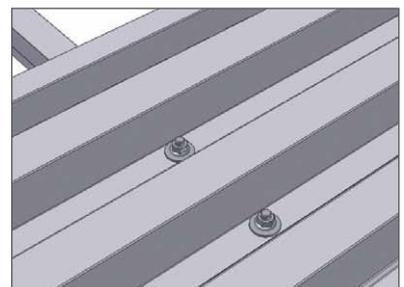
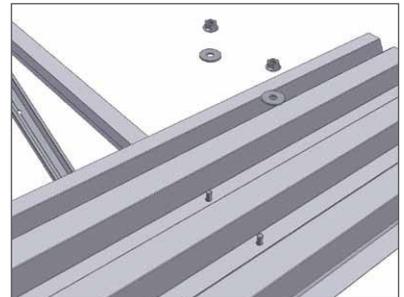
Alle Systempreise bequem und schnell mit unserem Autokalkulator!
Weitere Informationen und Garantieerklärung unter: www.schletter.de

Montagehinweise

Stütze U07



Stütze N07





S-Class Professional

Polykristallin, 240 - 255Wp

Leistungsstark. Zuverlässig. Vielseitig.

Flexible und einfache Montage:

- Erweiterte Klemmbereiche
- Up-side down Montage möglich*
- Auflast bis 5400 Pa

Leistungsoptimiert:

- Antireflexglas sorgt für hohe Erträge auch bei diffuser Einstrahlung
- Positive Leistungsklassifizierung
- Branchenführende NOCT-Werte
- 100 % PID-Safe

Garantie und Sicherheit:

- Fertigung in der CENTROSOLAR Sonnenstromfabrik, nach DIN EN ISO 9001:2008, ISO 14001:2009 und OHSAS 18001:2007 zertifiziert
- Salznebel-Korrosionstest nach IEC 61701 Ed. 2
- Ammoniak-Beständigkeitsprüfung nach IEC 62716 Draft C
- 10 Jahre Produktgarantie**
- 26 Jahre lineare Leistungsgarantie**



Neu!

Geringe Farbabweichungen bei Modulen sind produktionsbedingt möglich.

* Ab Modul-Seriennummer 2564702 freigegeben

** Ausführliche Informationen entnehmen Sie bitte den Garantiebedingungen der Centrosolar AG.





Effizient

- Wirkungsgrad 96 %
- Transformatorlos

Sicher

- Integrierter DC-Lasttrennschalter ESS (optional)

Zuverlässig

- Bewährte Technik
- Wartungsfrei dank Konvektionskühlung

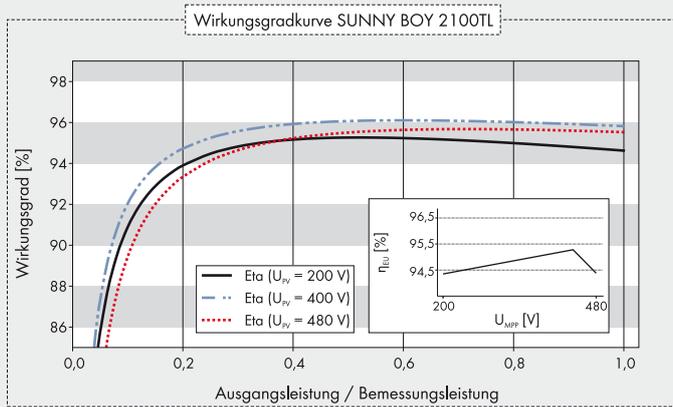
Einfach

- DC-Stecksystem SUNCLIX

SUNNY BOY 1300TL / 1600TL / 2100TL

Die Kleinen für große Erträge

Mit einer Kombination aus großem Eingangsspannungs- und Eingangsbereich eignet sich dieser transformatorlose Sunny Boy für den Anschluss nahezu aller marktüblichen kristallinen PV-Module. Als bewährtes Einstiegsgerät bietet er einen Wirkungsgrad der Spitzenklasse. Sein geringes Gewicht und robustes Gehäuse ermöglichen eine einfache Montage im Innen- und Außenbereich. Mit seinen drei Leistungsklassen ist er der ideale Wechselrichter für kleinere PV-Anlagen.



Zubehör



RS485-Schnittstelle
485PB-NR



Bluetooth-Schnittstelle
BTPBINV-NR



Speedwire/Webconnect-
Schnittstelle SWPB-10

¹ Gilt ab Firmware 4.50

² Gilt nicht für alle nationalen Anhänge der EN 50438

● Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar

Stand Mai 2013

Angaben bei Nennbedingungen

Technische Daten	Sunny Boy 1300TL	Sunny Boy 1600TL	Sunny Boy 2100TL
Eingang (DC)			
Max. DC-Leistung (@ cos φ=1)	1400 W	1700 W	2200 W
Max. Eingangsspannung	600 V	600 V	600 V
MPP-Spannungsbereich	115 V ¹ - 480 V	155 V - 480 V	200 V - 480 V
Bemessungseingangsspannung	400 V	400 V	400 V
Min. Eingangsspannung / Start-Eingangsspannung	100 V ¹ / 120 V ¹	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. Eingangsstrom / max. Eingangsstrom pro String	12 A ¹ / 12 A ¹	12 A ¹ / 12 A ¹	12 A ¹ / 12 A ¹
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge / Strings pro MPP-Eingang	1 / 1	1 / 1	1 / 2
Ausgang (AC)			
Bemessungsleistung (@ 230 V, 50 Hz)	1300 W	1600 W	1950 W
Max. AC-Scheinleistung	1300 VA	1600 VA	2100 VA
AC-Nennspannung	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
AC-Nennspannungsbereich	180 V - 260 V	180 V - 260 V	180 V - 260 V
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz
Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. Ausgangsstrom	7,2 A	8,9 A	11 A
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung	1	1	1
Einspeisephasen / Anschlussphasen	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Wirkungsgrad			
Max. Wirkungsgrad / Euro-eta	96,0 % / 94,3 %	96,0 % / 95,0 %	96,0 % / 95,2 %
Schutzeinrichtungen			
Eingangsseitige Freischaltstelle	○	○	○
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung	● / ●	● / ●	● / ●
DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit / galvanisch getrennt	● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -
Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit	●	●	●
Schutzklasse (nach IEC 62103) / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1)	I / III	I / III	I / III
Allgemeine Daten			
Maße (B / H / T)	440 / 339 / 214 mm (17,3 / 13,3 / 8,4 inch)	440 / 339 / 214 mm (17,3 / 13,3 / 8,4 inch)	440 / 339 / 214 mm (17,3 / 13,3 / 8,4 inch)
Gewicht	16 kg (35,3 lb)	16 kg (35,3 lb)	16 kg (35,3 lb)
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Geräuschemission, typisch	33 dB(A)	33 dB(A)	33 dB(A)
Eigenverbrauch (Nacht)	0,1 W	0,1 W	0,1 W
Topologie	Transformatorlos	Transformatorlos	Transformatorlos
Kühlkonzept	Konvektion	Konvektion	Konvektion
Schutzart (nach IEC 60529)	IP65	IP65	IP65
Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	100 %	100 %	100 %
Ausstattung			
DC-Anschluss / AC-Anschluss	SUNCLIX/Steckverbinder	SUNCLIX/Steckverbinder	SUNCLIX/Steckverbinder
Display	Textzeile	Textzeile	Textzeile
Schnittstellen: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 Jahre	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ² , G83/1-1, IEC 62109-1/-2, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1		
Typenbezeichnung	SB 1300TL-10	SB 1600TL-10	SB 2100TL

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL



STP 5000TL-20 / STP 6000TL-20 / STP 7000TL-20 / STP 8000TL-20 / STP 9000TL-20



Wirtschaftlich

- Maximaler Wirkungsgrad von 98 %
- Verschattungsmanagement durch OptiTrac Global Peak
- Aktives Temperaturmanagement durch OptiCool

Flexibel

- DC-Eingangsspannung bis 1.000 V
- Integrierte Netzmanagementfunktionen
- Blindleistungseinspeisung
- Modulgenaue Anlagenauslegung durch Optiflex

Kommunikativ

- SMA Webconnect Portalkommunikation
- Bluetooth® Kommunikation
- Einfache Ländereinstellung
- Multifunktionsrelais serienmäßig

Einfach

- Dreiphasige Einspeisung
- Werkzeugloser Kabelanschluss
- DC-Stecksystem SUNCLIX
- Integrierter DC-Lasttrennschalter ESS
- Einfache Wandmontage

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Der Dreiphasige fürs Eigenheim

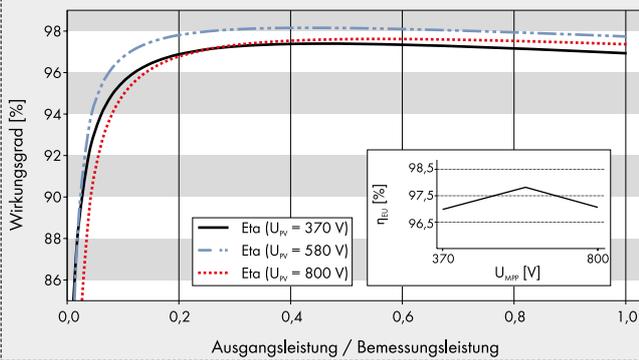
In Sachen Spitzentechnologie und Top-Erträge zu Hause: Der Sunny Tripower in den Leistungsklassen von 5 bis 9 kW setzt auch in privaten PV-Anlagen neue Maßstäbe. Hochflexibel durch Optiflex und seinen asymmetrischen Multistring, sorgt er mit seinem Spitzenwirkungsgrad und OptiTrac Global Peak für höchste Erträge. Neben der Kommunikation über die außenliegende Bluetooth Antenne ist auch die direkte Verbindung zu Sunny Portal durch SMA Webconnect serienmäßig – erstmalig ganz ohne Datenlogger. Darüber hinaus verfügt der „kleine“ Sunny Tripower über integrierte Netzmanagementfunktionen, ermöglicht Blindleistungseinspeisung und ist für den Betrieb mit einem 30 mA RCD geeignet.

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Technische Daten	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Eingang (DC)		
Max. DC-Leistung (@ $\cos \phi = 1$)	5100 W	6125 W
Max. Eingangsspannung	1000 V	1000 V
MPP-Spannungsbereich / Bemessungseingangsspannung	245 V – 800 V / 580 V	295 V – 800 V / 580 V
Min. Eingangsspannung / Start-Eingangsspannung	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. Eingangsstrom Eingang A / Eingang B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. Eingangsstrom pro String Eingang A / Eingang B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge / Strings pro MPP-Eingang	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Ausgang (AC)		
Bemessungsleistung (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. AC-Scheinleistung	5000 VA	6000 VA
AC-Nennspannung	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
AC-Nennspannungsbereich	160 V – 280 V	160 V – 280 V
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz
Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. Ausgangsstrom	7,3 A	8,7 A
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung	1	1
Verschiebungsfaktor einstellbar	0,8 übererregt ... 0,8 untererregt	0,8 übererregt ... 0,8 untererregt
Einspeisephasen / Anschlussphasen	3 / 3	3 / 3
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	98% / 97,1%	98% / 97,4%
Schutzeinrichtungen		
Eingangsseitige Freischaltstelle	●	●
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung	● / ●	● / ●
DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt	● / ● / –	● / ● / –
Allstromsensitive Fehlerstrom-Überwachungseinheit	●	●
Schutzklasse (nach IEC 62103) / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1)	I / III	I / III
Allgemeine Daten		
Maße (B / H / T)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 inch)
Gewicht	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
Betriebstemperaturbereich	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)
Geräuschemission, typisch	40 dB(A)	40 dB(A)
Eigenverbrauch (Nacht)	1 W	1 W
Topologie / Kühlprinzip	Transformatorlos / OptiCool	Transformatorlos / OptiCool
Schutzart (nach IEC 60529)	IP65	IP65
Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	100%	100%
Ausstattung		
DC-Anschluss / AC-Anschluss	SUNCLIX / Federzugklemme	SUNCLIX / Federzugklemme
Display	Grafik	Grafik
Schnittstelle: RS485, Bluetooth, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunktionsrelais / Power Control Module	● / ○	● / ○
Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 Jahre	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ³ , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Typenbezeichnung	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

Wirkungsgradkurve SUNNY TRIPOWER 9000TL



Zubehör



Power Control Module
PWCBRD-10



Schnittstelle RS485
485BRD-10

¹ Gilt nicht für alle nationalen Anhänge der EN 50438

² Nur STP 9000TL-20

● Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar
Vorläufige Angaben, Stand November 2013
Angaben bei Nennbedingungen

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V - 800 V / 580 V	330 V - 800 V / 580 V	370 V - 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10,2 A	11,6 A	13,1 A	
1	1	1	
0,8 übererregt ... 0,8 untererregt	0,8 übererregt ... 0,8 untererregt	0,8 übererregt ... 0,8 untererregt	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98% / 97,5%	98% / 97,6%	98% / 97,6%	
●	●	●	
● / ●	● / ●	● / ●	
● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -	
●	●	●	
I / III	I / III	I / III	
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 inch)	
37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Transformatorlos / OptiCool	Transformatorlos / OptiCool	Transformatorlos / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100%	100%	100%	
SUNCLIX / Federzugklemme	SUNCLIX / Federzugklemme	SUNCLIX / Federzugklemme	
Grafik	Grafik	Grafik	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ² , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	

www.SunnyPortal.com

PV-Anlagen professionell überwachen, verwalten und präsentieren



www.SMA.de

SMA Solar Technology

Allgemeine technische Daten

Outdoor-Modelle

PVI-3.0-OUTD-DE / PVI-3.0-OUTD-S-DE

PVI-3.6-OUTD-DE / PVI-3.6-OUTD-S-DE

PVI-4.2-OUTD-DE / PVI-4.2-OUTD-S-DE

DIE VORTEILE VON AURORA

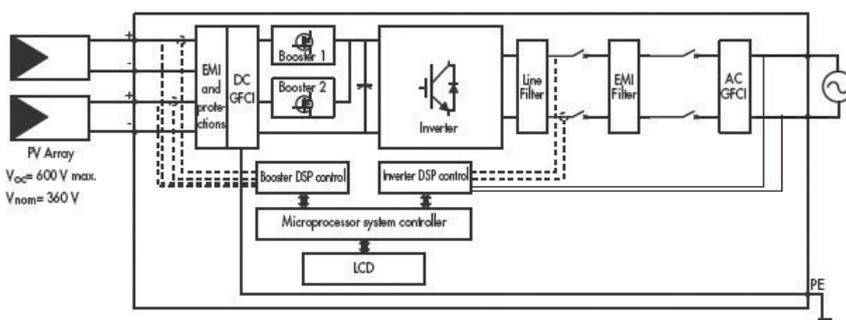
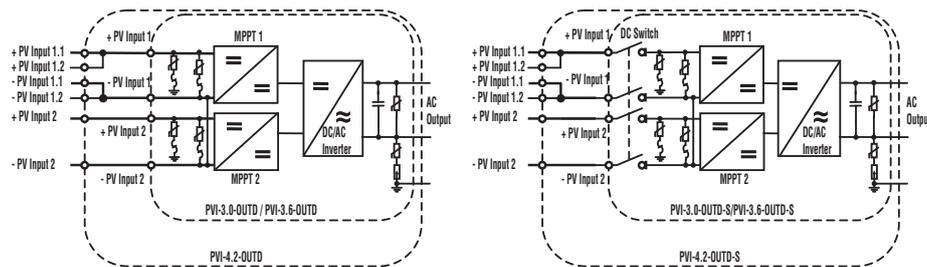
- Dual MPP-Tracker zum Anschluss von zwei unabhängigen PV-Strings
- Echtzeit MPPT Regelung für höchsten Energieertrag
- Transformatorloser Betrieb für höchste Effizienz von 96,8% (Euro 96%)
- Der integrierte Verpolungsschutz minimiert einen möglichen Schaden durch eine falsche Verkabelung
- Ausgezeichnetes Temperaturverhalten: Garantierte Ausgangsleistung bis zu einer Umgebungstemperatur von 50°C ohne Derating
- Exakte Sinusgenerierung
- Anti-islanding Schutz durch die international zertifizierte ENS zur Netzüberwachung
- Zweizeiliges LCD Display an der Gerätefrontseite zum Ablesen der wichtigsten
- Parameter mit integriertem Datenlogger für die 1-jährige Datenerfassung
- Integrierter DC-Freischalter in Übereinstimmung mit VDE 0100-712 (Deutschland) und CEI 64-8 V4 (Italien)
- Standard DC Multi-Contact Anschlüsse MC4
- Der Wechselrichter PVI-X.X-OUTD-S-DE beinhaltet einen integrierten DC-Freischalter



