

Hao Chen

**Modellierung einer Photovoltaik-Anlage
mit Akkumulator in Matlab-Simulink**

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/in: Prof. Dr.-Ing. Birgit Koeppen
Zweitprüfer/in : Prof. Dr. Thomas Veese

Abgabedatum: 12.01.2017

Zusammenfassung

Hao Chen

Thema der Masterthesis

Modellierung einer Photovoltaik-Anlage mit Akkumulator in Matlab-Simulink

Stichworte

Modellierung, Simulation, Matlab-Simulink, Parameter, Photovoltaik-Anlage, Sonnenstrahlung, Solarleistung, Haushaltslast, Akkumulator, Energie

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit umfasst die Modellierung einer Photovoltaik-Anlage mit Akkumulator in Matlab-Simulink. Das ganze Modell wird in vier Teile, nämlich Solarstrahlung, Photovoltaik-Anlage, Haushaltsverbrauch und Akkumulator, unterteilt. Der Benutzer kann durch Eingabe eines bestimmten Standorts und der Ausrichtung der Anlagen eine Prognose über die hergestellten Solarleistung und gespeicherte Energie im Akkumulator in minütlichen oder stündlichen Zeitschritt simulieren.

Hao Chen

Title of the paper

Modelling of a photovoltaic system with accumulator in Matlab-Simulink

Keywords

Modelling, simulation, Matlab-Simulink, parameters, photovoltaic system, solar radiation, solar power, household load, accumulator, energy

Abstract

This work includes the modelling of a photovoltaic system with accumulator in Matlab-Simulink. The whole model is divided into four parts, namely solar radiation, photovoltaic system, household consumption and accumulator. The user can simulate a prediction of the produced solar power and accumulated energy in the accumulator in a minute or hourly step by entering a specific location and the orientation of the photovoltaic systems.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	4
1. Einleitung	6
1.1. Ausgangspunkt	6
1.2. Ziel und Aufbau der Arbeit	8
2. Fakten über Markt der Photovoltaik-Anlage	9
2.1. Weltweite installierte Leistung	10
2.2. Wirtschaftlichkeit	12
3. Solarstrahlung	16
3.1. Eigenschaften	16
3.1.1. Solarkonstante	16
3.1.2. Sonnenspektrum	17
3.1.3. Globalstrahlung	18
3.2. Berechnung des Sonnenstandes und der Sonnenstrahlung	20
3.2.1. Sonnenstand	21
3.2.1.1. Maximale und minimale Sonnenhöhenwinkel	21
3.2.1.2. Berechnung der Sonnenbahn	21
3.2.2. Sonnenstrahlung	24
3.2.2.1. Bestrahlung auf den Solarmodulflächen	25
3.2.2.1.1. Direktstrahlung auf den Modulflächen	27
3.2.2.1.2. Diffusstrahlung auf den Modulflächen	28
3.2.2.1.3. Reflektierte Strahlung auf den Modulflächen	28
3.2.2.2. Nachführung	29
3.3. Messung der Solarstrahlung	30
3.3.1. Messung der Globalstrahlung	30
3.3.2. Messung der Direkt- und Diffusstrahlung	31
4. Photovoltaik- Anlage	33
4.1. Solarzelle	33
4.1.1. Ersatzschaltbild	34
4.1.1.1. Ersatzbild mit Widerstand	35
4.1.1.2. Wirkungsgrad der Solarzelle	36
4.1.1.3. Einfluss der Temperatur	38
4.2. Solarmodul	40
4.2.1. Reihenschaltung der Solarzellen	40
4.2.2. Parallelschaltung der Solarzellen	42
5. Haushaltsverbrauch	43

5.1.	Energiefluss.....	43
5.2.	Standardlastprofil (SLP).....	44
6.	Akkumulator	45
6.1.	Prinzip und Aufbau	45
6.1.1.	Blei-Säure-Batterie	45
6.1.2.	Lithium-Ionen-Batterie.....	46
6.2.	Einsatz in dem Haushalt	47
6.2.1.	Einsatz in dem Haushalt	47
6.2.2.	Speicherungskosten.....	48
7.	Modellentwicklung und Parametrierung	50
7.1.	Modellentwicklung	50
7.1.1.	Modul „Solarstrahlung“	51
7.1.1.1.	Eingangssignal.....	52
7.1.1.2.	Aufbau der Verknüpfungssysteme	52
7.1.1.3.	Aufbau der Solarstrahlungssysteme	57
7.1.2.	Modul „Solarleistung“	63
7.1.3.	Modul „Haushaltsleistung“	64
7.1.4.	Modul „Akkumulator“	65
7.2.	Initialisierungsdaten.....	68
7.2.1.	Simulationsparameter	68
7.2.2.	Benutzerdefinierte Parameter	69
7.2.2.1.	Konstante und Umgebungsparameter	69
7.2.2.2.	Ausrichtungparameter der Solaranlagen.....	71
7.2.2.3.	Parameter für verschiedene Standorte.....	71
7.2.2.4.	Dimensionierung der Solaranlage	72
7.2.2.5.	Parameter für Haushaltsverbrauch.....	72
7.2.2.6.	Spezifikationsparameter des Akkumulators	74
8.	Auswertung der Simulationsergebnisse	75
8.1.	Auswertung und Vergleich.....	75
8.1.1.	Analyse Modul Solarstrahlung	75
8.1.1.1.	Analyse der Sonne-Erde Laufbahn	75
8.1.1.2.	Analyse der horizontalen Strahlungen.....	79
8.1.1.3.	Auswertung der Sonnenstrahlung auf den Modulflächen.....	82
8.1.1.3.1.	Auswertung des Anstellwinkels β	84
8.1.1.3.2.	Auswertung des Azimutwinkels α_E	85
8.1.2.	Analyse Modul Solarleistung	86

8.1.3.	Analyse Modul Haushaltsleistung.....	87
8.1.4.	Analyse Modul Akkumulator.....	88
8.1.4.1.	Auswertung des Testmodells des Akkumulators.....	88
8.1.4.2.	Auswertung des Akkumulators.....	92
8.2.	Punkte zur Verbesserung und Erweiterung.....	95
8.2.1.	Modul Solarstrahlung.....	95
8.2.2.	Modul Solarleistung.....	97
8.2.3.	Modul Haushaltsleistung.....	98
8.2.4.	Modul Akkumulator.....	98
9.	Zusammenfassung.....	101
	Anhang.....	103
A.	Ein- und Ausgänge sowie Parameter in Simulink.....	103
B.	Matlab Daten.....	106
	Literaturverzeichnis.....	109

Abkürzungen

ALB	Albedo Wert
AM	Air Mass
a-Si	Amorphous silicon
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFG-Si	Edge-defined film-fed growth Si
FF	Füllfaktor
G. B.	Großbritannien
GW	Gigawatt
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin Layer
IEA	Internationale Energieagentur
kWh	Kilowattstunde
LZ	Lokale Zeit
MESZ	mitteleuropäische Sommerzeit
MEZ	mitteleuropäische Zeit
mono-Si	Monocrystalline silicon
MOZ	Mittlere Ortszeit
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
MWh	Megawatt pro Stunde
NASA SSE	National Aeronautics and Space Administration-Solar System Exploration
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
poly-Si	Polycrystalline silicon
PV	Photovoltaik Anlage
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SLP	Standardlastprofil
SR-Si	String ribbon silicon
STC	Standard Test Conditions (Standardtestbedingung)
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
TWh	Terawatt pro Stunde
USD	US Dollar
UTC	Cordinated Universal Time

WOZ

Wahre Ortszeit

μc-Si

Microcrystalline silicon

1. Einleitung

Beginnend mit einer Beschreibung meiner Motivation, mich innerhalb meiner Masterarbeit mit dem Thema Modellierung einer Photovoltaik-Anlage mit Akkumulator in Matlab-Simulink anzunehmen, beschreibe ich anschließend das Thema der Arbeit, das Ziel sowie den Aufbau der Arbeit.

1.1. Ausgangspunkt

Als zukünftige Energiequelle steht erneuerbare Energie immer mehr im Mittelpunkt des Themas Energieversorgung. Photovoltaik, eine direkte Umwandlung der Sonnenstrahlung in die elektrische Energie, kann eine faszinierende Menge des weltweiten Stromverbrauchs abdecken. Die Strahlungsstärke und -dauer der Sonne, der Aufbau und die Ausrichtung eines Solargenerators und Standorte der Anlage, beeinflussen die Erträge der Solarleistung.