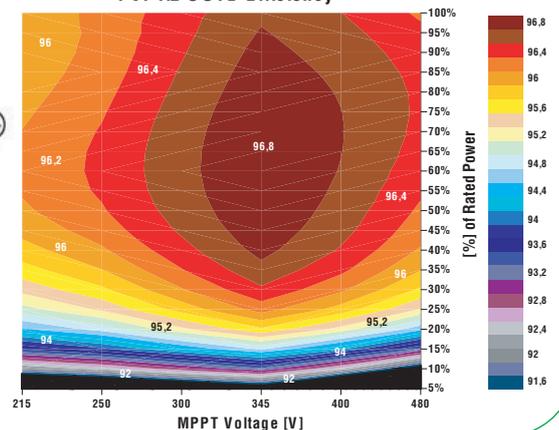
STANDARDS UND NORMEN

Die Aurora Inverter entsprechen den Normen für den netzgebundenen Betrieb, Sicherheit und elektromagnetischer Verträglichkeit vorgesehenen Standards einschließlich VDE0126, CEI 11-20, DK5940, CEI 64-8, IEC 61683, IEC 61727, EN50081, EN50082, EN61000 und CE- Zertifizierung, El Real Decreto RD1663/2000 de España.

Block Diagramm und Wirkungsgrad



PVI-4.2-OUTD Efficiency



EIGENSCHAFTEN	PVI-3.0-OUTD	PVI-3.6-OUTD	PVI-4.2-OUTD
INGANGSPARAMETER			
Nominale DC Eingangsleistung [kW]	3,12	3,75	4,375
Max. empfohlene DC Leistung [kW]	3,5	4,15	4,82
Arbeitsbereich Eingangsspannung [V]	0,7xVstart - 580 (360 nominal)		
MPPT Spannungsbereich bei Vollast (symmetrische Belastung) [V]	156-530	120-530	140-530
MPPT Spannungsbereich bei voll asymmetrischem Betrieb [V]	200-530 (@ 2kW) / 112-530 (@ 1,12kW)	190-530 (@ 3kW) / 90-530 (@ 0,75kW)	190-530 (@ 3kW) / 90-530 (@ 1,38kW)
Maximale Eingangsspannung [V]	600		
Aufstartspannung "Vstart" [V]	200 nominal (einstellbar von 120Vdc-350Vdc, unabhängig / jeder Eingang)		
Anzahl unabhängiger MPP Eingänge	2		
Max. Eingangsleistung pro MPPT [kW]	2	3	
Anzahl DC Eingänge	2 (1 pro MPPT)		3 (2 an MPPT1, 1 an MPPT2)
Max. Eingangsstrom pro MPPT [A]	10 (12,5 Kurzschluss)	16 (20 Kurzschluss)	
DC Anschluss	4 (2 positiv, 2 negativ)		
	MultiContact Ø 4mm (männlich - positiver Eingang + weiblich - negativer Eingang)		
	Gegenstecker mitgeliefert		
	Leiterquerschnitt: 4-6mmq/AWG12-10 - Kabeldurchmesser mit Isolation: 3-6mm		
INGANGS SCHUTZBESCHALTUNG			
Verspölschutz	Ja		
Sicherungen, an jedem Eingang (nur bei -FS suffix Version)	NA	NA	NA
DC Varistoren	4 (2 für jeden MPPT)		
PV Feld Isolationsüberwachung	gemäss VDE0126-1-1		
DC Freischalter (nur bei -S/-FS suffix Version)	Integriert (600Vdc / 25A)		
AUSGANGSPARAMETER			
Nominale AC Leistung [bis 50°C, kW]	3	3,6	4,2
Maximale AC Leistung [kW]	3,3	3,96	4,6
AC Netzanschluss	Einphasig (Phase, Neutral, PE)		
Nominale AC Spannung [V]	200-245 (230 nominal)		
Maximaler AC Spannungsbereich [V]	180-264 (kann länderspezifisch variieren)		
Nominale AC Frequenz [Hz]	50		
Maximaler AC Strom [A]	14,5 (16 Kurzschluss)	17,2 (19 Kurzschluss)	20 (22 Kurzschluss)
AC Anschluss	Schraubanschluss		
	Leiterquerschnitt: Kabel 0,5-16mmq / Litze: 0,5-10mmq / AWG20-6		
	Kabelverschraubung: M32 - Kabeldurchmesser: 13-21mm		
Leistungsfaktor	1		
AC Klirrfaktor [THD%]	<3,5% bei Nominalleistung und Sinusspannung		
AUSGANGS SCHUTZBESCHALTUNG			
AC Varistoren	2 (Phase - Neutralleiter / Phase - Schutzleiter)		
Erdschlussüberwachung (AC und DC Leckstrom)			
UMWANDLUNGSWIRKUNGSGRAD			
Max. Wirkungsgrad	96,80%		
Euro Wirkungsgrad	96%		
UMGEBUNGSPARAMETER			
Kühlung	Konvektionskühlung		
Umgebungstemperatur [°C]	-25 / + 60 (Leistungsminde rung ab 50°C)		
Meereshöhe [m]	2000		
Lärmpegel [dBA]	< 50 @ 1mt		
Schutzgrad	IP65		
Relative Luftfeuchtigkeit	0-100% kondensierend		
MECHANIK			
Abmessungen [H x W x D]	547 x 325 x 208		
Gewicht [kg]	17		
SONSTIGES			
Eigenverbrauch im Stand-By Betrieb [W]	8		
Minimal erforderliche Leitung für Netzeinspeisung [W]	10		
Eigenverbrauch im Nachtbetrieb [W]	0,3		
Isolation	trafolos		
Anzeige	Ja (Alphanumerisch 2 Zeilen)		
Kommunikation	RS485 (Schraubklemmen - Leiterquerschnitt: 0,08-1,5mmq/AWG28-16)		
	USB Optional "Aurora Easy Control" für Fernüberwachung		
VERFÜGBARE OPTIONEN			
Standard - ohne Optionen	PVI-3.0-OUTD	PVI-3.6-OUTD	PVI-4.2-OUTD
DC Freischalter	PVI-3.0-OUTD-S	PVI-3.6-OUTD-S	PVI-4.2-OUTD-S

VERFÜGBARE MODELLE

Artikel Nr.	Beschreibung
PVI-3.0-OUTD/-S-DE	3000W
PVI-3.6-OUTD/-S-DE	3600W
PVI-4.2-OUTD/-S-DE	4200W

TRIO-20.0-TL-OUTD TRIO-27.6-TL-OUTD

ALLGEMEINE SPEZIFIKATIONEN MODELLE FÜR DIE AUSSENANWENDUNG

Der neueste dreiphasige Aurora Trio Wechselrichter von Power-One füllt eine spezielle Marktlücke für mittelgroße Anlagen oder große dezentrale Installationen. Die neue Bauweise integriert die erprobte Power-One Technologie, die in den beliebtesten und weltweit wohl am häufigsten eingesetzten dreiphasigen Wechselrichtern PVI-10.0 und 12.5 perfektioniert wurde und neue Maßstäbe bezüglich des Wirkungsgrades gesetzt hat.

Der Trio-27.6 und Trio-20.0 ist verwendbar für leistungsstärkere Solaranlagen als sein kleinerer Vorgänger. Davon profitieren nicht zuletzt Installateure, die große Solaranlagen mit unterschiedlichen Voraussetzungen und Ausrichtungen flexibler gestalten und kontrollieren können. Dieses Gerät verfügt über zwei unabhängige MPPT's und einen Wirkungsgrad von bis zu 98,2%. Durch den sehr weiten Eingangsspannungsbereich eignet sich der Wechselrichter auch für Anlagen mit kurzer String-Länge.

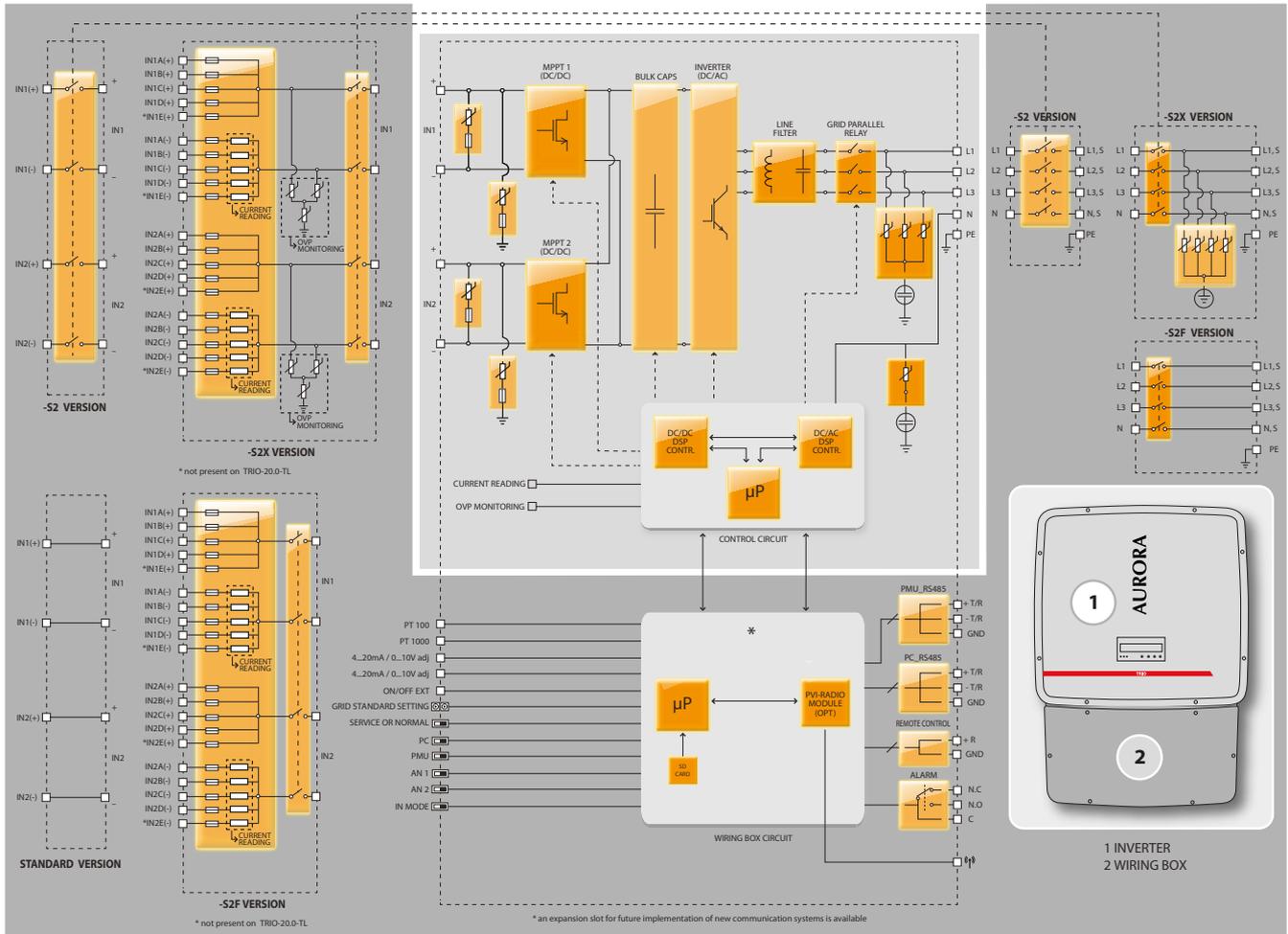
Das spezielle Kühlkörperkonzept und das bedienfreundliche Display-System an der Vorderseite sind weitere Vorteile. Zudem sind keine Elektrolytkondensatoren enthalten, wodurch die Lebensdauer deutlich verlängert wird.



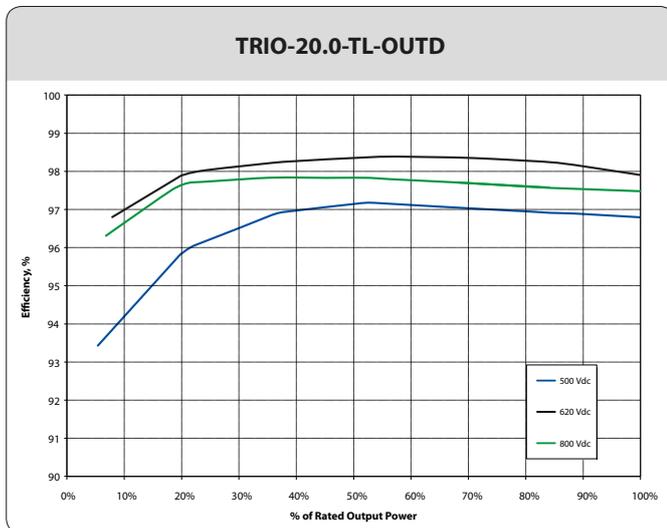
Eigenschaften

- Elektrolytfreier Wechselrichter für lange Lebensdauer und hohe Zuverlässigkeit
- Quiet Rail Technologie
- Echte dreiphasige Brücken-Topologie für DC/AC-Ausgangsumrichter
- Länderspezifische Netzparameter können vor Ort eingestellt werden
- Dualer Eingang mit unabhängigem MPP-Tracking ermöglicht einen optimalen Energieertrag aus zwei Subarrays mit unterschiedlicher Ausrichtung
- Weiter Eingangsspannungsbereich
- Abnehmbare Anschlussbox ermöglicht eine einfache Installation
- Integrierter String-Combiner mit verschiedenen Konfigurationsoptionen, sowie anderem für AC und DC
- Trennschalter gemäß internationaler Standards (-S2, -S2F und -S2X Version)
- Präziser Hochgeschwindigkeits-MPPT-Algorithmus für Leistungsüberwachung in Echtzeit und verbesserten Energieertrag
- Flache Wirkungsgradkurve gewährleistet hohen Wirkungsgrad und stabile Leistung unter verschiedenen Betriebsbedingungen über den gesamten Eingangsspannungs- und Ausgangsleistungsbereich
- Uneingeschränkte Nutzung bei allen Witterungsbedingungen durch Gehäuse für die Außenanwendung
- Einstellung der Blindleistungsregelung (fester $\cos(\varphi)$, $\cos(\varphi)=f(P)$ Kennlinie, feste Blindleistung Q) und der Wirkleistungsbegrenzung
- Externe Sensoren zur Überwachung der Umgebungsbedingungen können angeschlossen werden
- Zusätzliche DC Hilfsspannung (24V,300mA)

BLOCKDIAGRAMM VON TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



Blockdiagramm und Wirkungsgrad



PARAMETER	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Eingang		
Absolute maximale DC Eingangsspannung ($V_{max,abs}$)	1000 V	
DC Aufstartspannung Eingang (V_{start})	360 V (einstellbar von 250...500 V)	
DC Betriebseingangsspannungsbereich ($V_{dcmi...V_{dcmax}}$)	$0.7 \times V_{start}...950$ V	
DC Nenn-Eingangsleistung (P_{dcn})	20750 W	28600 W
Anzahl von unabhängigen MPPT	2	
Maximale DC Eingangsleistung für jeden MPPT ($P_{MPPTmax}$)	12000 W	16000 W
DC Eingangsspannungsbereich bei paralleler Konfiguration der MPPT bei P_{acn}	440...800 V	500...800 V
DC Leistungsgrenze bei paralleler Konfiguration der MPPT	Linear Leistungsminderung von MAX auf Null [$800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$]	
DC Leistungsgrenze für jeden MPPT bei unabhängiger Konfiguration der MPPT bei P_{acn} , max Ungleichheit Beispiel	12000 W [$480V \leq V_{MPPT} \leq 800V$] der andere Kanal: $P_{dcn} - 12000W$ [$350V \leq V_{MPPT} \leq 800V$]	16000 W [$500V \leq V_{MPPT} \leq 800V$] der andere Kanal: $P_{dcn} - 16000W$ [$400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$]
Maximaler DC Eingangsstrom (I_{dcmax}) / für jeden MPPT ($I_{MPPTmax}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximaler Eingangskurzschlussstrom für jeden MPPT	30.0 A	40.0 A
Anzahl von DC Eingangspaaren für jeden MPPT	1 (4 -S2X und -S2F Versions)	1 (5 -S2X und -S2F Versions)
DC-Anschlussart	Werkzeuglose PV-Verbindung WM / MC4 (Schraubklemmen bei standard und -S2 Version)	
Eingangsschutz		
Verpolungsschutz	Nur Wechselrichterschutz von begrenzter Stromquelle für die Standard- und S2-Version. Für Version mit Strinsicherungen wenn max. 2 Strings angeschlossen	
Eingangsüberspannungsschutz für jeden MPPT - Varistor	2	
Eingangsüberspannungsschutz für jeden MPPT - Plug-In Modularer Überspannungsschutz (-S2X Version)	3 (Class II)	
PV-Array Isolationsüberwachung	Gemäß dem lokalen Standard	
DC Schaltleistung für jeden MPPT (Version mit DC Schaltleistung)	40 A / 1000 V	
Sicherungswert (Version mit Sicherung)	15 A / 1000 V ⁽⁵⁾	
Ausgang		
AC-Netzanschluss	Drei Phasen, 3W oder 4W +PE	
AC Nennleistung ($P_{acr} @ \cos\phi=1$)	20000 W	27600 W
Maximale AC Ausgangsleistung ($P_{acmax} @ \cos\phi=1$)	22000 W ⁽³⁾	30000 W ⁽⁴⁾
Maximale Scheinleistung (S_{max})	22200 VA	30000 VA
AC Nenn-Netzspannung ($V_{ac,n}$)	400 V	
AC Spannungsbereich	320...480 V ⁽¹⁾	
AC Maximaler Ausgangsstrom ($I_{ac,max}$)	33.0 A	45.0 A
Kurzschlussstrombeitrag	35.0 A	46.0 A
Nenn-Ausgangsfrequenz (f_n)	50 Hz / 60 Hz	
Frequenzbereich Ausgang ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ⁽²⁾	
Nominaler Leistungsfaktor und Einstellbereich	> 0.995, einstellbar ± 0.9 mit $P_{acr}=20.0$ kW, ± 0.8 mit max 22.2 kVA	> 0.995, einstellbar ± 0.9 mit $P_{acr}=27.6$ kW, ± 0.8 mit max 30 kVA
Gesamte harmonische Verzerrung	< 3%	
AC-Anschlussart	Schraubklemmen	
Ausgangsschutz		
Anti-Islanding-Schutz	Gemäß dem lokalen Standard	
Maximaler AC-Überstromschutz	34.0 A	46.0 A
Ausgangsüberspannungsschutz - Varistor	4	
Ausgangsüberspannungsschutz - Plug-In Modularer Überspannungsschutz (-S2X Version)	4 (Class II)	
Betriebsverhalten		
Maximaler Wirkungsgrad (η_{max})	98.2%	
Gewichteter Wirkungsgrad (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Schwellenwert Einspeiseleistung	40 W	
Eigenverbrauch im Stand-by-Betrieb	< 8W	
Kommunikation		
Kabelgebundene lokale Überwachung	PVI-USB-RS232_485 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)	
Fernüberwachung	PVI-AEC-EVO (opt.), AURORA LOGGER (opt.)	
Kabellose lokale Überwachung	PVI-DESKTOP (opt.) bei PVI-RADIOMODULE (opt.)	
Display	Graphisches Display	
Umgebungsparameter		
Umgebungstemperatur	-25...+60°C / -13...140°F (mit Leistungsminderung ab 45°C/113°F)	
Relative Luftfeuchtigkeit	0...100% kondensierend	
Geräuschpegel	< 50 dB(A) @ 1 m	
Maximale Betriebshöhe ohne Leistungsminderung	2000 m / 6560 ft	
Physikalische Eigenschaften		
Schutzgrad	IP 65	
Kühlung	Natürlich	
Abmessungen (H x B x T)	1061 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Gewicht	< 70.0 kg / 154.3 lb (Standard version)	< 75.0 kg / 165.4 lb (Standard version)
Montagesystem	Wandhalterung	
Sicherheit		
Isolierungsgrad	trafolos	
Zertifizierung	CE	
Sicherheits- und EMC-Standard	EN 50178, EN62109-1, EN62109-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
Netzstandard	CEI 0-21, CEI 0-16, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, C10/11, EN 50438 (nicht für alle nationalen Anhänge), RD1699, RD 1565, AS 4777, BDEW, ABNT NBR 16149, NRS-097-2-1	
Erhältliche Produktvarianten		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
Mit DC + AC - Schalter	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
Mit DC + AC - Schalter und Sicherung	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400
Mit DC + AC - Schalter, Sicherung und Überspannungsableiter	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400

1. Der AC-Spannungsbereich kann gemäß dem länderspezifischen Netzstandard variieren

2. Der Frequenzbereich kann gemäß dem länderspezifischen Netzstandard variieren

3. Begrenzt auf 20000 W für Deutschland

4. Begrenzt auf 27600 W für Deutschland

5. Seit April 2013

Eigenschaften welche nicht in diesem Datenblatt aufgeführt sind, sind nicht im Produkt enthalten



www.power-one.com

Power-One Renewable Energy

Worldwide Sales Offices

<u>Country</u>	<u>Name/Region</u>	<u>Telephone</u>	<u>Email</u>
Australia	Asia Pacific	+61 2 9735 3111	sales.australia@power-one.com
China (Shenzhen)	Asia Pacific	+86 755 2988 5888	sales.china@power-one.com
China (Shanghai)	Asia Pacific	+86 21 5505 6907	sales.china@power-one.com
India	Asia Pacific	+65 6896 3363	sales.india@power-one.com
Japan	Asia Pacific	03-4580-2714 / +81-3-4580-2714	sales.japan@power-one.com
Singapore	Asia Pacific	+65 6896 3363	sales.singapore@power-one.com
Belgium / The Netherlands / Luxembourg	Europe	+32 2 206 0338	sales.belgium@power-one.com
France	Europe	+33 (0) 141 796 140	sales.france@power-one.com
Germany	Europe	+49 7641 955 2020	sales.germany@power-one.com
Greece	Europe	00 800 00287672	sales.greece@power-one.com
Italy	Europe	00 800 00287672	sales.italy@power-one.com
Spain	Europe	+34 91 879 88 54	sales.spain@power-one.com
United Kingdom	Europe	+44 1903 823 323	sales.uk@power-one.com
Dubai	Middle East	+971 50 100 4142	sales.dubai@power-one.com
Israel	Middle East	+972 0 3 544 8884	sales.israel@power-one.com
Canada	North America	+1 877 261-1374	sales.canada@power-one.com
USA East	North America	+1 877 261-1374	sales.usaeast@power-one.com
USA Central	North America	+1 877 261-1374	sales.usacentral@power-one.com
USA West	North America	+1 877 261-1374	sales.usawest@power-one.com

Anhang E

Berichte PV-Syst Varianten 1 - 4

Variante 1

Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter

Projekt : Masterthesis 1				
Geografische Station	Hamburg	Land	Deutschland	
Lage Zeit definiert als	Breitengrad	53.7°N	Längengrad	10.1°E
	Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	34 m
	Albedo	0.20		
Wetterdaten:	Hamburg	Künstlich - Meteonorm 6.1		

Simulationsvariante : Variante 1b	
Simulationsdatum	10/03/14 03h03

Simulationsparameter					
Kollektorflächenausrichtung	Neigung	23°	Azimut	10°	
verwendete Modelle	Transposition	Perez	Diffus	Erbs, Meteonorm	
Horizont	Freier Horizont				
Nahverschattungen	Detailed electrical calculations				
PV-Felder Eigenschaften (6 definierte Feldtypen)					
PV-Modul	Si-poly	Modell	S 255P60 Professional		
		Hersteller	Centrosolar		
Unterfeld "Unterfeld #1"	In Reihe	6 Module	Parallel	1 Stränge	
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	6	Nennleistung	255 Wp	
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	1530 Wp	Bei Betriebsbed.	1368 Wp (50°C)	
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp	8.4 A	
Unterfeld "Unterfeld #2"	In Reihe	6 Module	Parallel	1 Stränge	
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	6	Nennleistung	255 Wp	
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	1530 Wp	Bei Betriebsbed.	1368 Wp (50°C)	
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp	8.4 A	
Unterfeld "Unterfeld #3"	In Reihe	6 Module	Parallel	1 Stränge	
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	6	Nennleistung	255 Wp	
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	1530 Wp	Bei Betriebsbed.	1368 Wp (50°C)	
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp	8.4 A	
Unterfeld "Unterfeld #4"	In Reihe	6 Module	Parallel	1 Stränge	
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	6	Nennleistung	255 Wp	
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	1530 Wp	Bei Betriebsbed.	1368 Wp (50°C)	
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp	8.4 A	
Unterfeld "Unterfeld #5"	In Reihe	6 Module	Parallel	1 Stränge	
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	6	Nennleistung	255 Wp	
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	1530 Wp	Bei Betriebsbed.	1368 Wp (50°C)	
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp	8.4 A	
Unterfeld "Unterfeld #6"	In Reihe	6 Module	Parallel	1 Stränge	
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	6	Nennleistung	255 Wp	
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	1530 Wp	Bei Betriebsbed.	1368 Wp (50°C)	
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp	8.4 A	
Total	PV-Felder Gesamtleistung	Nennleistung (STC)	9 kWp	Total	36 Module
		Moduloberfläche	59.2 m²	Zelloberfläche	51.5 m²
Wechselrichter		Modell	Sunny Boy SB 1600TL		
		Hersteller	SMA		
		Betriebsspannung	125-480 V	Nennleistung	1.60 kW AC

Variante 1

Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter (weiter)

Unterfeld "Unterfeld #1"	Anz. Wechselrichter	1 Einheiten	Gesamtleistung	1.6 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #2"	Anz. Wechselrichter	1 Einheiten	Gesamtleistung	1.6 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #3"	Anz. Wechselrichter	1 Einheiten	Gesamtleistung	1.6 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #4"	Anz. Wechselrichter	1 Einheiten	Gesamtleistung	1.6 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #5"	Anz. Wechselrichter	1 Einheiten	Gesamtleistung	1.6 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #6"	Anz. Wechselrichter	1 Einheiten	Gesamtleistung	1.6 kW AC
Total	Anz. Wechselrichter	6	Gesamtleistung	10 kW AC

PV-Feld Verlustgrößen

Thermischer Verlustfaktor	Uc (konst)	20.0 W/m ² K	Uv (Wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Kabelverluste	Feld#1	325 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#2	325 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#3	325 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#4	325 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#5	325 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#6	325 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Global		Verlustanteil	1.5 % bei STC
Leistungstolleranzabzug			Verlustanteil	1.5 %
Mismatch-Verluste Module			Verlustanteil	1.0 % am MPP
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

Benutzeranforderungen : Unbegrenzte Last (Netz)

Variante 1

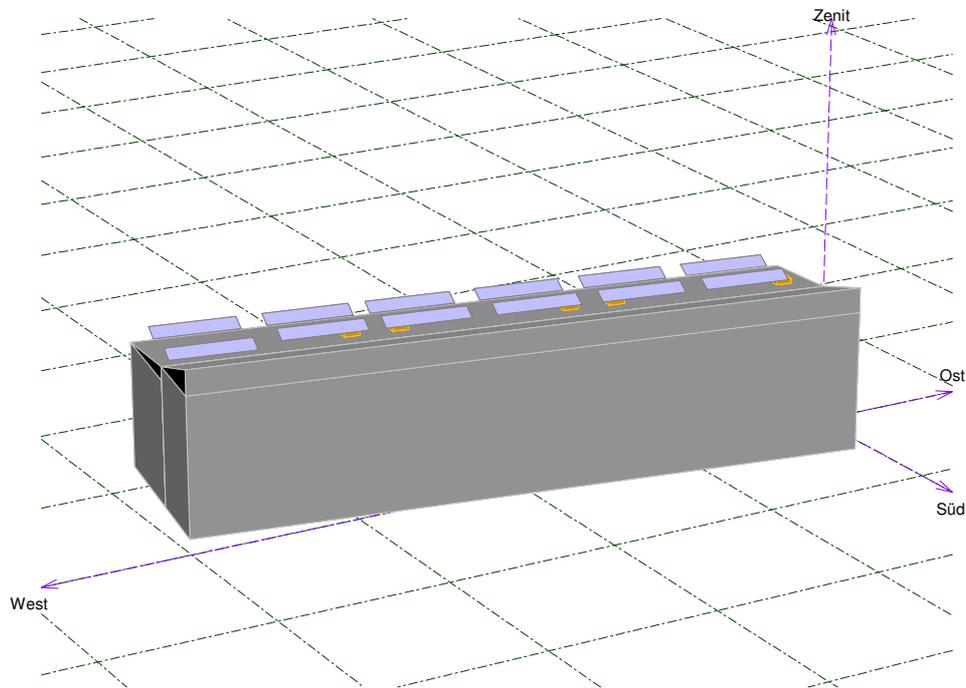
Netz gekoppeltes System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : **Masterthesis 1**