In der PV Branche geht es nicht nur um die Leistung und Erträge, sondern auch um die Frage „Wohin mit der erzeugten Energie?“. Traditionell wird die elektrische Energie nach Erzeugung im Netz gespeichert; nach Bedarf der Endverbraucherkunden soll die Energie aus dem Netz genommen werden. Dabei treten zwei Probleme auf. Erstens entstehen von der technischen Seite aus zu viele Transport- und Speicherverluste auf dem Weg von den Erzeugungsanlagen zum Netz; zudem dürfen nicht immer alle von den Anlagen erzeugten Leistungen ins Netz eingespeist werden. Dafür soll sich die Leistung dem Netzzustand anpassen. Wenn die Netzfrequenz oder –spannung zu hoch ist, werden die Anlagen ausgeschaltet. Bei dem zweiten Problem spielt Politik eine Rolle, denn die ins Netz eingespeicherte Solarleistung wird nicht hundertprozentig vergütet; schon seit den 1990er Jahren werden diverse Gesetze (Stromeinspeisungsgesetz, Erneuerbare-Energien-Gesetz) gegeben, um die Einspeisevergütung zu regulieren, was den PV Markt entscheidend beeinflusst hat. Der Betreiber muss sicherstellen, dass durch Betreiben der Anlagen und Lieferung des erzeugten Stroms ins Netz, die Wirtschaftlichkeit gewährleistet ist.

Zur Lösung der Probleme gibt es schon zwei vernünftige Optionen: Eigenverbrauch und Speicher vor Ort. Durch die Direktnutzung des erzeugten Solarstroms braucht der Betreiber weniger Rücksicht auf die Netzseite zu nehmen; mit Akkumulatoren kann der Strom zuerst Vorort gespeichert werden, anschließend geht die übrig gebliebene Leistung ins Netz. Damit wird Strom aus dem Netz, während des Peak Leistung Zeitraums (normalerweise von 10:00 bis 18:00) kaum gebraucht. Die Abbildung 1 und Abbildung 2 von der International Energie Agentur, zeigen die Unterschiede zwischen mit und ohne Selbstverbrauch, sowie mit und ohne Benutzung des Akkumulators.

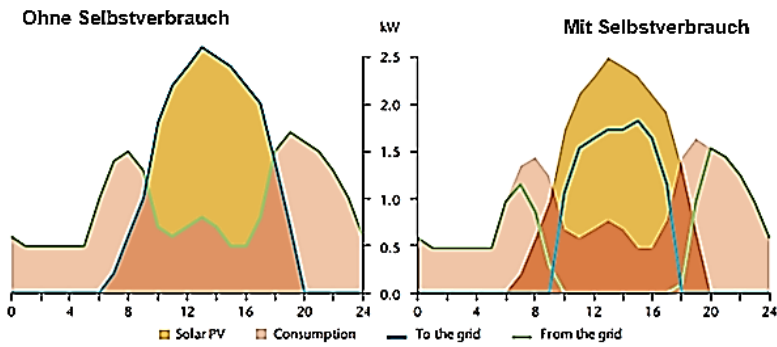


Abbildung 1. Haushaltslastgang während eines sonnigen Tages mit und ohne Selbstverbrauch [1]

Durch Eigenverbrauch des Haushalts (rechte Grafik von Abbildung 1), geht weniger erzeugte Leistung ins Netz und entsprechend wird während der Tagespeaks weniger Strom vom Netz genommen. Hier sieht man noch eine andere Perspektive, nämlich durch die Schwankungen der Sonnenstärke und der Nachfrage der Verbraucherseite, variiert der Selbstverbrauchsanteil stark nach dem unterschiedlichen Zeitpunkt.

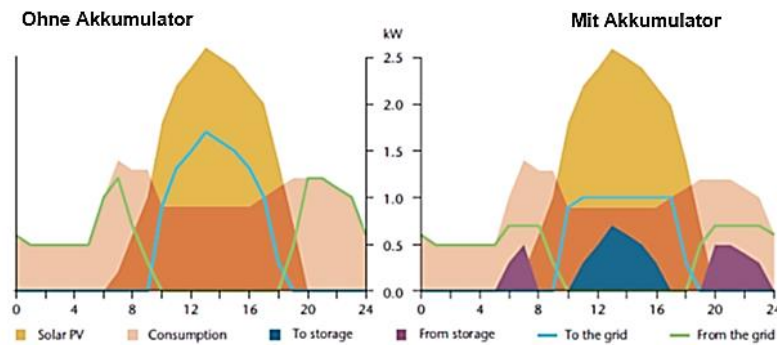


Abbildung 2. Haushaltslastgang während eines sonnigen Tages mit und ohne Akkumulator [1]

Durch das Einsetzen zusätzlicher Akkumulatoren (rechte Grafik in Abbildung 2) wird noch weniger Strom aus dem Netz gebraucht als in der Abbildung 1 und die ins Netz einzuspeichernde Peak-Leistung werden auch entsprechend flacher. Der Vergleich zeigt, dass durch ein Lastmanagement und einen Speicher vor Ort, der Selbstverbrauchsanteil erhöht werden kann.

1.2. Ziel und Aufbau der Arbeit

Photovoltaik-Anlagen für den Haushalt dienen dazu, den erzeugten Strom am Herstellungsort zu nutzen oder zu speichern. Der Eigenverbrauchsanteil in einem Haushalt, hängt von der Solaranlagenleistung, der Speicherkapazität des Akkumulators und dem Jahresstromverbrauch des Haushalts, ab. Durch Einsetzen eines Speichers, kann die erzeugte elektrische Energie über Tage, Wochen sogar Monate zwischengespeichert werden.

Der Zweck der Abschlussarbeit ist, ein Modell einer Photovoltaik-Anlage mit Akkumulator in Matlab-Simulink aufzubauen. Das ganze Modell wird in vier Teilen, nämlich Solarstrahlung, Photovoltaik-Anlage, Haushaltsverbrauch und Akkumulator, unterteilt. Dabei werden folgende Punkte abgedeckt:

- Entwicklung eines Simulationsmodells in Matlab-Simulink mit variierbaren Parametern
- Einsetzung typisches Haushaltsverhaltensverhalten für ein ganzes Jahr
- Einsetzung der Akkumulator unter Rücksicht auf die Wirkungsgrade
- Validierung und Auswertung der Simulationsergebnisse
- Punkte zur Verbesserung und Erweiterung

Nach einer kurzen Einführung in den Photovoltaik Markt in den ersten zwei Kapiteln, werden die Eigenschaft der Solarstrahlung und deren Berechnungsweise auf den geeigneten Modulflächen von PV Anlagen in Kapitel 3 vorgestellt.

Darauf folgend, wird ein Überblick über den Aufbau der PV Anlage, die Haushaltslast und den Akkumulator in Kapitel 4 bis Kapitel 6 gegeben.

Im siebten Kapitel wird der Aufbau und die Parametrierung des ganzen Modells erklärt. Anschließend wird in Kapitel 8 die Auswertung der Simulationsergebnisse durchgeführt. Die weiteren Punkte zur Erweiterung und Verbesserung finden sich als Abschluss am Ende der Arbeit. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung sowie einem Ausblick in Kapitel 9.

2. Fakten über Markt der Photovoltaik-Anlage

Bis zum Jahresende 2015 umfasste die Weltbevölkerung rund 7,4 Milliarden Menschen [2]. Durchschnittlich braucht jede Person jährlich 3 MWh Strom. 36% der gesamten Primärenergie wird für die Stromerzeugung verwendet, und 14% der gesamten Primärenergie kommt von erneuerbaren Energien; daraus kommen 3,4% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien. Die erneuerbaren Energien entfallen bis zum Ende 2014 rund 23% der gesamten Stromerzeugung weltweit, während die Kohle immer noch 41% besitzt. Das heißt, im Durchschnitt erzeugt jede Person 4,5 Tonnen CO₂ jährlich, durch Benutzung des Stroms aus nicht-erneuerbarer Energie. [3] Hier treten die Sonne, der Wind, und das Wasser, als unerschöpfliche Energiequelle auf; sie können emissionsfrei in elektrische Energie umgewandelt werden, nur sind die genügende Fläche für die Anlage (z. B. Modulfläche für PV Anlage) und der ausreichende Speicherplatz gefragt. Ohnehin ist eine maximale Ausbeute aus der erneuerbare Energie, eine optimale und dringendste Lösung für eine umweltschonende Energieerzeugung.