Simulationsvariante : **Variante 1b**

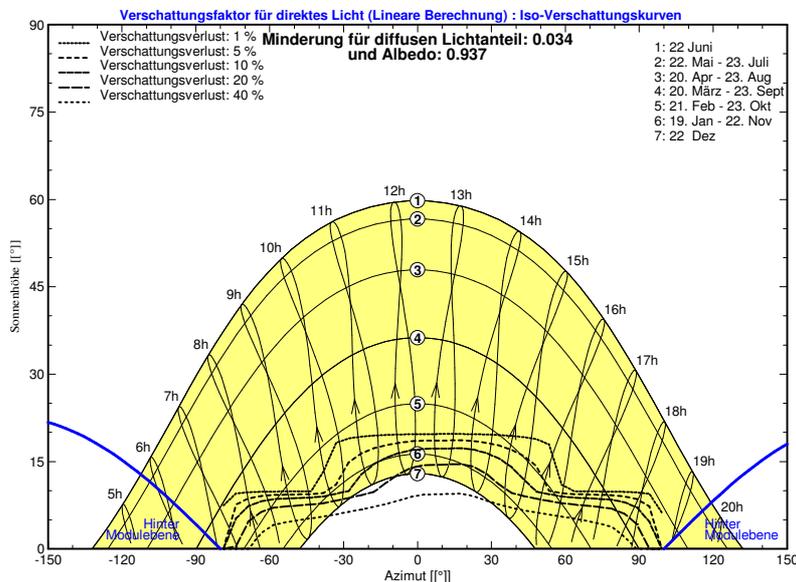
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	23°	Azimet	10°
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn	255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	36	Pnenn Total	9.18 kWp
Wechselrichter	Modell	Sunny Boy SB 1600TL	Pnenn	1600 W ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total	9.60 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Masterthesis 1



Variante 1

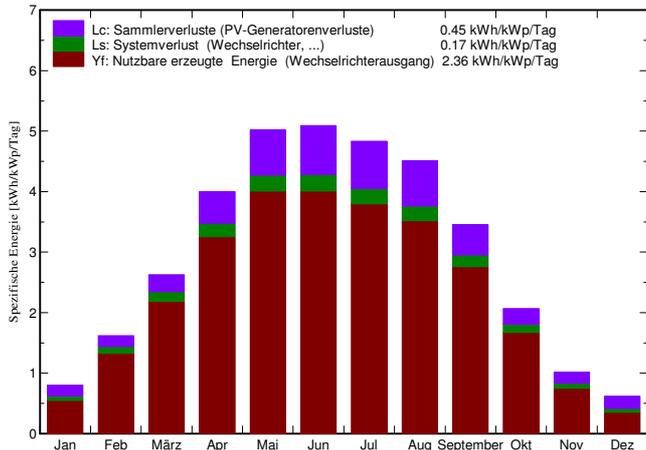
Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

Projekt : Masterthesis 1
Simulationsvariante : Variante 1b

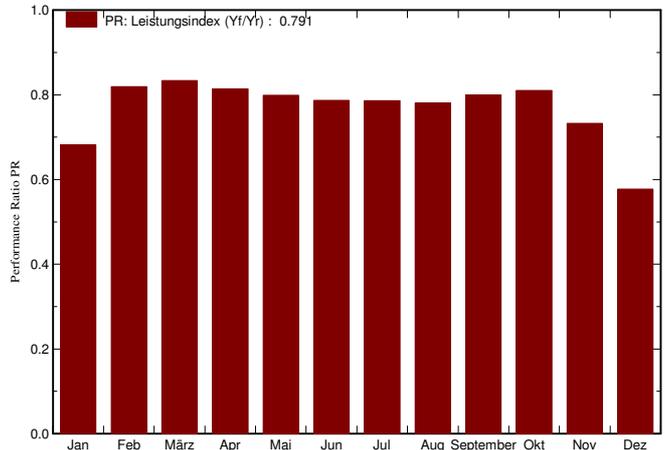
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt	
Nahverschattungen	Lineare Verschattung		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	23°	Azimut 10°
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	36	Pnenn Total 9.18 kWp
Wechselrichter	Modell	Sunny Boy SB 1600TL	Pnenn 1600 W ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total 9.60 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)		

Hauptsimulationsergebnisse	Erzeugte Energie	7891 kWh/Jahr	Produzierbar	860 kWh/kWp/Jahr
Systemproduktion	Performance Ratio PR	79.1 %		

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 9.18 kWp



Performance Ratio PR



Variante 1b

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Januar	16.3	1.86	24.9	22.1	177	156	11.99	10.59
Februar	32.2	2.75	45.4	42.3	371	342	13.80	12.72
März	66.9	4.55	81.5	76.6	669	624	13.87	12.93
April	106.5	8.18	120.1	113.2	958	897	13.49	12.63
Mai	148.8	12.27	155.5	146.7	1216	1141	13.22	12.40
Juni	151.2	14.98	152.8	143.9	1180	1104	13.05	12.21
Juli	147.2	16.88	149.8	140.5	1155	1081	13.03	12.20
August	126.4	17.39	139.7	131.8	1070	1002	12.94	12.12
September	84.2	13.89	103.6	97.9	814	760	13.28	12.41
Oktober	47.5	9.29	64.1	60.1	515	477	13.58	12.58
November	20.1	4.79	30.6	27.5	229	206	12.66	11.37
Dezember	11.9	1.99	19.1	16.0	119	101	10.53	8.96
Jahr	959.2	9.11	1087.2	1018.6	8472	7891	13.17	12.27

Legenden: GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkungsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-FI.
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkungsgr. Eaus System./ Brutto-FI.

Variante 1

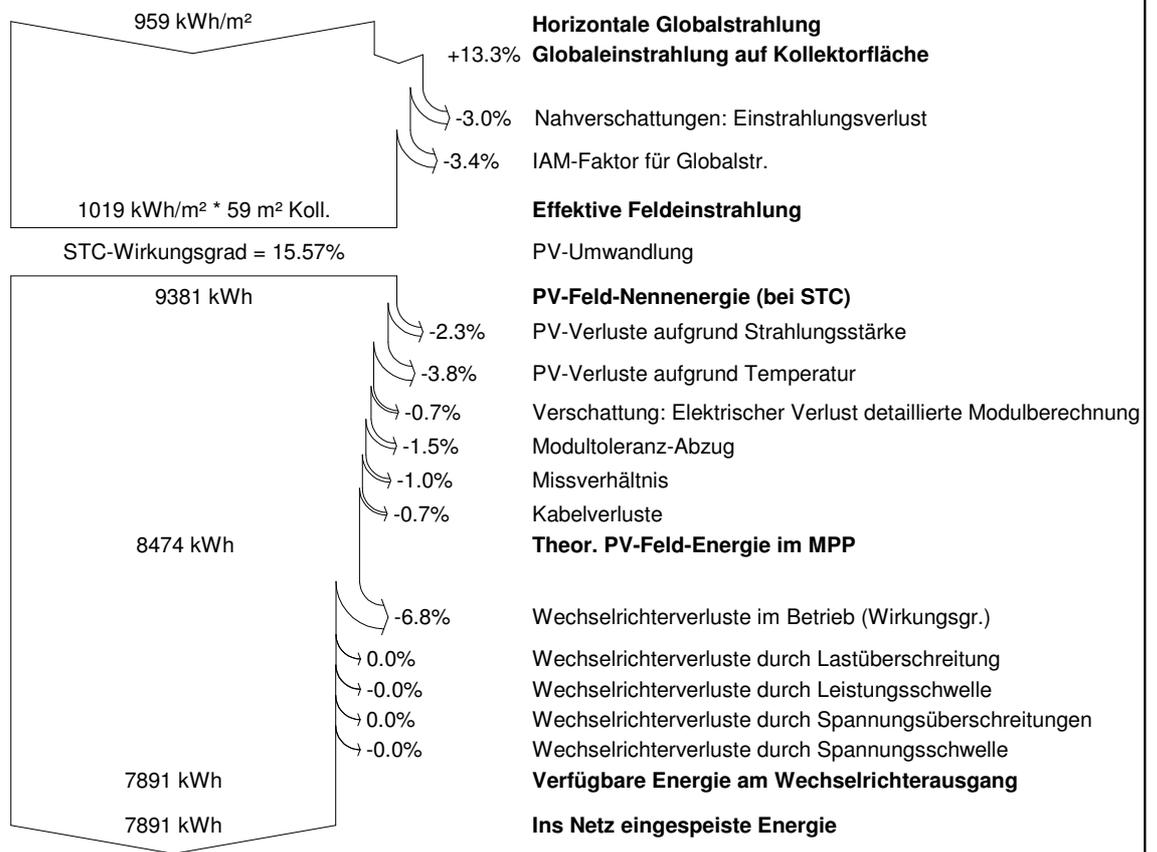
Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante 1b

Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt			
Nahverschattungen	Lineare Verschattung				
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	23°	Azimet	10°	
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn	255 Wp	
PV-Feld	Anzahl der Module	36	Pnenn Total	9.18 kWp	
Wechselrichter	Modell	Sunny Boy SB 1600TL	Pnenn	1600 W ac	
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total	9.60 kW ac	
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)				

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Variante 2

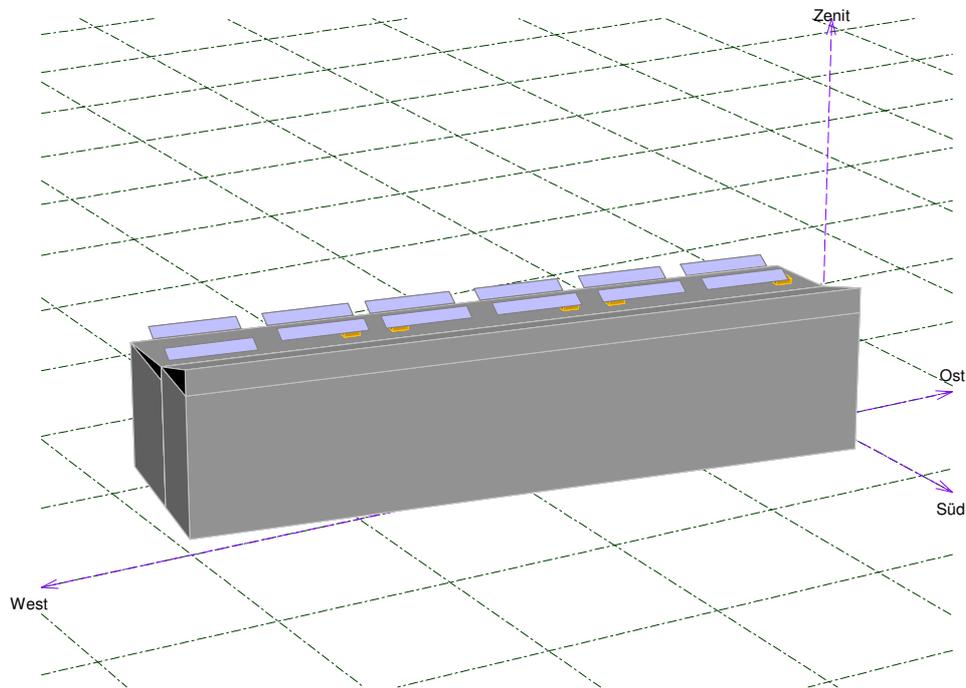
Netz gekoppeltes System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : **Masterthesis 1**

Simulationsvariante : **Variante2b**

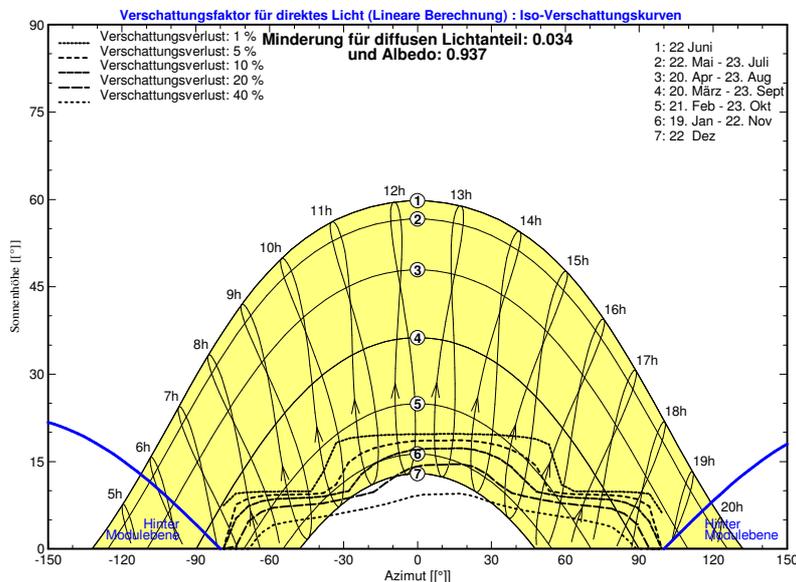
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	23°	Azimet	10°
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn	255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	36	Pnenn Total	9.18 kWp
Wechselrichter	Modell	Sunny Tripower 9000 TL-20	Pnenn	9.00 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	1.2	Pnenn Total	10.80 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Masterthesis 1



Variante 2

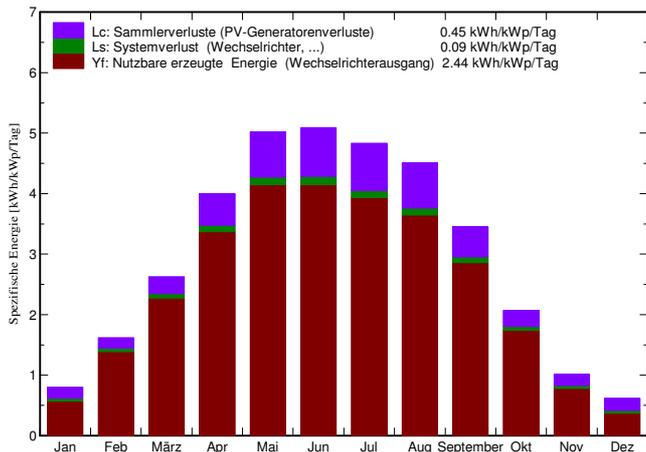
Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

Projekt : Masterthesis 1
Simulationsvariante : Variante2b

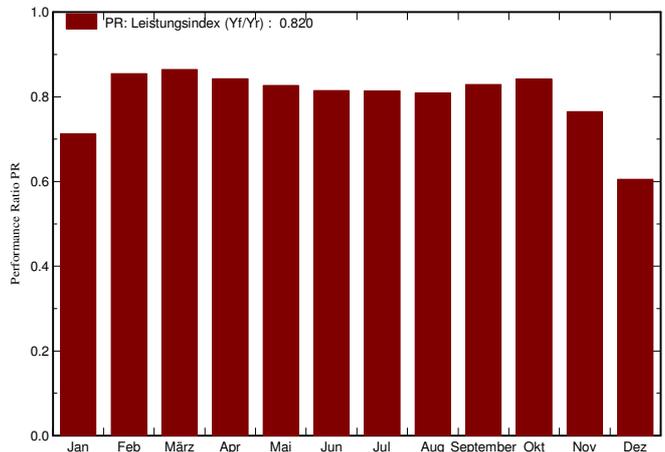
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt	
Nahverschattungen	Lineare Verschattung		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	23°	Azimut 10°
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	36	Pnenn Total 9.18 kWp
Wechselrichter	Modell	Sunny Tripower 9000 TL-20	Pnenn 9.00 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	1.2	Pnenn Total 10.80 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)		

Hauptsimulationsergebnisse	Systemproduktion	Erzeugte Energie	8180 kWh/Jahr	Produzierbar	891 kWh/kWp/Jahr
		Performance Ratio PR	82.0 %		

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 9.18 kWp



Performance Ratio PR



Variante2b Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Januar	16.3	1.86	24.9	22.1	176	163	11.94	11.05
Februar	32.2	2.75	45.4	42.3	371	356	13.82	13.26
März	66.9	4.55	81.5	76.6	669	647	13.87	13.42
April	106.5	8.18	120.1	113.2	958	929	13.49	13.08
Mai	148.8	12.27	155.5	146.7	1216	1180	13.22	12.82
Juni	151.2	14.98	152.8	143.9	1180	1143	13.05	12.64
Juli	147.2	16.88	149.8	140.5	1155	1120	13.03	12.64
August	126.4	17.39	139.7	131.8	1070	1037	12.94	12.55
September	84.2	13.89	103.6	97.9	814	788	13.28	12.86
Oktober	47.5	9.29	64.1	60.1	514	495	13.57	13.06
November	20.1	4.79	30.6	27.5	229	215	12.63	11.87
Dezember	11.9	1.99	19.1	16.0	118	106	10.48	9.39
Jahr	959.2	9.11	1087.2	1018.6	8470	8180	13.17	12.72

Legenden: GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkungsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-FI.
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkungsgr. Eaus System./ Brutto-FI.