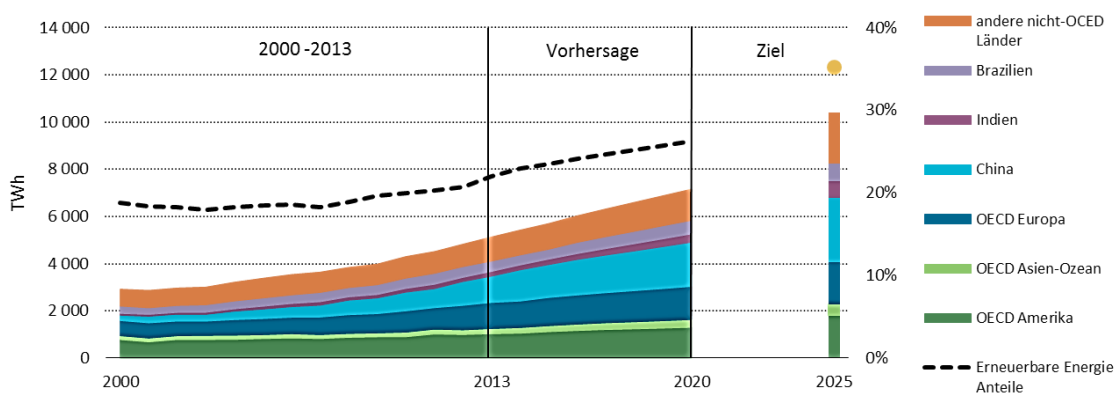


Abbildung 3. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Region [3]

Schauen wir uns zuerst ein Paar Zahlen an: Bis Ende 2014 sind ca. 8000 TWh Strom aus erneuerbarer Energie erzeugt worden (Abbildung 3). China (23%), Europa (17%) und USA (11%) sind die drei größten Marktführer für erneuerbare Energie [3]. Der allgemeine Benutzungstrend ist steigend.

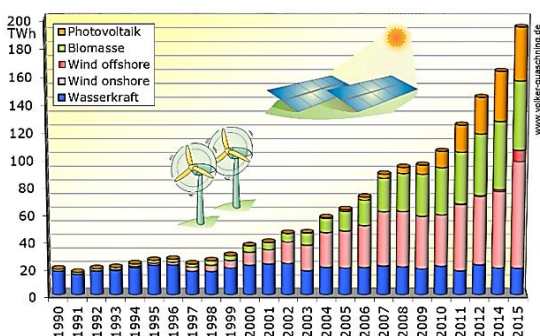


Abbildung 4. Installierte Leistung regenerativer Kraftwerke in Deutschland [4]

Abbildung 4 gibt einen Einblick über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland über die letzten 20 Jahre. Seit Anfang 2000 hat die Windenergiebranche geboomt, im Vergleich dazu fängt der Boom der Photovoltaik relativ später (etwa 10 Jahre später) an, und die Entwicklung der Wasserkraft bleibt stabil. Im Jahr 2015 werden gut 190TWh elektrische Energie aus der erneuerbaren Energie erzeugt, was fast ein Drittel des deutschen Strombedarfs abdeckt, und die Photovoltaik hat daran einen Anteil von ca. 6% [5].

Nach einer Durchsicht des neuesten Standes der erneuerbaren Energien, fokussiert sich dieses Kapitel auf den Markt der Photovoltaik Anlagen (PV Anlagen). Die Photovoltaik braucht keine komplizierten Zwischenprozesse, um das Sonnenlicht direkt in die elektrische Energie umzuwandeln. Die rasante Installation, erhöhte Leistung und Wirkungsgrad, Wirtschaftlichkeit der PV Anlagen, sind Schwerpunkte dieses Kapitels.

2.1. Weltweite installierte Leistung

Abbildung 5 stellt die jährlich erzeugte gesamte Leistung in der Welt dar. 2005 ist der Anfang des steigenden Zubaus und es ist das erste Mal, dass in Asien mehr Anlagen als in Europa installiert wurden. In den letzten zehn Jahren hat sich die kumulierte installierte Leistung durchschnittlich um 49% pro Jahr erhöht. Im Jahr 2013 wurden 30 TWh Solarleistung hergestellt, was ca. 5,3% des gesamten deutschen Stromverbrauchs entspricht. In Italien wurden 2013 ca. 22 TWh Solarleistung hergestellt, das sind 7% des kompletten Stromverbrauchs Italiens [1].

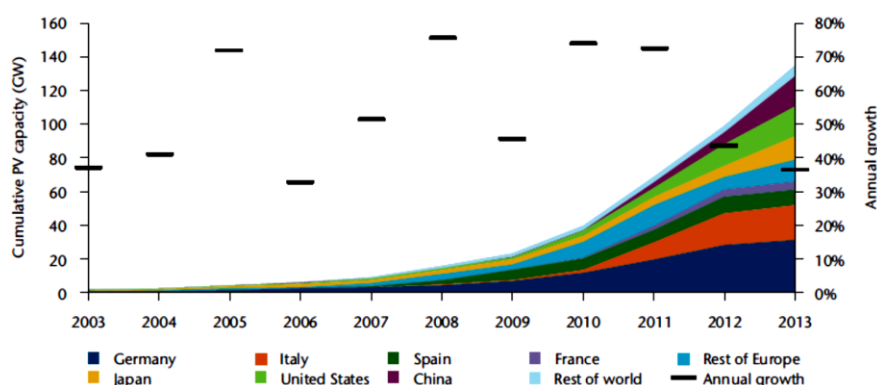


Abbildung 5. Weltweite erzeugte PV Leistung [1]

Bis zum Ende 2014 bestanden 20% des erzeugten Stroms aus Photovoltaik [1]. Im Jahr 2015 wurden ca. 47 GW PV Anlagen weltweit neu installiert. Nach Abbildung 6 decken China (15GW) und Japan (11GW) alleine die Hälfte aller Neuinstallationen ab. Voraussichtlich werden 37% der PV Anlagen weltweit bis 2050 in China installiert [1]; es hat viel mit der Sonnenquelle und der Unterstützung von der Regierung zu tun. Die Entwicklung der PV Anlagen in Indien ist im Jahr

2015 rasant gestiegen und erreichte 2 GW Installationsleistung, doppelt so viel wie 2014. Gleichzeitig ist der Installationstrend in den USA und den europäischen Länder auch steigend.

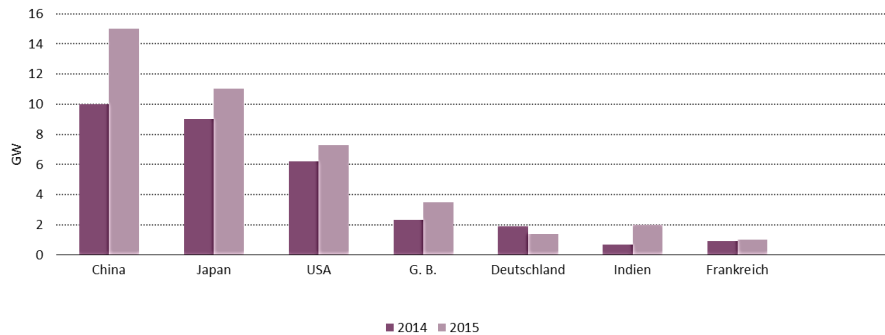


Abbildung 6. Zugeführte PV Anlagen im Jahr 2014 und 2015, basierend auf IEA [3]

Der deutsche PV Markt durchläuft derzeit starke Veränderungen. Durch Einsetzen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist die installierte Leistung in Deutschland in den vergangenen zehn Jahren rasant gestiegen (besonders zwischen 2008 und 2012). Der Zubau 2015 beträgt aber nur ca. 1,4 GW und liegt damit unter dem Ziel der Bundesregierung von 2,5 GW [6]. Bis zum Ende 2015 betrug die gesamte installierte Leistung ca. 39,6 GW (Abbildung 7). Schon ab 2013, aufgrund einer ungünstigen Fördermaßnahme der Bundesregierung, wurde der Zubau reduziert [3].

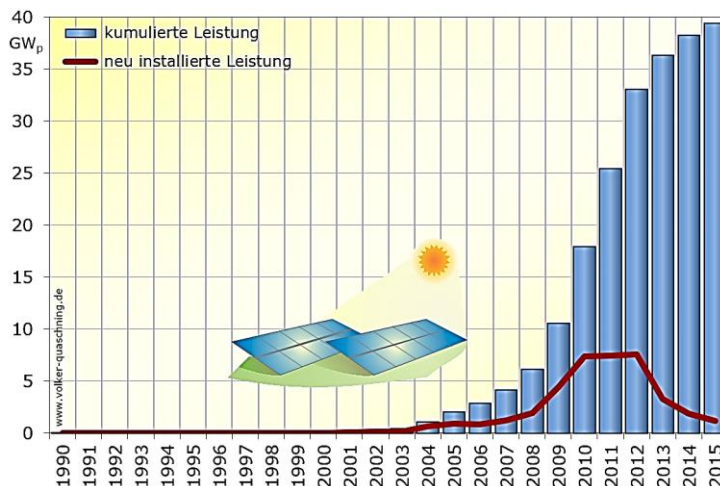


Abbildung 7. Kumulierte und neu installierte Leistung der PV Anlagen in Deutschland [4]

Interessant zu vergleichen ist die neu installierte Leistung in den vergangenen neun Jahren in Deutschland und in China (Abbildung 8). Zwischen 2007 und 2013 ist die Zufuhr der Leistung in Deutschland stark geboomt, danach rutscht die Rate des Zubaus stark ab.

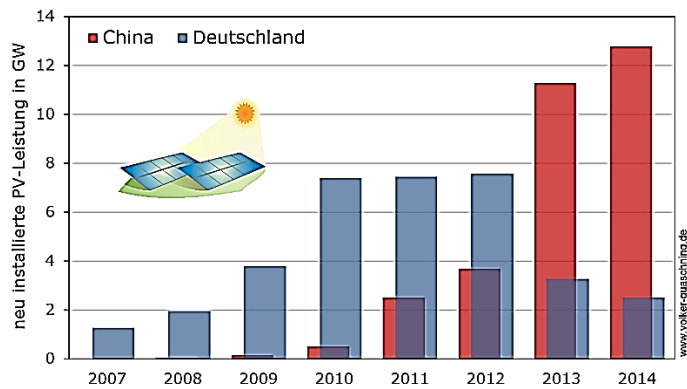


Abbildung 8. Neu installierte PV Leistung in China und Deutschland [4]

Der PV Markt in der Volksrepublik China fängt erst im Jahr 2009 an, in den folgenden Jahren wurde die installierte Leistung jährlich mehr als verdreifacht; innerhalb drei Jahren steht China an der Topliste der PV Leistung. Dazu hat Herr Volker Quaschnig einen interessanten Artikel veröffentlicht: „Einbrechender Heimatmarkt: Deutschland gibt Zukunftstechnologie Photovoltaik an China ab“ [4].

Die Internationale Energieagentur (IEA) geht davon aus, dass die insgesamt installierte Leistung in der Welt bis 2020 auf ca. 500 GW ansteigen wird. Wenn das Ziel in [1] erreicht wird, nämlich bis 2050 insgesamt 4600 GW Leistung von PV Anlagen stammen, werden jährlich bis zu vier Gigatonnen CO₂-Emission vermieden.

2.2. Wirtschaftlichkeit

PV Anlagen sind sehr kapitalintensiv, dennoch sind die Anlagenkosten in den vergangenen Jahren dramatisch gesunken. Die Anschaffungskosten der PV-Module sind in den letzten acht Jahren um vier Fünftel gesunken und die Kosten für die vollständige PV-Anlage sind um zwei Drittel gesunken [1]. Niedrigere Anlagenkosten schaffen mehr Anreiz für neue und alte Betreiber.

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der Kosten (USD/W) der PV Anlagen nach kumulierte Leistung (GW) seit Beginn der PV Branche. Die orangenen Punkte stellen die Preise in den vergangenen Jahren dar und die lila Punkte sind die Prognosen für die nächsten 20 Jahre. Eine Halbierung des Preises wird in den kommenden 20 Jahren laut IEA [1] erwartet. Der Trend ist eindeutig, dass die Preise der PV Module immer billiger werden, und das Ziel können wir gut im Auge behalten solange der Trend bleibt.

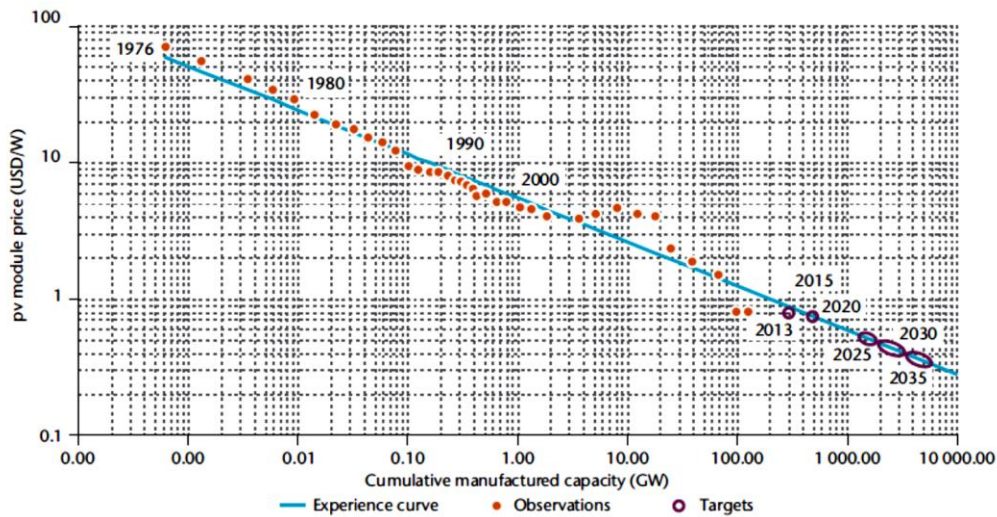


Abbildung 9. PV Modulpreis nach kumulierter Leistung [1]

Abbildung 10 ist eine indizierte Grafik für die Stromkosten, von der können wir sehen, dass von 2010 bis 2015 die Erzeugungskost der PV Anlagen für Gewerbe (Solar PV-utility Scale) um zwei Drittel (65%) gesunken ist. Das neue Utility-Scale PV Projekt kann zwischen 80 USD (US Dollar) / MWh und 100 USD / MWh vergeben werden (z. B. in Frankreich, Deutschland und Uruguay), in anderen Länder (z. B. Chile, Peru und Südafrika) sogar 60 USD/MWh [3].

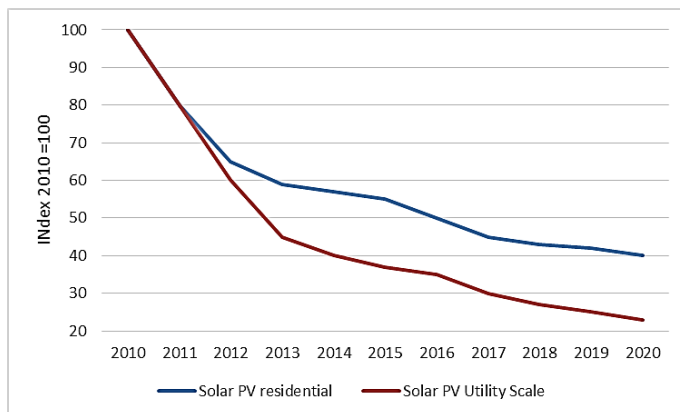


Abbildung 10. Stromkosten von PV Anlagen für Wohnungen und Gewerben, auf indizierte Basis [3]

Die Wettbewerbsfähigkeit der PV Anlagen ist nicht lediglich von den Erzeugungskosten abhängig, es hängt auch davon ab, wo und wann es erzeugt wird, wie viele Transportverluste entstehen würden und was eine Integration höheren Anteil der variablen erneuerbaren Energien verbundene Systemkosten kostet. Generell bleibt aber die Politik einer entscheidenden Bedeutung; sie kann die Einsatzweite und Attraktivität der erneuerbaren Energien weiter beeinflussen, als die Anschaffungs- und Erzeugungskosten der PV Anlagen selber. In den USA, Mexico, Frankreich und Chile sind im Jahr 2015 viele Gesetze verabschiedet worden, um das PV Anlagen Projekt zu unterstützen, während in anderen Länder, zum Beispiel Großbritannien, die Einspeisevergütung für kleine PV Anlagen reduziert werden, und die neue PV Parks werden auch nicht mehr durch Pflicht der erneuerbaren Energie unterstützt. Im Allgemeinen sollen

Entscheidungsträger versuchen, eine Senkung der Prioritäten der erneuerbaren Energien aufgrund der niedrigen Öl- und Kohlepreisen zu vermeiden, sodass ein Übergang zu einem kohlenstofffreien Energiesystem funktionieren kann [3].