Variante 2

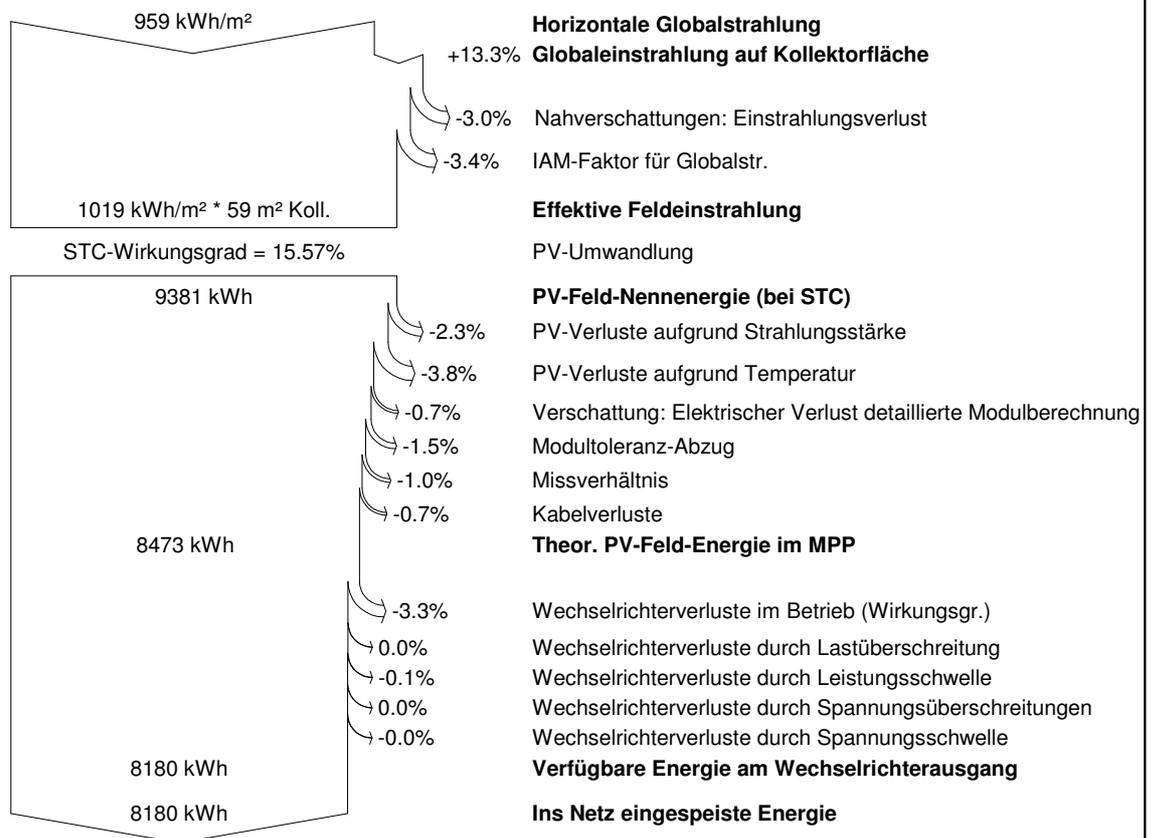
Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante2b

Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	23°	Azimet	10°
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn	255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	36	Pnenn Total	9.18 kWp
Wechselrichter	Modell	Sunny Tripower 9000 TL-20	Pnenn	9.00 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	1.2	Pnenn Total	10.80 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Variante 3

Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter

Projekt : Masterthesis 1				
Geografische Station	Hamburg	Land	Deutschland	
Lage Zeit definiert als	Breitengrad	53.7°N	Längengrad	10.1°E
	Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	34 m
	Albedo	0.20		
Wetterdaten:	Hamburg	Künstlich - Meteonorm 6.1		

Simulationsvariante : Variante3b	
Simulationsdatum	10/03/14 03h11

Simulationsparameter			
2 orientations	Tilts/Azimuths	16°/125° and 16°/-105°	
verwendete Modelle	Transposition	Perez	Diffus Erbs, Meteonorm
Horizont	Freier Horizont		
Nahverschattungen	Detailed electrical calculations		
PV-Felder Eigenschaften (6 definierte Feldtypen)			
PV-Modul	Si-poly	Modell	S 255P60 Professional
		Hersteller	Centrosolar
Unterfeld "Unterfeld #1"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 Stränge	Neigung/Azimut 16°/125°, 16°/-105°
Anzahl PV-Module	In Reihe	6 Module	Parallel 2 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	12	Nennleistung 255 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	3060 Wp	Bei Betriebsbed. 2736 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp 17 A
Unterfeld "Unterfeld #2"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 Stränge	Neigung/Azimut 16°/125°, 16°/-105°
Anzahl PV-Module	In Reihe	6 Module	Parallel 2 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	12	Nennleistung 255 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	3060 Wp	Bei Betriebsbed. 2736 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp 17 A
Unterfeld "Unterfeld #3"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 Stränge	Neigung/Azimut 16°/125°, 16°/-105°
Anzahl PV-Module	In Reihe	6 Module	Parallel 2 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	12	Nennleistung 255 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	3060 Wp	Bei Betriebsbed. 2736 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp 17 A
Unterfeld "Unterfeld #4"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 Stränge	Neigung/Azimut 16°/125°, 16°/-105°
Anzahl PV-Module	In Reihe	6 Module	Parallel 2 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	12	Nennleistung 255 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	3060 Wp	Bei Betriebsbed. 2736 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp 17 A
Unterfeld "Unterfeld #5"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 Stränge	Neigung/Azimut 16°/125°, 16°/-105°
Anzahl PV-Module	In Reihe	6 Module	Parallel 2 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	12	Nennleistung 255 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	3060 Wp	Bei Betriebsbed. 2736 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp 17 A
Unterfeld "Unterfeld #6"	Mixed orient.	#1/2: 1/1 Stränge	Neigung/Azimut 16°/125°, 16°/-105°
Anzahl PV-Module	In Reihe	6 Module	Parallel 2 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	12	Nennleistung 255 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	3060 Wp	Bei Betriebsbed. 2736 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	163 V	I mpp 17 A

PVSyst Evaluation mode

Übersetzung ohne Garantie, nur der englische Text ist maßgeblich.

Variante 3

Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter (weiter)

Wechselrichter

	Modell	PVI-3.0-OUTD-S		
	Hersteller	Power-One		
	Betriebsspannung	90-580 V	Nennleistung	3.00 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #1"	Anz. Wechselrichter	2 * MPPT 1/2	Gesamtleistung	3.0 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #2"	Anz. Wechselrichter	2 * MPPT 1/2	Gesamtleistung	3.0 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #3"	Anz. Wechselrichter	2 * MPPT 1/2	Gesamtleistung	3.0 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #4"	Anz. Wechselrichter	2 * MPPT 1/2	Gesamtleistung	3.0 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #5"	Anz. Wechselrichter	2 * MPPT 1/2	Gesamtleistung	3.0 kW AC
Unterfeld "Unterfeld #6"	Anz. Wechselrichter	2 * MPPT 1/2	Gesamtleistung	3.0 kW AC
Total	Anz. Wechselrichter	6	Gesamtleistung	18 kW AC

PV-Feld Verlustgrößen

Thermischer Verlustfaktor	Uc (konst)	20.0 W/m ² K	Uv (Wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Kabelverluste	Feld#1	163 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#2	163 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#3	163 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#4	163 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#5	163 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Feld#6	163 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
	Global		Verlustanteil	1.5 % bei STC
Leistungstolleranzabzug			Verlustanteil	1.5 %
Mismatch-Verluste Module			Verlustanteil	1.0 % am MPP
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

Benutzeranforderungen : Unbegrenzte Last (Netz)

Variante 3

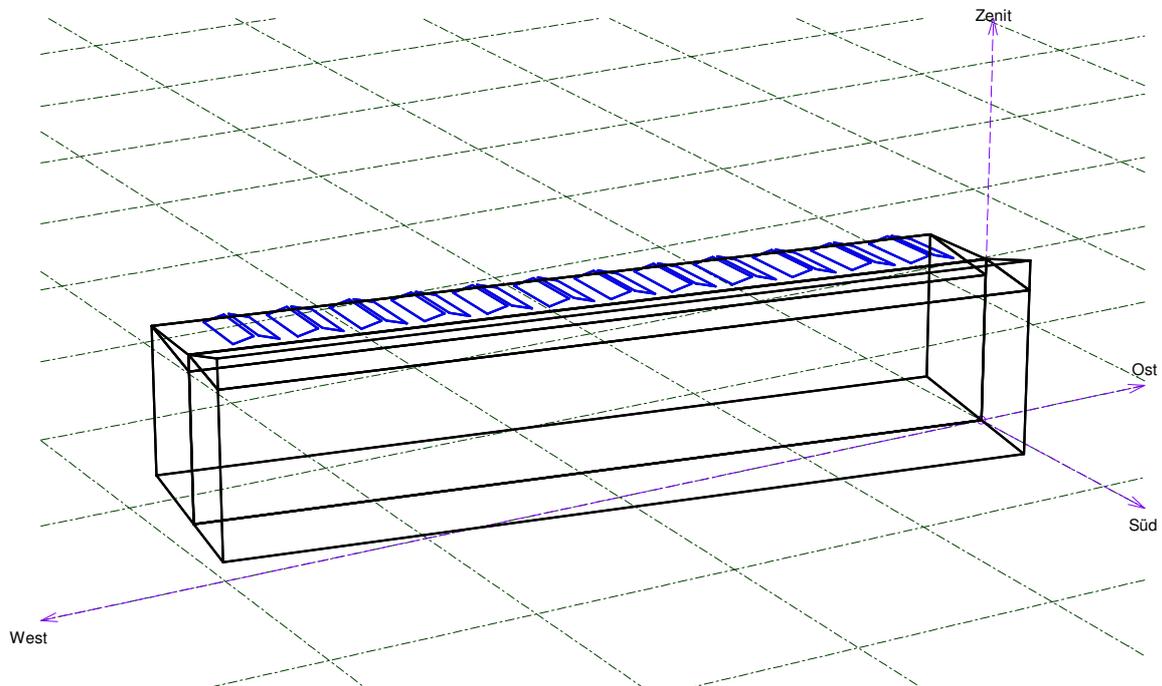
Netz gekoppeltes System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : **Masterthesis 1**

Simulationsvariante : **Variante3b**

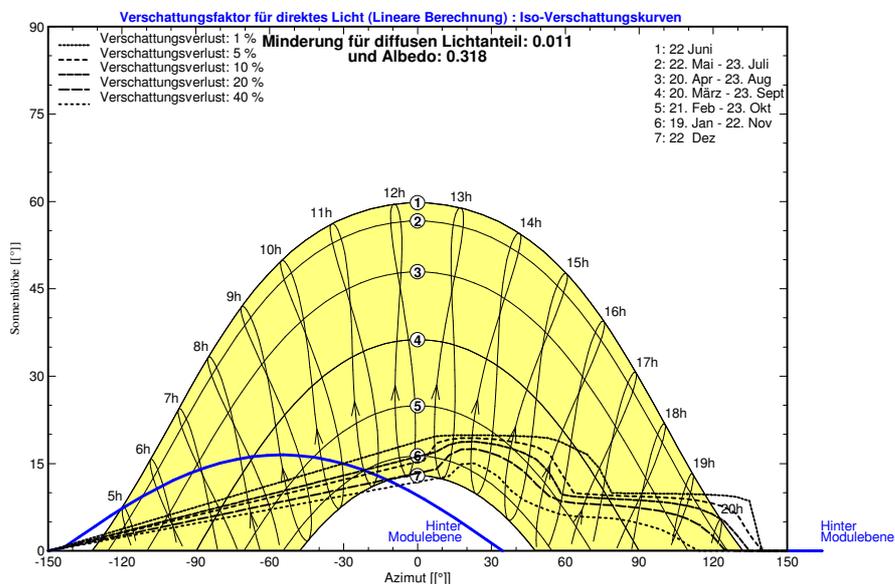
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt
Nahverschattungen	Lineare Verschattung	
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimuth = $16^\circ / 125^\circ$ and $16^\circ / -105^\circ$
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	72 Pnenn Total 18.36 kWp
Wechselrichter	Modell	PVI-3.0-OUTD-S Pnenn 3000 W ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0 Pnenn Total 18.00 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Masterthesis 1



Variante 3

Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

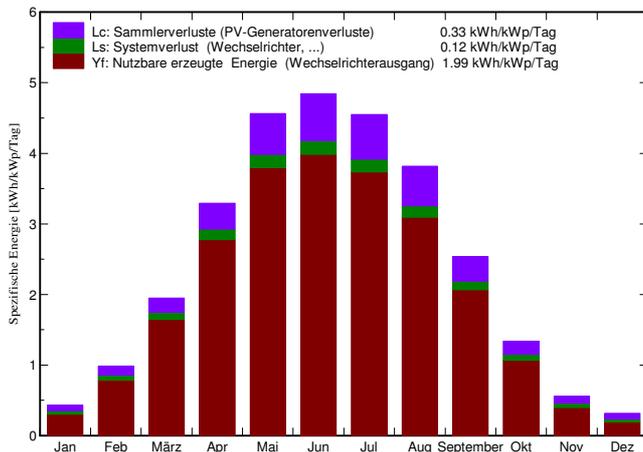
Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante3b

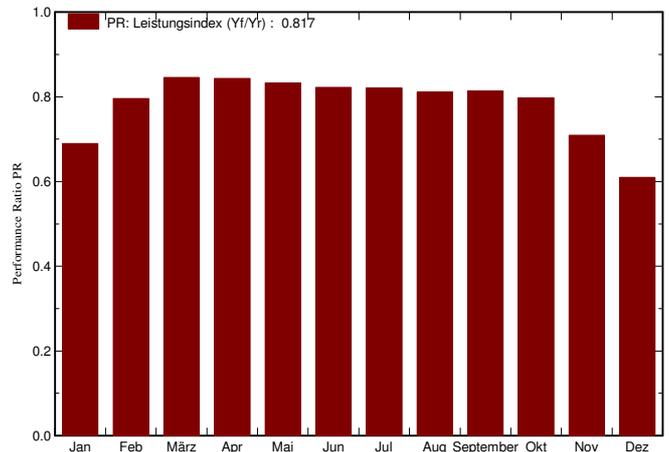
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt
Nahverschattungen	Lineare Verschattung	
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimuth = $16^\circ / 125^\circ$ and $16^\circ / -105^\circ$
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	72 Pnenn Total 18.36 kWp
Wechselrichter	Modell	PVI-3.0-OUTD-S Pnenn 3000 W ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0 Pnenn Total 18.00 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	

Hauptsimulationsergebnisse			
Systemproduktion	Erzeugte Energie	13362 kWh/Jahr	Produzierbar 728 kWh/kWp/Jahr
	Performance Ratio PR	81.7 %	

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 18.36 kWp



Performance Ratio PR



Variante3b

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Januar	16.3	1.86	13.5	11.8	201	171	12.55	10.70
Februar	32.2	2.75	27.7	25.1	443	404	13.53	12.35
März	66.9	4.55	60.4	56.4	997	938	13.95	13.12
April	106.5	8.18	98.8	93.4	1611	1530	13.77	13.08
Mai	148.8	12.27	141.4	134.6	2267	2162	13.55	12.92
Juni	151.2	14.98	145.3	138.4	2302	2194	13.39	12.76
Juli	147.2	16.88	141.0	134.1	2229	2125	13.36	12.73
August	126.4	17.39	118.3	112.1	1852	1762	13.23	12.59
September	84.2	13.89	76.2	71.3	1205	1138	13.37	12.62
Oktober	47.5	9.29	41.5	38.1	656	607	13.37	12.38
November	20.1	4.79	16.9	15.0	253	220	12.65	11.00
Dezember	11.9	1.99	9.8	8.4	137	110	11.75	9.46
Jahr	959.2	9.11	890.9	838.7	14152	13362	13.43	12.68

Legenden: GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkungsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-FI.
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkungsgr. Eaus System./ Brutto-FI.