Nennen wir hier den PV Installationsstand in Deutschland als Beispiel. Wie im Kapitel 2.1 schon erwähnt, dass der PV Markt in Deutschland nach dem Boom zwischen 2004 und 2013 wieder nach unten gerutscht ist; das können wir zusammen mit der Förderungspolitik der Regierung betrachtet.

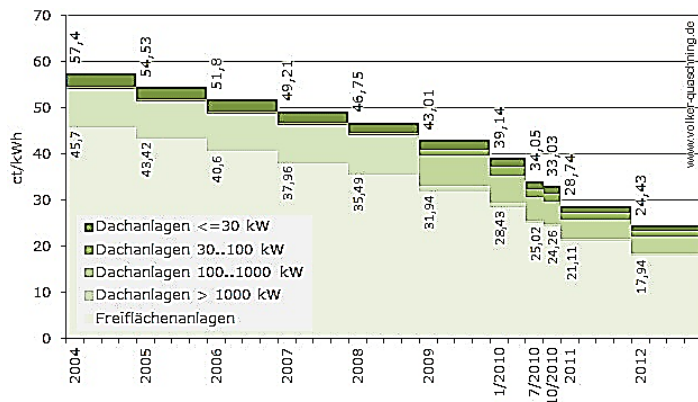


Abbildung 11. Entwicklung der Vergütung für Photovoltaikanlagen nach dem EEG [4]

Das damalige (seit 01.01.1991) Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) garantierte eine Einspeisevergütung für eine PV Anlage in der Höhe von 90% der Endstrompreise (17 Pfennig pro kWh), was allerdings wegen der teuren Anschaffungskosten der PV Anlagen immer noch zu niedrig war [7] [5]. Am Anfang 2000 ermöglichte die Einspeisevergütung von EEG einen wirtschaftlichen Betrieb der PV Anlagen. Ab 2009 bringt eine Einspeisevergütung für Eigenverbrauch wirtschaftliche Vorteile, gegenüber einer vollen Einspeisung ins Netz. [4]

Abbildung 11 zeigt, dass die Einspeisevergütung für PV Anlagen seit 2014 kontinuierlich reduziert wird, bis zum Jahr 2012 ist die Vergütung für die Dachanlagen kleiner als 30kW, nur halb so viel wie 2004, während sie für die Dachanlagen größer als 1 MW sogar um 66% gesunken ist; die Reduzierung läuft auch weiter in den folgenden Jahren. [4]

Ab 2021 läuft für die ersten PV Anlagen Betreiber die garantierten 20 Jahre Vergütung aus. Es gibt weniger Diskussion über das Weitergehen nach dem Verlauf, aber es gibt eine gute Möglichkeit, nämlich durch Eigenverbrauch und Akkumulator, die Wirtschaftlichkeit der PV Anlagen zu behalten. Ein Drittel der Besitzer von PV Dachanlagen haben vor, ihre Anlagen nach dem Auflauf der Einspeisevergütung weiter zu betreiben, und 56% davon planen eine Erhöhung des eigenen Verbrauchs und dadurch eine Minimierung der Netzeinspeisung [8]; das ist auch die Hauptperspektive dieser Abschlussarbeit, durch Nutzung des Differentials zwischen

Eigenverbrauch, Einspeisung im Akkumulator und übliche elektrische Energie ins Netz, einen optimalen autarken Laufprozess des PV Betriebs zu verwirklichen.

Der Verkaufspreis für Strom aus neuen integrierten PV Systeme, variiert zwischen USD 90 und USD 300 / MWh, je nach Art, Größe und Kosten der Systeme, Sonnenressourcen, Reife der Märkte und Kapitalkosten [1].

Die gesamten Kosten für die PV Systeme sind auch mit der Lebensdauer der Anlagen eng verbunden; die Qualität der PV Produkts ist generell in den letzten Jahren verbessert worden [9], aber mit dem verschärften Marktwettbewerb schaffen es einige Hersteller, PV Module zu extrem niedrigen Preisen zu verkaufen. Andererseits fehlt manchen lokalen Technikern genügend Kenntnis über Installation der PV Systeme, je nach Ort und Wetterbedingungen [1], dadurch treten ständig Funktionsfehler während der Inbetriebnahme auf, was die gesamten Kosten des PV Systems durch die Wartungskosten erhöht. Laut Studie [10] ist der Erfolg der PV Markterschließung auch von der Qualität und Professionalität der PV Installateure abhängig.

3. Solarstrahlung

Als Eingangsquelle der Photovoltaik steht die Sonnenstrahlung zur Verfügung. In diesem Kapitel werden zuerst die Eigenschaften der Sonne und Solarstrahlung erklärt, und welche Art von Strahlung eine Rolle bei der Ermittlung der Sonnenstärke spielt. Danach wird der Sonnenstand und die Sonnenstrahlungsstärke durch verschiedene Parameter berechnet. Anschließend wird die Bestrahlungsstärke auf die Solarfläche, mithilfe der horizontalen Strahlung ermittelt. Am Ende dieses Kapitels wird ein Überblick über die üblichen Geräte zur Messung der Globalstrahlung gegeben.

3.1. Eigenschaften

Bevor der Ermittlung der Leistung aus der Solarstrahlung, werden in diesem Kapitel zuerst die wichtigen Parameter und Definitionen über die Sonnenstrahlung vorgestellt, dazu gehört die Solarkonstante, das Sonnenspektrum und die Globalstrahlung.

3.1.1. Solarkonstante

Die Solarkonstante ist die Bestrahlungsstärke der Sonne, die die Außenatmosphäre der Erde angibt, sie beträgt $E_s = 1367 \text{ W/m}^2$.

Die Vollstrahlungsleistung von Sonne ist $P_{\text{Sonne}} = 3,845 \times 10^{26} \text{ W}$, und die Erde empfängt einen Bruchteil von ihr.

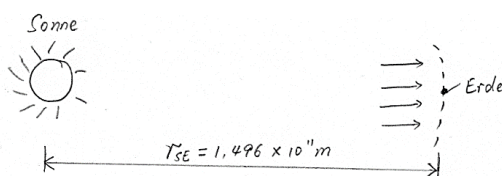


Abbildung 12. Solarkonstante

Durch die Vorstellung, dass es ein Hüllkugel um die Sonne gibt, und dessen Radius gleich den Abstand zwischen Sonne und Erde (Abbildung 12) ist ($r = r_{SE}$), können wir die von der Erde empfangene Sonnenstrahlung ausrechnen [5].

$$E_s = \frac{\text{Sonnestrahlungsleistung}}{\text{Oberfläche der Hüllkugel}} = \frac{P_{\text{Sonne}}}{4 \times \pi \times r^2} = \frac{3,845 \times 10^{26} \text{ W}}{4 \times \pi \times (1,496 \times 10^{11} \text{ m})^2} = 1367,2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (3.1.1.1)$$

Dieser Wert E_s ist durch den konstanten Abstand r zwischen Erde und Sonne berechnet, wobei sich in Wirklichkeit der Abstand zwischen $1,471 \times 10^{11}$ und $1,521 \times 10^{11}$ m bewegt [11]; hier wird der Mittelwert genommen. Entsprechend ist der $E_s = 1367 \text{ W/m}^2$ ein ausgerechneter Mittelwert.

3.1.2. Sonnenspektrum

Die Sonne ist fast wie ein Schwarzer Strahler, und sie kann zu einem Schwarzkörperspektrum führen, wenn sich seine Oberflächentemperatur 5778K annähert (gestrichelte schwarze Linie in Abbildung 13).

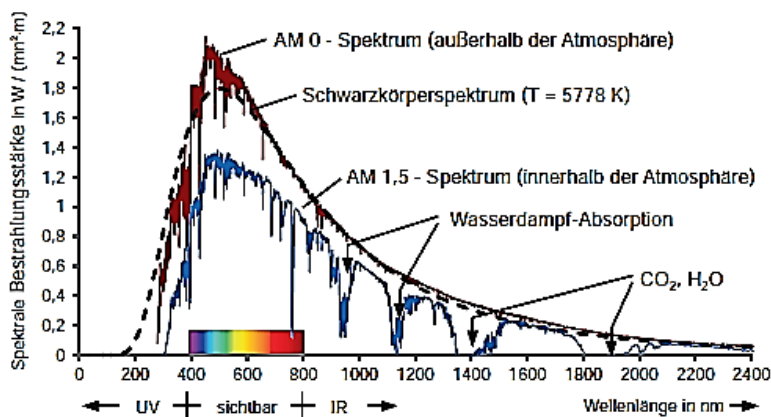


Abbildung 13. Spektren der Atmosphäre [5]

Wenn das Sonnenlicht durch die Atmosphäre eintritt, wird das Spektrum durch Reflexion, Absorption von Licht, unterschiedliche Wellenlänge und Streuung an Aerosolen und Staubteilchen geändert [5]. Je länger der Lichtweg ist, desto mehr ändert sich das Spektrum. **Air Mass** (AM) ist ein Verhältnis der Wegänderung gegenüber dem senkrechten Weg. Air Mass 0 (AM 0) bezeichnet das nicht durch Atmosphäre gelaufene Licht, nämlich das Spektrum außerhalb der Atmosphäre. Abbildung 14 stellt den Parameter schematisch dar.

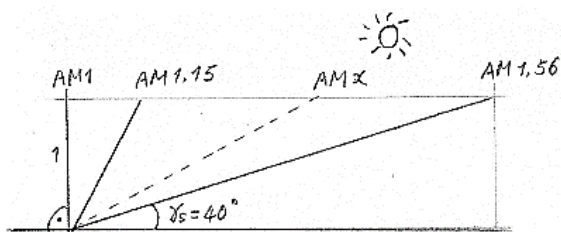


Abbildung 14. Begriff von Air Mass

Durch den Höhenwinkel der Sonne γ_s kann der AM Wert x berechnet werden; eine genaue Erklärung über den Sonnenhöhenwinkel γ_s folgt in Kapitel 3.2.1.1.

$$x = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (3.1.2.1)$$

Im Frühjahr und Herbst tritt das AM 1,5 häufig auf, deswegen kann der Wert AM=1,5 als durchschnittliches Jahresspektrum betrachtet werden. Mit einer gesamten Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2 ist AM 1,5 ein wichtiges Spektrum für die Qualitätskontrolle von Solarzellen [11].

3.1.3. Globalstrahlung

Globalstrahlung ist eine Zusammensetzung aus Direkt- und Diffusionsstrahlung. Fast nur 61% Anteil der Solarkonstanten kann als Direktstrahlung, die direkt aus Richtung der Sonne kommt, den Erdboden erreichen. Die Diffusionsstrahlung entsteht durch die Streuung des Lichtes und sie kommt von allen möglichen Richtungen.

$$E_G = E_{\text{Direkt}} + E_{\text{Diffus}} \quad (3.1.3.1)$$

Hier ist die Globalstrahlung als E_G , die Direktstrahlung als E_{Direkt} und die Diffusstrahlung als E_{Diffus} bezeichnet.

Durch wie in Kapitel 3.1.2 genannte verschiedenen Streuungseffekte, wird die Sonnenstrahlung abgeschwächt. Unter Berücksichtigung des Transmissionsgrads τ von verschiedener Absorption und Streuungen (Rayleigh-Streuung, Mie-Streuung und Wolke) und Reflexionsgrad ρ (Reflexion an den Wolken oder schneebedeckten Flächen), können wir die **horizontale Globalstrahlung** berechnen [11].

$$E_G = E_S \cdot \sin \gamma_s \cdot \tau_{\text{Absorption}} \cdot \tau_{\text{Rayleigh}} \cdot \tau_{\text{Mie}} \cdot \tau_{\text{Wolken}} \cdot (1 + \rho) \quad (3.1.3.2)$$

$$E_G = E_S \cdot \sin \gamma_s \cdot (1 - \text{Gesamtschwächung}) \quad (3.1.3.3)$$

Der **Messwert der Globalstrahlung**, an einem klaren sonnigen Tag, auf einer Fläche senkrecht zur Sonnstrahlung ist $E_G = 1000 \text{ W/m}^2$, dieser Wert ist als Standardtestbedingung für Solarmodule festgelegt, durch den die höchste Leistung eines Solarmoduls ermittelt werden kann.

Tabelle 1. Strahlungssumme pro Quadratmeter und Tag kWh/(m²-d) über das Jahr auf eine horizontale Ebene für vier Standorte [5]

Stadt / Bestrahlung	H_{Direkt}	H_{Diffus}	H_G
---------------------	---------------------	---------------------	-------

Hamburg (Deutschland)	1,08	1,52	2,60
München (Deutschland)	1,45	1,70	3,15
Marseille (Frankreich)	2,72	1,49	4,21
Kairo (Egypt)	4,04	1,68	5,72

In Deutschland ist die Diffusionsstrahlungssumme höher als die Direktstrahlung. In Hamburg ist der Diffusionsanteil fast 60% der gesamten Strahlung und in München besteht auch 54% der Globalstrahlung aus Diffusstrahlung (Tabelle 1); d.h. nur fast die Hälfte der Sonnenstrahlung kommt direkt aus der Sonne; während in den Länder, die sich südlich von Deutschland befinden, hauptsächlich die Direktstrahlung vorhanden ist. Z. B. in Marseille kommt 65% der Globalstrahlung täglich aus der Direktstrahlung, und die Menge der Direktstrahlung ist Doppel so viel wie in Hamburg, dennoch ist die Diffusstrahlungssumme der beiden Städten fast gleich; es könnte teilweise daran liegen, dass der Sonnenhöhenwinkel (wird in Kapitel 3.1.2 eingeführt) kaum Einfluss auf die Diffusstrahlung hat, während der proportional zu der Direktstrahlung scheint [11].

In Kairo gibt es den höchsten Direktstrahlungsanteil von 70% unter den vier Standorten, obwohl deren Diffusstrahlungssumme knapp gleich so viel wie die von München ist. Die tägliche Diffusstrahlung von den vier verschiedenen Städten, trennen sich trotz der teilweise verdoppelten oder verdreifachten Direktstrahlungsmenge unwesentlich; das weist auf die Eigenschaft der Diffusstrahlung hin, dass die **Diffusstrahlung** durch die Diffusion von verschiedenen Objekten auf der Erde und in der Luft, und dabei die Streuung und Reflexion des Sonnenlichts, entsteht.

Fokussieren wir uns auf die Bestrahlungssummen in Hamburg über das ganze Jahr (Abbildung 15), können wir feststellen, dass sich der Diffusionsanteil in den Tagen mit höherer Globalstrahlungen (besonders im Sommer) verringert, während im Winter 80% der Globalstrahlung aus der Diffusionsstrahlung besteht; d. h, dass die Direktstrahlung maximal 20% der Globalstrahlung besitzt. Im Vergleich zu Hamburg betragen manche Länder in Südeuropa den Direktbestrahlungsanteil im Sommer von über 70% und im Winter noch gut 50%, was größtenteils an der geografischen Lage und dem Sonnenhöhenwinkel liegt.

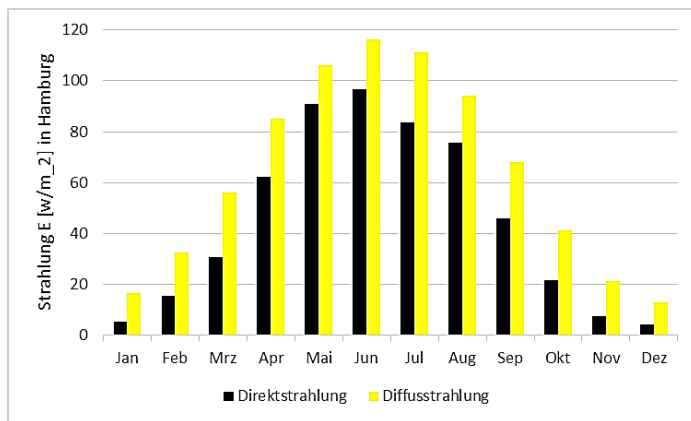


Abbildung 15. Diffus- und Direktstrahlung in Hamburg (eigene Darstellung nach Daten von [12])

Die Vielfältigkeit der Herkunft von Diffusstrahlung entscheidet seine Wetterabhängigkeit und Vorhersagbarkeit. Durch Zusammenfassung der statistischen Daten wird eine Annäherungsformel gegeben, um einen Näherungswert trotz der Wetterbedingtheit der Diffusionsstrahlung zu bekommen.