Variante 3

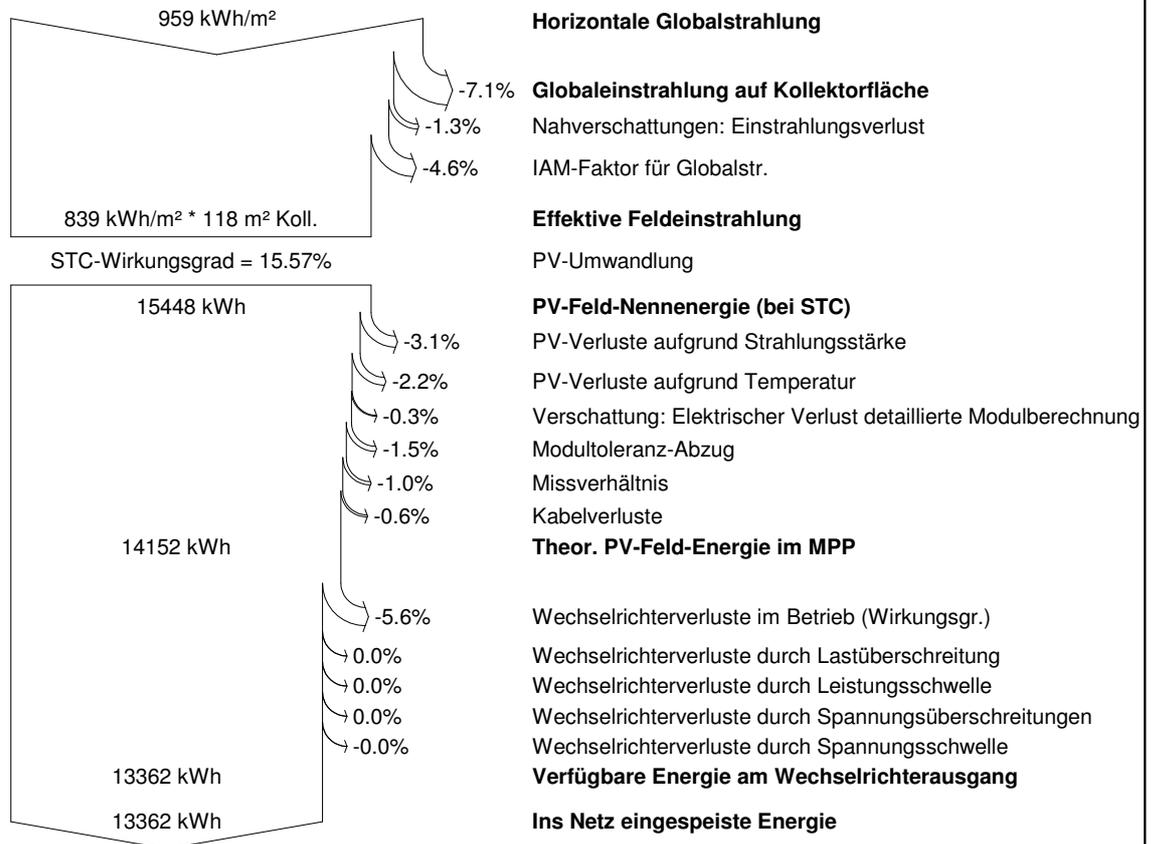
Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante3b

Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimuth = $125^\circ / -105^\circ$ and $125^\circ / 16^\circ$ / -105°		
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional	Pnenn	255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	72	Pnenn Total	18.36 kWp
Wechselrichter	Modell	PVI-3.0-OUTD-S	Pnenn	3000 W ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total	18.00 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Variante 4

Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter

Projekt : Masterthesis 1

Geografische Station **Hamburg** Land **Deutschland**

Lage Breitengrad 53.7°N Längengrad 10.1°E
 Zeit definiert als Ortszeit Zeitzone UT+1 geo. Höhe 34 m
 Albedo 0.20

Wetterdaten: **Hamburg** Künstlich - Meteonorm 6.1

Simulationsvariante : Variante4c

Simulationsdatum 10/03/14 03h14

Simulationsparameter

2 orientations Tilts/Azimuths 16°/125° and 16°/-105°

verwendete Modelle Transposition Perez Diffus Erbs, Meteonorm

Horizont Freier Horizont

Nahverschattungen Detailed electrical calculations

PV-Feld Eigenschaften

PV-Modul Si-poly Modell **S 255P60 Professional**

Anzahl PV-Module	Hersteller	Centrosolar		Parallel	4 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	In Reihe	18 Module		Nennleistung	255 Wp
PV-Feld Leistung	Anzahl Module	72		Bei Betriebsbed.	16.42 kWp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	Nennleistung (STC)	18.36 kWp		I mpp	33 A
Gesamtoberfläche	U mpp	490 V		Zelloberfläche	103 m ²
	Moduloberfläche	118 m²			

Wechselrichter Modell **TRIO-20_0-TL-OUTD-S2X-400**

Kriterien Hersteller Power-One
 Betriebsspannung 175-800 V Nennleistung 20.0 kW AC

PV-Feld Verlustgrößen

Thermischer Verlustfaktor	Uc (konst)	20.0 W/m ² K		Uv (Wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Kabelverluste	Gesamtfeld-Widerstand	244 mOhm		Verlustanteil	1.5 % bei STC
Leistungstolleranzabzug				Verlustanteil	1.5 %
Mismatch-Verluste Module				Verlustanteil	1.0 % am MPP
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.	0.05

Benutzeranforderungen : Unbegrenzte Last (Netz)

Variante 4

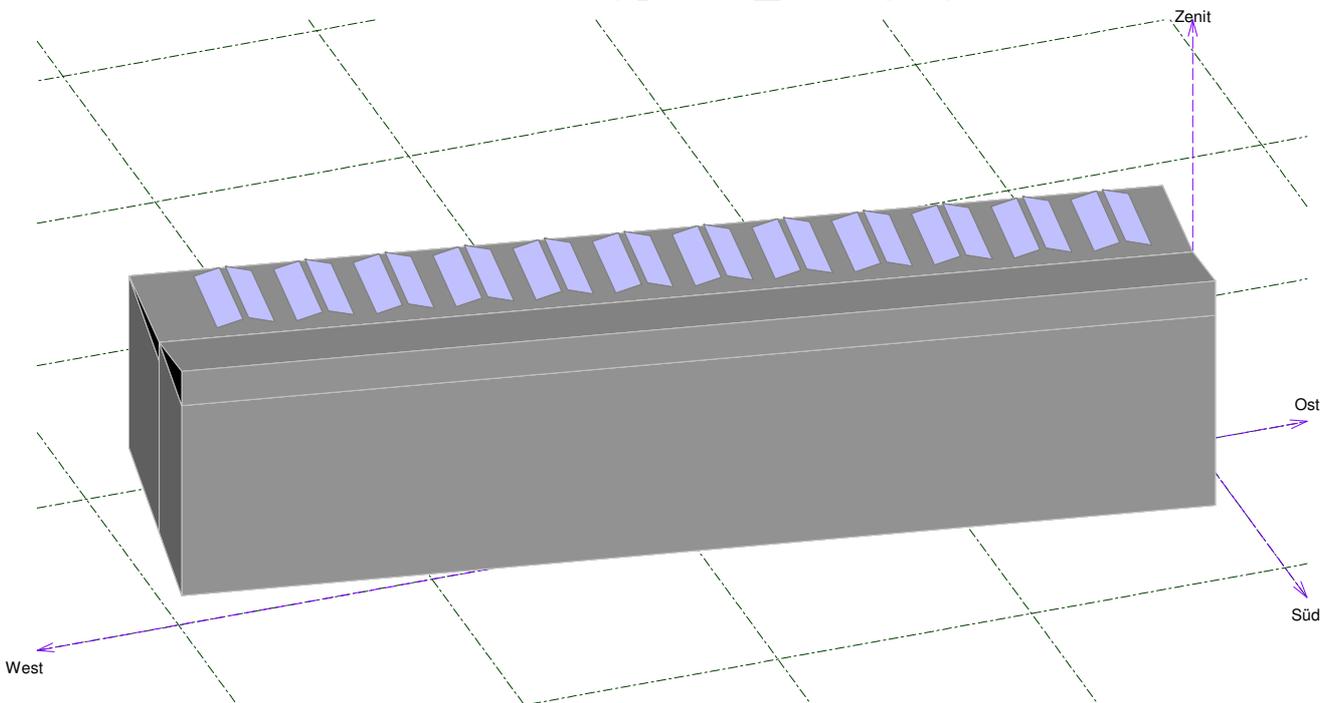
Netz gekoppeltes System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante4c

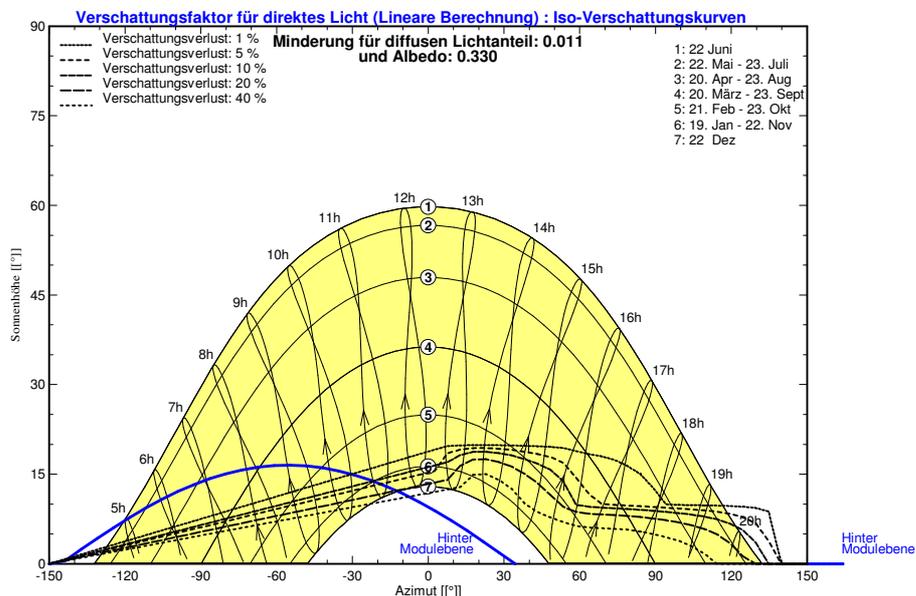
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt
Nahverschattungen	Lineare Verschattung	
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimet = $16^\circ / 125^\circ$ and $16^\circ / -105^\circ$
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	72 Pnenn Total 18.36 kWp
Wechselrichter	Modell	TRIO-20_0-TL-OUTD-S2X-P00 Pnenn 20.00 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Masterthesis 1



Variante 4

Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

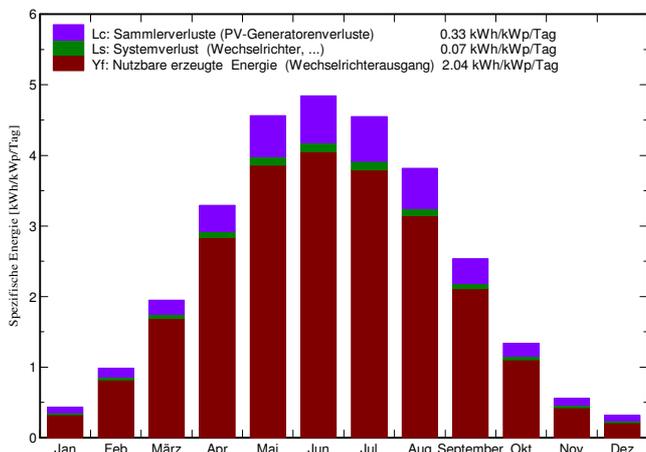
Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante4c

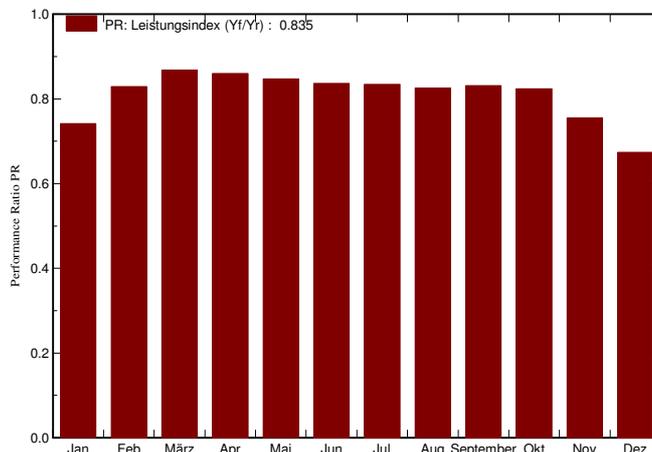
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt
Nahverschattungen	Lineare Verschattung	
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimuth = $16^\circ / -105^\circ$ and $16^\circ / -105^\circ$
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	72 Pnenn Total 18.36 kWp
Wechselrichter	Modell	TRIO-20_0-TL-OUTD-S2X-400 Pnenn 20.00 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	

Hauptsimulationsergebnisse	Erzeugte Energie	13659 kWh/Jahr
Systemproduktion	Performance Ratio PR	83.5 %
	Produzierbar	744 kWh/kWp/Jahr

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 18.36 kWp



Performance Ratio PR



Variante4c Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Januar	16.3	1.86	13.5	11.9	201	184	12.58	11.51
Februar	32.2	2.75	27.7	25.1	443	421	13.52	12.87
März	66.9	4.55	60.4	56.4	996	962	13.94	13.46
April	106.5	8.18	98.8	93.4	1610	1561	13.77	13.35
Mai	148.8	12.27	141.4	134.6	2266	2200	13.54	13.14
Juni	151.2	14.98	145.3	138.3	2302	2233	13.39	12.99
Juli	147.2	16.88	141.0	134.1	2228	2160	13.35	12.94
August	126.4	17.39	118.3	112.1	1852	1793	13.23	12.80
September	84.2	13.89	76.2	71.3	1204	1162	13.36	12.90
Oktober	47.5	9.29	41.5	38.1	656	627	13.37	12.79
November	20.1	4.79	16.9	15.0	253	234	12.65	11.72
Dezember	11.9	1.99	9.8	8.4	137	122	11.81	10.46
Jahr	959.2	9.11	890.9	838.6	14149	13659	13.42	12.96

Legenden:	GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
	T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
	GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkungsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-Fl.
	GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkungsgr. Eaus System./ Brutto-Fl.

Variante 4

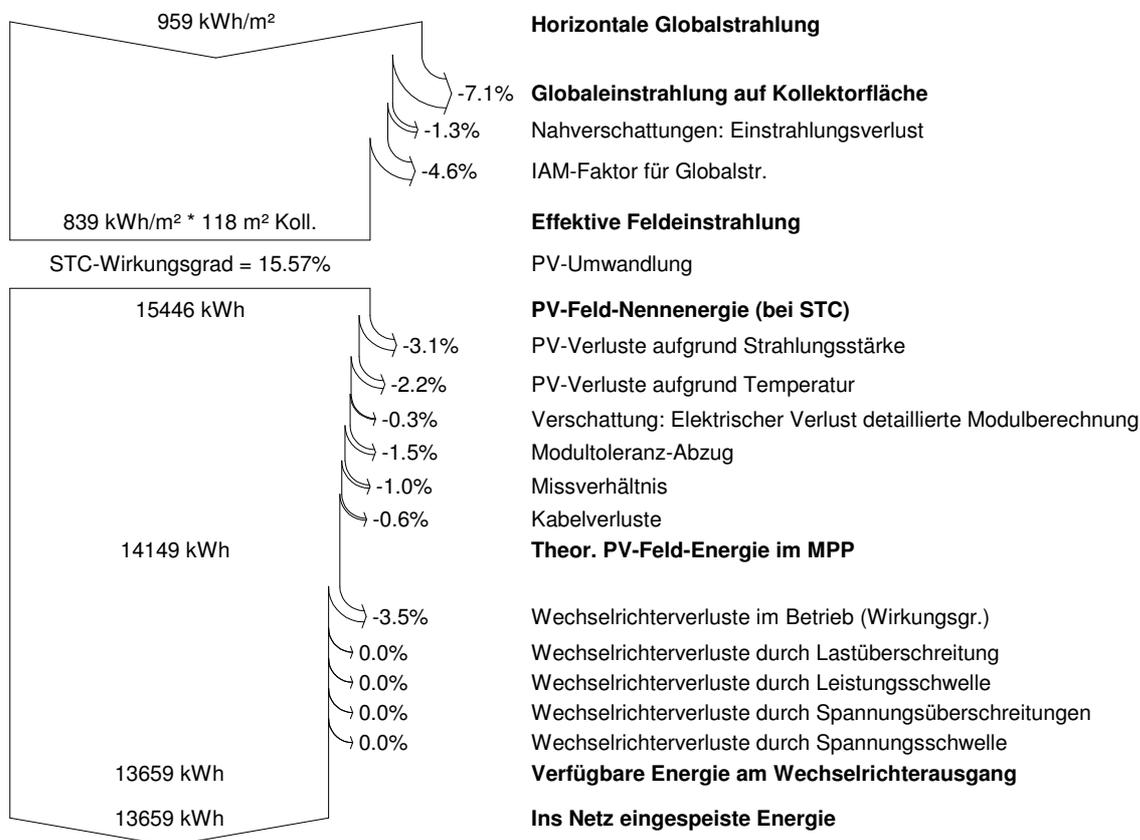
Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

Projekt : Masterthesis 1

Simulationsvariante : Variante4c

Hauptsystemparameter	Systemtyp	Netz gekoppelt
Nahverschattungen	Lineare Verschattung	
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimum = $125^\circ / -105^\circ$ and $125^\circ / 16^\circ$ / -105°
PV-Module	Modell	S 255P60 Professional Pnenn 255 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	72 Pnenn Total 18.36 kWp
Wechselrichter	Modell	TRIO-20_0-TL-OUTD-S2X-P00
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	20.00 kW ac

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Anhang G

tabellarische Darstellung der
Berechnungen

Variante 1

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	24,9	22,1	11%	0,682	156
Februar	45,4	42,3	7%	0,820	342
März	81,5	76,6	6%	0,834	624
April	120,1	113,2	6%	0,814	897
Mai	155,5	146,7	6%	0,799	1141
Juni	152,8	143,9	6%	0,787	1104
Juli	149,8	140,5	6%	0,786	1081
August	139,7	131,8	6%	0,781	1002
September	103,6	97,9	6%	0,800	760
Oktober	64,1	60,1	6%	0,811	477
November	30,6	27,5	10%	0,733	206
Dezember	19,1	16,0	16%	0,578	101
Summe	1087,1	1018,6			7891
Durchschnitt	90,6	84,9	8%	0,791	658

Variante 2

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	24,9	22,1	11%	0,712	163
Februar	45,4	42,3	7%	0,850	356
März	81,5	76,6	6%	0,865	647
April	120,1	113,2	6%	0,843	929
Mai	155,5	146,7	6%	0,827	1180
Juni	152,9	143,9	6%	0,815	1143
Juli	149,8	140,5	6%	0,814	1120
August	139,7	131,8	6%	0,809	1037
September	103,6	97,9	6%	0,829	788
Oktober	64,1	60,1	6%	0,842	495
November	30,6	27,5	10%	0,765	215
Dezember	19,1	16,0	16%	0,605	106
Summe	1087,2	1018,6			8180
Durchschnitt	90,6	84,9	8%	0,798	682

Variante 3

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	13,5	11,9	12%	0,689	171
Februar	27,7	25,1	9%	0,796	404
März	60,4	56,4	7%	0,846	938
April	98,8	93,4	5%	0,843	1530
Mai	141,4	134,6	5%	0,833	2162
Juni	145,3	138,3	5%	0,823	2194
Juli	141,0	134,1	5%	0,821	2125
August	118,3	112,1	5%	0,811	1762
September	76,2	71,3	6%	0,813	1138
Oktober	41,5	38,1	8%	0,798	607
November	16,9	15,0	11%	0,709	220
Dezember	9,8	8,4	14%	0,610	110
Summe	890,9	838,6			13362
Durchschnitt	74,2	69,9	8%	0,783	1114

Variante 4

Monat	Globalstrahlung auf Kollektorfläche in kWh/m ²	effektive Globalstrahlung (Einfallswinkelkorrektur und Verschattung) in kWh/m ²	Strahlungsverluste	PR	Eingespeiste Energie in kWh
Januar	13,5	11,9	12%	0,742	184
Februar	27,7	25,1	9%	0,830	421
März	60,4	56,4	7%	0,868	962
April	98,8	93,4	5%	0,860	1561
Mai	141,4	134,6	5%	0,847	2200
Juni	145,3	138,3	5%	0,837	2233
Juli	141,0	134,1	5%	0,834	2160
August	118,3	112,1	5%	0,825	1793
September	76,2	71,3	6%	0,831	1162
Oktober	41,5	38,1	8%	0,824	627
November	16,9	15,0	11%	0,755	234
Dezember	9,8	8,4	14%	0,674	122
Summe	890,9	838,6			13659
Durchschnitt	74,2	69,9	8%	0,811	1138

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3		bis 10kWp	10-40 kWp
Strompreis in €/KWh	0,29	0,34	0,39	Einsteilervergütung in €/KWh	0,1328	0,1262

Pro Anlage										
Variante	Nennspannung pro Anlage	Preis Modul €/Kwp	Preis Module in €/Kwp	Preis Wechselrichter €/Kwp	Preis Wechselrichter in €/Kwp	Preis Montagesystem, Kabel etc. in €	Preis Komponenten in €	Kosten Montage in €	Systempreis gesamt (incl. Montage) in €	Systempreis in €/Kwp
1	1,53	773,50	1.189,46	473,86	725,00	417,00	2.325,46	787,29	3.092,75	2.021,00
2	9,18	773,50	7.100,73	237,47	2.180,00	2.500,00	11.780,73	3.897,64	15.668,37	1.707,00
3	3,06	773,50	2.366,91	290,85	890,00	833,00	4.089,91	1.349,78	5.439,69	1.778,00
4	18,36	773,50	14.201,46	217,32	3.990,00	5.000,00	23.191,46	7.653,18	30.844,64	1.680,00

Gesamtes Haus (Jahr 1)

Variante	Anschaffungskosten	Wartungskosten €/Jahr	Versicherungskosten €/Jahr	Laufende Kosten €/Jahr	Kosten Steuern in €/Jahr	Kosten Netzzanschluss in €	Kosten Montage in €	Ertrag in kWh/Jahr
1	22.156,47	185,56	92,78	278,35	113,66	1.600,00	4.603,74	7.891,00
2	18.168,37	156,68	78,34	235,03	107,01	2.500,00	3.887,64	8.180,00
3	36.238,14	326,38	163,19	489,57	123,93	3.600,00	8.098,68	13.362,00
4	33.344,64	308,45	154,22	462,67	145,72	2.500,00	7.653,18	13.659,00

Variante	Nennleistung PV-Anlage kWp	Ertrag gesamt in kWh	Eigenverbrauchsquote	Netzeinspeisungsanteil	Netzeinspeisung in kWh/Jahr	Eigenverbrauch kWh/Jahr	Einnahmen Szenario 1 €/Jahr	Einnahmen Szenario 2 €/Jahr	Einnahmen Szenario 3 €/Jahr
1	9,18	7.891,00	54,00%	46,00%	3.629,86	3.835,03	1.583,85	1.785,00	1.985,95
2	9,18	8.180,00	62,00%	38,00%	3.108,40	4.564,44	1.724,16	1.963,56	2.202,74
3	18,36	13.362,00	36,00%	64,00%	8.551,68	4.329,29	2.379,47	2.606,54	2.833,39
4	18,36	13.659,00	46,00%	54,00%	7.375,86	5.654,83	2.555,47	2.852,06	3.148,37

Mit Speicher (Jahr 1)

Variante	PV Nennspannung in kWp	Speichergröße in kWh	Eigenverbrauchsquote gemäß C4DSi	Netzeinspeisungsanteil	Ertrag gesamt in kWh	Netzeinspeisung in kWh/Jahr	Eigenverbrauch kWh/Jahr	Einnahmen Szenario 1 €/Jahr	Einnahmen Szenario 2 €/Jahr	Einnahmen Szenario 3 €/Jahr	Zusatznahmen in €/KWh Szenario 1	Zusatznahmen in €/KWh Szenario 2	Zusatznahmen in €/KWh Szenario 3	
1	1,53	0	54%	46,00%	7.891,00	3.629,86	4.261,14	1.706,27	1.929,77	2.153,05				
			0,88	78%	22,00%	7.891,00	1.736,02	5.539,48	1.822,04	2.112,58	2.402,85	21,93	34,62	47,31
			2,1	87%	13,00%	7.891,00	1.025,83	6.178,65	1.911,36	2.235,43	2.559,19	16,28	24,26	32,23
2	9,18	0	62%	38,00%	8.180,00	3.108,40	5.071,60	1.869,87	2.135,87	2.401,62				
			3,47	79%	21,00%	8.180,00	1.717,80	6.898,65	1.899,65	2.204,10	2.508,86	8,41	19,66	30,90
			31,5	98%	2,00%	8.180,00	163,60	7.214,76	2.094,53	2.472,94	2.850,99	7,13	10,70	14,27
3	3,06	0	36%	64,00%	13.362,00	8.551,68	4.810,32	2.517,67	2.769,97	3.022,03				
			1,26	56%	44,00%	13.362,00	5.879,28	6.734,45	2.715,58	3.068,80	3.421,68	26,18	39,53	52,86
			2,1	64%	36,00%	13.362,00	4.810,32	7.696,51	2.850,02	3.253,70	3.657,00	26,38	38,39	50,39
4	18,36	0	46%	54,00%	13.659,00	7.375,86	6.283,14	2.735,98	3.065,53	3.394,77				
			13,9	69%	31,00%	13.659,00	4.234,29	8.482,24	2.971,31	3.416,21	3.860,68	16,93	25,23	33,52
			31,5	77%	23,00%	13.659,00	3.141,57	9.465,69	3.115,96	3.612,43	4.108,44	12,06	17,36	22,66

Zusatznahmen mit Speicher in 20 Jahren mit S21

Jahr	Speichergröße in kWh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Zusätzliche Einnahmen	0,88	21,93	21,79	21,66	21,53	21,40	21,28	21,15	21,02	20,89	20,77	20,64	20,52	20,40	20,28	20,15	20,03	19,91	19,79	19,67	19,56
Variante 1	2,1	16,28	16,18	16,08	15,99	15,89	15,79	15,69	15,51	15,42	15,33	15,23	15,14	15,05	14,96	14,87	14,78	14,69	14,61	14,52	
Zusätzliche Einnahmen	3,47	8,41	8,36	8,31	8,26	8,21	8,16	8,11	8,06	8,02	7,97	7,92	7,87	7,83	7,78	7,73	7,69	7,64	7,59	7,55	7,50
Variante 2	31,5	7,13	7,09	7,05	7,00	6,96	6,92	6,88	6,84	6,80	6,76	6,72	6,68	6,64	6,60	6,56	6,52	6,48	6,44	6,40	6,36
Zusätzliche Einnahmen	1,26	26,18	26,02	25,87	25,71	25,56	25,40	25,25	25,10	24,95	24,80	24,65	24,50	24,35	24,21	24,06	23,92	23,78	23,63	23,49	23,35
Variante 3	2,1	26,38	26,22	26,06	25,91	25,75	25,60	25,44	25,29	25,14	24,99	24,84	24,69	24,54	24,39	24,25	24,10	23,96	23,81	23,67	23,53
Zusätzliche Einnahmen	13,9	16,93	16,83	16,73	16,63	16,53	16,43	16,33	16,23	16,13	16,04	15,94	15,85	15,75	15,66	15,56	15,47	15,38	15,28	15,19	15,10
Variante 4	31,5	12,06	11,99	11,92	11,85	11,78	11,71	11,64	11,57	11,50	11,43	11,36	11,29	11,22	11,16	11,09	11,02	10,96	10,89	10,82	10,76