Mithilfe dem Faktor K_t kann die Globalstrahlung E_G , und der Sonnenhöhenwinkel γ_s ausgerechnet werden. Der **Faktor K_t** beschreibt die statistische Verhältnisse zwischen Globalstrahlung E_G , den Sonnenhöhenwinkel γ_s , und die Solarkonstante E_S :

$$K_t = \frac{E_G}{E_S \cdot \sin \gamma_s} \quad (3.1.3.4)$$

Nach dem Wert K_t lässt sich die Diffusionsstrahlung ermitteln [11]:

$$E_{\text{Diffus}} = \begin{cases} E_G \cdot (1,020 - 0,254 \cdot K_t + 0,0123 \cdot \sin \gamma_s), & K_t \leq 0,3 \\ E_G \cdot (1,400 - 1,749 \cdot K_t + 0,177 \cdot \sin \gamma_s), & 0,3 < K_t < 0,78 \\ E_G \cdot (0,486 \cdot K_t - 0,182 \cdot \sin \gamma_s), & K_t \geq 0,78 \end{cases} \quad (3.1.3.5)$$

Die oben genannten Formeln basieren auf 22.000 stündlichen Messdaten jeweils von fünf europäischen (Hamburg, Kopenhagen, Valencia) und nordamerikanischen (Albany, Cape Code) Ländern. Die Sonnenhöhe, Umgebungstemperatur und relative Feuchtigkeit von den Standorten, werden in der Forschung als Einflussfaktoren berücksichtigt [13].

3.2. Berechnung des Sonnenstandes und der Sonnenstrahlung

Beginnen wir zuerst mit der Quelle der Bestrahlung. Die Sonne liefert die Sonnenstrahlung, die die PV Anlage zur Umwandlung in die elektrische Energie benötigt. Wann, wo und wie viel Sonnenstrahlung es gibt, die ergreifbar ist, ist das Kernziel dieses Kapitels. Durch Erkennung der Laufbahn der Sonne - Erde und des Sonnenstandes gegenüber der Erde, erleichtert es die Berechnung der Sonnenstrahlung auf den Flächen des Solargenerators.

3.2.1. Sonnenstand

Wie wird die Position der Sonne gegenüber der Erde definiert und welche geografischen Parameter spielen eine Rolle? Die Fragen werden in diesem Kapitel durch Formeln und Grafiken beantwortet, sodass wir am Ende dieses Kapitels die Sonnenstrahlung am beliebigen Standort berechnen können.

3.2.1.1. Maximale und minimale Sonnenhöhenwinkel

Die Sonnenhöhe ändert sich täglich aufgrund der Neigung der Erdachse (Achse NS in Abbildung 16). Nach DIN 5034 ist der **Sonnenhöhenwinkel** γ_s , ein Winkel zwischen der Sonne und der Horizontalen des Beobachters [11]. Der Nordpol neigt der Sonne im Sommer zu, deswegen ist der Sonnenhöhenwinkel im Sommer größer als im Winter. Abbildung 16 nennt jeweils Sommer- und Wintersonnenwende als Beispiel. Zur Sommersonnenwende um 12 Uhr gibt es die maximale Sonnenhöhe γ_{smax} und zur Wintersonnenwende gibt es entsprechend die minimale Sonnenhöhe γ_{smin} [5].

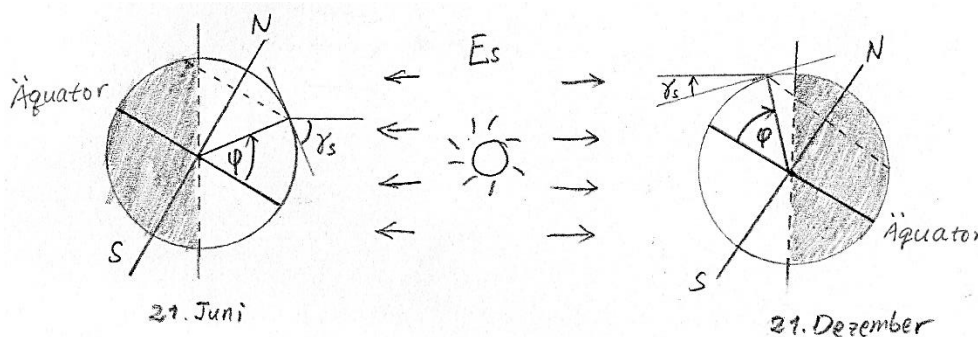


Abbildung 16. Änderung der Sonnenhöhe an der Sommer- und Winterwende, basierend auf Mertens [5]

Hier spielt der geographische **Breitengrad** φ , der parallel zum Äquator verläuft, eine Rolle.

$$\gamma_{smax} = 113,4^\circ - \varphi \quad \text{für Sommersonnenwende} \quad (3.2.1.1)$$

$$\gamma_{smin} = 66,6^\circ - \varphi \quad \text{für Wintersonnenwende} \quad (3.2.1.2)$$

Dadurch können wir die maximale und minimale Sonnenhöhe (γ_{smax} und γ_{smin}) Mitte Juni und Mitte Dezember durch den Breitengrad φ ermitteln.

3.2.1.2. Berechnung der Sonnenbahn

Das Kennen der Sonnenbahn kann eine mögliche Verschattung der PV Anlagen vermeiden. Um die Sonnenposition an einem beliebigen Ort und einer beliebigen Uhrzeit zu bestimmen, brauchen wir außer dem Breitengrad φ und der Sonnenhöhe γ_s noch mehr Parameter.

Um die räumliche Position der Sonne gegenüber der Erde zu definieren, brauchen wir sowohl die Höhe (hier Sonnenhöhe γ_s), als auch die Azimut (hier **Sonnenazimut** α_s). Nach DIN 5034 gibt die Sonnenazimut die Abweichung der Sonne von der Nordrichtung an (Norden = 0°, Osten = 90°, Süden = 180°, Westen = 360°) [11]. Die Definition der Sonnenazimut ist weltweit sehr unterschiedlich, im Photovoltaik wird Süden häufig als Nullpunkt gesetzt, entsprechend ist die Abweichung nach Westen positiv und nach Osten negativ [5]; die Definition der Sonnenazimut in dieser Arbeit richtet sich nach DIN 5034. Die zwei wichtigen Winkel sind in Abbildung 17 deutlich gezeigt.

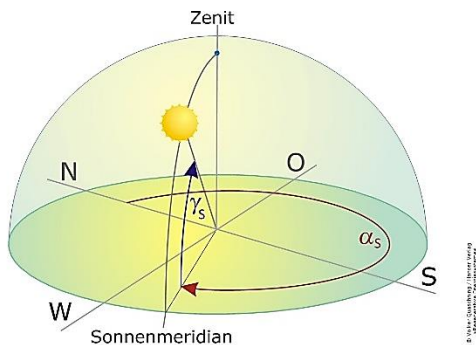


Abbildung 17. Sonnenhöhe und Sonnenazimut nach DIN 5034 [11]

Die Sonnenhöhe γ_s und Sonnenazimut α_s lässt sich durch folgende Formel berechnen:

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (3.2.1.2.1)$$

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{wenn WOZ} \leq 12:00 \text{ Uhr} \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{wenn WOZ} > 12:00 \text{ Uhr} \end{cases} \quad (3.2.1.2.2)$$

Hier ist w der Stundenwinkel [°/h]; φ ist das geografische Breitengrad [°]; δ ist die Sonnendeklination [-] und WOZ beschreibt die wahre Ortszeit in Stunden [h]. Eine genaue Erklärung der oben genannte Parameter folgt in den kommenden Paragraphen.

Anhand der Formel können wir ein Sonnenbahndiagramm (Sonnenhöhe - Sonnenazimut Diagramm) darstellen. Als Beispiel in Abbildung 18 ist die Sonnenbahn in Berlin gezeigt.