Zusatznahmen mit Speicher in 20 Jahren mit S21

Jahr	Speichergröße in kWh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Zusätzliche Einnahmen	0,88	34,62	34,42	34,21	34,00	33,80	33,60	33,40	33,20	33,00	32,80	32,60	32,41	32,21	32,02	31,83	31,64	31,45	31,26	31,07	30,88
Variante 1	2,1	24,26	24,11	23,97	23,82	23,68	23,54	23,40	23,26	23,12	22,98	22,84	22,70	22,57	22,43	22,30	22,16	22,03	21,90	21,77	21,64
Zusätzliche Einnahmen	3,47	19,66	19,55	19,43	19,31	19,20	19,08	18,97	18,85	18,74	18,63	18,51	18,40	18,29	18,18	18,07	17,97	17,86	17,75	17,64	17,54
Variante 2	31,5	10,70	10,64	10,57	10,51	10,45	10,38	10,32	10,26	10,20	10,14	10,08	10,02	9,96	9,90	9,84	9,78	9,72	9,66	9,60	9,54
Zusätzliche Einnahmen	1,26	39,53	39,29	39,05	38,82	38,59	38,36	38,13	37,90	37,67	37,44	37,22	37,00	36,77	36,55	36,33	36,12	35,90	35,68	35,47	35,26
Variante 3	2,1	38,39	38,16	37,93	37,70	37,48	37,25	37,03	36,81	36,59	36,37	36,15	35,93	35,72	35,50	35,29	35,08	34,87	34,66	34,45	34,24
Zusätzliche Einnahmen	13,9	25,23	25,08	24,93	24,78	24,63	24,48	24,33	24,19	24,04	23,90	23,76	23,61	23,47	23,33	23,19	23,05	22,91	22,78	22,64	22,50
Variante 4	31,5	17,36	17,26	17,15	17,05	16,95	16,85	16,75	16,65	16,55	16,45	16,35	16,25	16,15	16,06	15,96	15,86	15,77	15,67	15,58	15,49

Zusatznahmen mit Speicher in 20 Jahren mit S21

Jahr	Speichergröße in kWh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Zusätzliche Einnahmen	0,88	47,31	47,03	46,74	46,46	46,19	45,91	45,63	45,36	45,09	44,82	44,55	44,28	44,01	43,75	43,49	43,23	42,97	42,71	42,45	42,20
Variante 1	2,1	32,23	32,04	31,85	31,66	31,47	31,28	31,09	30,90	30,72	30,53	30,35	30,17	29,99	29,81	29,63	29,45	29,27	29,10	28,92	28,75
Zusätzliche Einnahmen	3,47	30,90	30,72	30,53	30,35	30,17	29,99	29,81	29,63	29,45	29,27	29,10	28,92	28,75	28,58	28,41	28,24	28,07	27,90	27,73	27,56
Variante 2	31,5	14,27	14,18	14,10	14,01	13,93	13,84	13,76	13,68	13,60	13,51	13,43	13,35	13,27	13,19	13,11	13,03	12,96	12,88	12,80	12,72
Zusätzliche Einnahmen	1,26	52,86	52,55	52,23	51,92	51,61	51,30	50,99	50,68	50,38	50,08	49,78	49,48	49,18	48,89	48,59	48,30	48,01	47,72	47,44	47,15
Variante 3	2,1	50,39	50,09	49,79	49,49	49,20	48,90	48,61	48,32	48,03	47,74	47,45	47,17	46,88	46,60	46,32	46,04	45,77	45,49	45,22	44,95
Zusätzliche Einnahmen	13,9	33,52	33,32	33,12	32,92	32,72	32,53	32,33	32,14	31,94	31,75	31,56	31,37	31,18	31,00	30,81	30,63	30,44	30,26	30,08	29,90
Variante 4	31,5	22,66	22,52	22,39	22,25	22,12	21,98	21,85	21,72	21,59	21,46	21,33	21,20	21,08	20,95	20,83	20,70	20,58	20,45	20,33	20,21

Variante	PV Nennspannung in kWp	Speichergröße in kWh	Verhältnis Speichergröße zu PV Nennspannung	Eigenverbrauchsquote gemäß C4DSi	Zusatznahmen in €/KWh Szenario 1	Zusatznahmen in €/KWh Szenario 2	Zusatznahmen in €/KWh Szenario 3
1	1,53	0		54%			
		0,88	58%	414,39 €	654,39 €	894,17 €	
		2,1	137%	307,63 €	458,49 €	609,21 €	
		0	62%				
2	9,18	3,47	38%	158,98 €	371,64 €	584,09 €	
		31,5	79%				

		31,5	343%	98%	134,80 €	202,24 €	269,62 €
		0		35%			
3	3,06	1,26	41%	56%	494,77 €	747,07 €	999,13 €
		2,1	69%	64%	498,53 €	725,60 €	952,45 €
		0		46%			
4	18,36	13,9	76%	69%	319,99 €	476,82 €	633,50 €
		31,5	172%	77%	227,99 €	326,14 €	428,20 €

Variante 3																					
Ertrag1	2.379,47 €	2.365,19 €	2.351,00 €	2.336,89 €	2.322,87 €	2.308,94 €	2.295,08 €	2.281,31 €	2.267,62 €	2.254,02 €	2.240,49 €	2.227,05 €	2.213,69 €	2.200,41 €	2.187,20 €	2.174,08 €	2.161,04 €	2.148,07 €	2.135,18 €	2.122,37 €	44.971,97 €
Ertrag2	2.606,54 €	2.590,90 €	2.575,35 €	2.559,90 €	2.544,54 €	2.529,28 €	2.514,10 €	2.499,02 €	2.484,02 €	2.469,12 €	2.454,30 €	2.439,58 €	2.424,94 €	2.410,39 €	2.395,93 €	2.381,55 €	2.367,26 €	2.353,06 €	2.338,94 €	2.324,91 €	49.263,62 €
Ertrag3	2.833,39 €	2.816,39 €	2.799,49 €	2.782,70 €	2.766,00 €	2.749,41 €	2.732,91 €	2.716,51 €	2.700,21 €	2.684,01 €	2.667,91 €	2.651,90 €	2.635,99 €	2.620,17 €	2.604,45 €	2.588,82 €	2.573,29 €	2.557,85 €	2.542,50 €	2.527,25 €	53.551,17 €
Abschreibung	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	905,95 €	18.119,07 €
Kosten Kredit	- €	- €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	2.214,10 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	22.141,00 €
laufende Kosten	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	489,57 €	9.791,44 €
Steuern	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	123,93 €	2.478,69 €
																					52.530,20 €
G1	860,01 €	845,73 €	- 1.382,56 €	- 1.396,67 €	- 1.410,69 €	- 1.424,63 €	- 1.438,48 €	- 1.452,25 €	- 1.465,94 €	- 1.479,54 €	- 1.493,07 €	- 1.506,51 €	694,23 €	680,95 €	667,74 €	654,62 €	641,58 €	628,61 €	615,72 €	602,91 €	- 7.558,23 €
G2	1.087,08 €	1.071,44 €	- 1.158,21 €	- 1.173,66 €	- 1.189,02 €	- 1.204,28 €	- 1.219,46 €	- 1.234,55 €	- 1.249,54 €	- 1.264,44 €	- 1.279,26 €	- 1.293,98 €	905,48 €	890,93 €	876,47 €	862,09 €	847,80 €	833,60 €	819,48 €	805,45 €	- 3.266,59 €
G3	1.313,93 €	1.296,93 €	- 934,07 €	- 950,86 €	- 967,56 €	- 984,15 €	- 1.000,65 €	- 1.017,05 €	- 1.033,35 €	- 1.049,55 €	- 1.065,65 €	- 1.081,66 €	1.116,53 €	1.100,71 €	1.084,99 €	1.069,36 €	1.053,83 €	1.038,39 €	1.023,04 €	1.007,79 €	1.020,97 €
Anlagenpreis	33.344,64 €																				
r1		-5%																			
r2		26%																			
r3		57%																			

Variante 4																					
	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20	
EK	16.672,32 €	15.766,37 €	14.860,41 €	13.954,46 €	13.048,51 €	12.142,55 €	11.236,60 €	10.330,65 €	9.424,69 €	8.518,74 €	7.612,79 €	6.706,83 €	5.800,88 €	4.894,92 €	3.988,97 €	3.083,02 €	2.177,06 €	1.271,11 €	365,16 €	- 540,80 €	
FK	17.666,67 €	17.666,67 €	17.666,67 €	16.121,25 €	14.530,42 €	12.892,83 €	11.207,12 €	9.471,86 €	7.685,61 €	5.846,87 €	3.954,08 €	2.005,67 €									
k		2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%									
FKZ			491,90 €	446,48 €	399,73 €	351,60 €	302,06 €	251,07 €	198,57 €	144,53 €	88,91 €	31,65 €									
																					Summe

Ertrag1	2.555,47 €	2.540,13 €	2.524,89 €	2.509,74 €	2.494,68 €	2.479,72 €	2.464,84 €	2.450,05 €	2.435,35 €	2.420,74 €	2.406,21 €	2.391,77 €	2.377,42 €	2.363,16 €	2.348,98 €	2.334,89 €	2.320,88 €	2.306,95 €	2.293,11 €	2.279,35 €	48.298,32 €
Ertrag2	2.852,06 €	2.834,95 €	2.817,94 €	2.801,03 €	2.784,22 €	2.767,52 €	2.750,91 €	2.734,41 €	2.718,00 €	2.701,69 €	2.685,48 €	2.669,37 €	2.653,36 €	2.637,43 €	2.621,61 €	2.605,88 €	2.590,25 €	2.574,70 €	2.559,26 €	2.543,90 €	53.903,98 €
Ertrag3	3.148,37 €	3.129,48 €	3.110,71 €	3.092,04 €	3.073,49 €	3.055,05 €	3.036,72 €	3.018,50 €	3.000,39 €	2.982,39 €	2.964,49 €	2.946,70 €	2.929,02 €	2.911,45 €	2.893,98 €	2.876,62 €	2.859,36 €	2.842,20 €	2.825,15 €	2.808,20 €	59.504,30 €
Abschreibung	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	833,62 €	16.672,32 €
Kosten Kredit	- €	- €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	2.037,32 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	20.373,20 €
laufende Kosten	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	462,67 €	9.253,39 €
Steuern	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	145,72 €	2.914,32 €
																					49.213,24 €
G1	1.113,46 €	1.098,13 €	- 954,43 €	- 969,58 €	- 984,64 €	- 999,61 €	- 1.014,48 €	- 1.029,27 €	- 1.043,97 €	- 1.058,59 €	- 1.073,11 €	- 1.087,55 €	935,42 €	921,16 €	906,98 €	892,88 €	878,88 €	864,95 €	851,11 €	837,35 €	- 914,91 €
G2	1.410,06 €	1.392,95 €	- 661,38 €	- 678,29 €	- 695,10 €	- 711,80 €	- 728,41 €	- 744,91 €	- 761,32 €	- 777,63 €	- 793,84 €	- 809,95 €	1.211,35 €	1.195,43 €	1.179,61 €	1.163,88 €	1.148,24 €	1.132,70 €	1.117,25 €	1.101,90 €	4.690,75 €
G3	1.706,37 €	1.687,48 €	- 368,62 €	- 387,28 €	- 405,83 €	- 424,27 €	- 442,60 €	- 460,82 €	- 478,93 €	- 496,94 €	- 514,83 €	- 532,62 €	1.487,02 €	1.469,45 €	1.451,98 €	1.434,62 €	1.417,36 €	1.400,20 €	1.383,15 €	1.366,20 €	10.291,07 €

Zusammenfassung:

Variante	1	2	3	4
Gewinn SZ 1	- 61,91 €	7.577,51 €	- 7.558,23 €	- 914,91 €
Gewinn SZ 2	3.739,77 €	12.102,27 €	- 3.266,59 €	4.690,75 €
Gewinn SZ 3	7.537,83 €	16.622,71 €	1.020,97 €	10.291,07 €
r S21	0%	42%	-42%	-5%
r S22	17%	67%	-18%	26%
r S23	34%	92%	6%	57%

Kreditbetrag: 18119
 Nominaler Jahreszinssatz: 2,9
 Rückzahlungsrate: 184,51
 Ratenintervall: monatlich
 Zahlungsart: nachschüssig
 Laufzeit der Ratenzahlungen: 10 Jahre
 Tilgungsfreie Zeit: 2 Jahre
 Zinszahlung für tilgungsfreie Zeit: in die Rückzahlungsrate einrechnen
 Zinsen für tilgungsfreie Zeit: 1080,63
 Restschuld: 0,00 Euro
 Rechengenauigkeit: intern maximal
 Zinsen und Gebühren gesamt: 4021,98
 Gesamtaufwand: 22140,98
 Effektiver Jahreszinssatz: 2,94 % p.a. (interner Zinssatz, IRR)

Jahr		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Gesamt-	summen
Schuldenstand	Vorjahr	19.199,63	17.520,12	15.791,24	14.011,56	12.179,58	10.293,75	8.352,50	6.354,21	4.297,18	2.179,71		19.199,63
Raten-	zahlungen	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10	2.214,10		22.140,98
davon	Zinsen / Gebühren	534,58	485,22	434,41	382,11	328,27	272,85	215,8	157,07	96,62	34,39		2.941,34
davon	Tilgung	1.679,52	1.728,87	1.779,68	1.831,99	1.885,82	1.941,25	1.998,30	2.057,02	2.117,48	2.179,71		19.199,63
Schuldenstand	am Jahresende	17.520,12	15.791,24	14.011,56	12.179,58	10.293,75	8.352,50	6.354,21	4.297,18	2.179,71	0		0

Anfängliche tilgungsfreie Zeit: 24 Monate
 Hierfür anfallende Zinsen erhöhen die Anfangsschuld und sind in die Rückzahlungsrate eingerechnet.

Kreditbetrag: 16672,32
 Nominaler Jahreszinssatz: 2,9
 Rückzahlungsrate: 169,78
 Ratenintervall: monatlich
 Zahlungsart: nachschüssig
 Laufzeit der Ratenzahlungen: 10 Jahre
 Tilgungsfreie Zeit: 2 Jahre
 Zinszahlung für tilgungsfreie Zeit: in die Rückzahlungsrate einrechnen
 Zinsen für tilgungsfreie Zeit: 994,35
 Restschuld: 0,00 Euro
 Rechengenauigkeit: intern maximal
 Zinsen und Gebühren gesamt: 3700,85
 Gesamtaufwand: 20373,17
 Effektiver Jahreszinssatz: 2,94 % p.a. (interner Zinssatz, IRR)

Jahr		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Gesamt-	summen
Schuldenstand	Vorjahr	17.666,67	16.121,25	14.530,42	12.892,83	11.207,12	9.471,86	7.685,61	5.846,87	3.954,08	2.005,67		17.666,67
Raten-	zahlungen	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32	2.037,32		20.373,17
davon	Zinsen / Gebühren	491,9	446,48	399,73	351,6	302,06	251,07	198,57	144,53	88,91	31,65		2.706,50
davon	Tilgung	1.545,42	1.590,83	1.637,59	1.685,71	1.735,25	1.786,25	1.838,75	1.892,78	1.948,41	2.005,67		17.666,67
Schuldenstand	am Jahresende	16.121,25	14.530,42	12.892,83	11.207,12	9.471,86	7.685,61	5.846,87	3.954,08	2.005,67	0		0
Anfängliche tilgungsfreie Zeit: 24 Monate	Hierfür anfallende Zinsen erhöhen die Anfangsschuld und sind in die Rückzahlungsrate eingerechnet.												



Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Bruns

Vorname: Miriam

dass ich die vorliegende Masterarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Konzeption und wirtschaftliche Optimierung einer Photovoltaikanlage mit Speicher unter Zuhilfenahme von Simulationsmodellen

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

27.02.2014

Ort

Datum

Unterschrift im Original