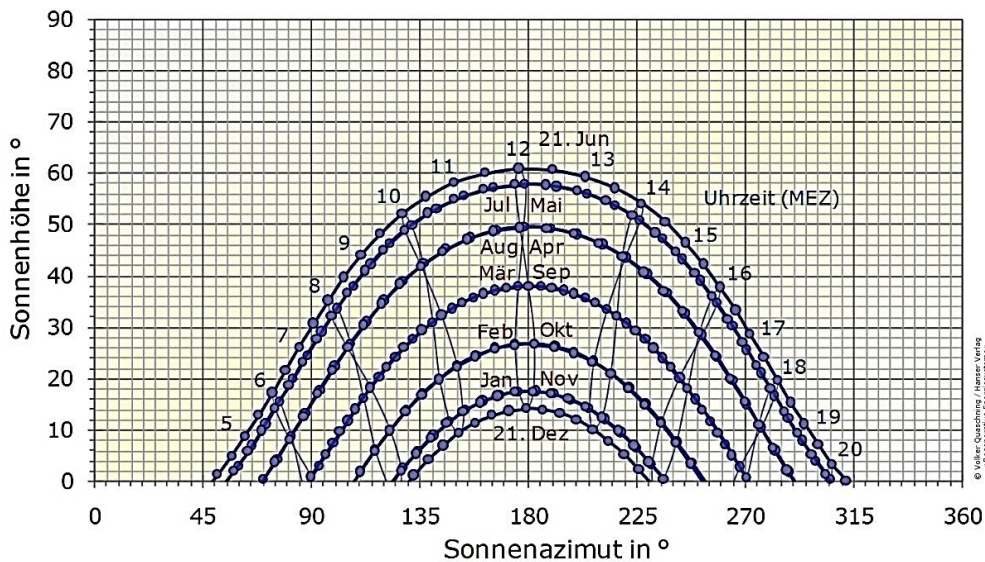


Abbildung 18. Sonnenbahndiagramm-Berlin [11]

Wie im Kapitel 3.2.1 beschrieben, wird am 21. Juni und 21. Dezember die maximale und minimale Sonnenhöhe γ_s erreicht, was die oberste und unterste Spitze der Kurve rund um 180° des Sonnenazimuts α_s in Abbildung 18 entspricht.

Um die Laufbahn der Erde mitzurechnen, brauchen wir für die Definition des Sonnenstands noch die Sonnendeklination. Unter **Sonnendeklination δ** versteht man den Winkel zwischen den Himmelsäquator und der Sonne; Der Verlauf des Winkels δ soll symmetrisch sein und bewegt sich zwischen $-23,45^\circ$ und $+23,45^\circ$ [12]. Dieser lässt sich durch den Parameter J' berechnen [11]:

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tage des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad [^\circ] \quad (3.2.1.2.3)$$

$$\delta = 0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ) \quad [^\circ] \quad (3.2.1.2.4)$$

Aufgrund der verschiedenen Ortszeiten weltweit, sollen wir zuerst eine einheitliche Zeitangabe finden.

Die Zeit, bei der die Sonne mittags um 12 Uhr genau im Süden, am höchsten Stand am Tag steht, ist die **wahre Ortszeit (WOZ)**.

Die WOZ ist eine Zusammensetzung von Mittlerer Ortszeit (MOZ) und Zeitgleichung (Zgl):

$$\text{WOZ} = \text{MOZ} + \text{Zgl} \quad (3.2.1.2.5)$$

Die **Zeitgleichung Zgl** kann durch das Parameter J' berechnet werden:

$$\text{Zgl} = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ) \quad [\text{min}] \quad (3.2.1.2.6)$$

Durch $Zgl / 60$ wird die Zeitgleichung zur Einheit Stunde [h] umgerechnet.

Die **mittlere Ortszeit (MOZ)** ist von der **lokalen Zeit (LZ)**, der Zeitzone und der geographischen Länge λ abhängig.

$$MOZ = LZ - \text{Zeitzone} + 4 \cdot \lambda \cdot \frac{\text{min}}{\circ} = LZ - \text{Zeitzone} + \frac{4}{60} \cdot \lambda \text{ [h/}^\circ\text{]} \quad (3.2.1.2.7)$$

Die **Zeitzone** lässt sich durch die „Aktuelle Differenz UTC“ von der Webseite www.zeitzonen.de erfahren, z. B. die Zeitzone in Deutschland ist +1h (Winterzeit) und in China ist +8h [14], deswegen gibt es zwischen Deutschland und China im Winter sieben Stunden Zeitverschiebung. Die LZ kann in dem Simulationsmodell durch die Einstellung des Eingangssignals, nämlich dem Zeitverlauf dargestellt werden.

Durch den **Stundenwinkel ω** können wir die WOZ in jeder Drehposition der Erde umrechnen (In 24 Stunden dreht die Erde sich einmal um 360°, nämlich jede Stunde um 15°) [5].

$$\omega = (12\text{h} - \text{WOZ}) \times 15^\circ/\text{h} \quad (3.2.1.2.8)$$

Außer den oben genannten Zeitbegriffen, gibt es noch eine **mitteleuropäische Zeit (MEZ)**, die auf die mittlere Sonnenzeit auf dem Längengrad 15° Ost hinweist. Ein Teil Europas und Afrikas benutzt diese Zeit während des Winterhalbjahrs. Umgerechnet zur **Weltzeit** (Cordinated Universal Time, **UTC**) ist es +1 Stunde, nämlich UTC+1. Im Sommerhalbjahr wird in vielen Ländern die **mitteleuropäische Sommerzeit (MESZ)** benutzt; es ist die mittlere Sonnenzeit auf dem Längengrad 30° Ost und umgerechnet zur Weltzeit ist UTC+2 [15].

Im Fall von Winterzeit in Europa, gibt es eine einfache Umrechnung zwischen WOZ und MEZ [5], mit der wir die WOZ an jeder beliebigen Ecke der Welt berechnen können:

$$\text{WOZ} = \text{MEZ} - 1\text{h} \cdot \left(1 - \frac{\lambda}{15^\circ}\right) = \text{MEZ} - 1\text{h} + \frac{\lambda}{15} \left[\frac{\text{h}}{\circ}\right] = \text{MEZ} - 1\text{h} + 4 \cdot \lambda \text{ [min/}^\circ\text{]} \quad (3.2.1.2.9)$$

λ ist der geographische **Längengrad**, der Nord- und Südpol verbindet. Die WOZ ist hier nur von der Erddrehung abhängig.

3.2.2. Sonnenstrahlung

Die Berechnung der Globalstrahlung auf die horizontale Ebene ist schon in Kapitel 3.1.3 eingeführt. Die Ausrichtung der Solarflächen entscheidet die aufgenommene Solarstrahlung, dazu sollen die Höhen- und Azimutwinkel der Modulflächen definiert werden, weitere Parameter werden auch in diesem Kapitel eingeführt.

Am Ende des Kapitels werden das Thema Nachführung und die Messtechnik kurz vorgestellt.

3.2.2.1. Bestrahlung auf den Solarmodulflächen

Durch eine geneigte Modulfläche gegenüber der Horizontalen, versuchen wir eine möglichst hohe Solarleistung zu erhalten.

Ähnlich wie das Verhältnis zwischen der Sonne und der horizontalen Ebene der Erde in Kapitel 3.2.1.2, soll am Anfang dieses Kapitels zuerst der Höhenwinkel und Azimutwinkel zwischen den geneigten Solarmodulfläche und der horizontalen Ebene definiert werden (links in Abbildung 19).

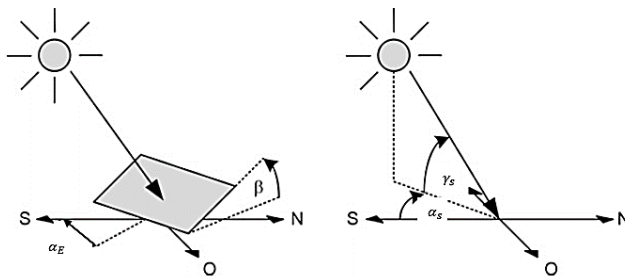


Abbildung 19. Höhenwinkel und Azimutwinkel der Solarfläche (links) und der Sonne (rechts) (basierend auf [16])

Der Höhenwinkel wird hier als **Anstellwinkel β** bezeichnet und er beschreibt den Neigungsgrad der Modulfläche gegenüber der Horizontalen. Der **Azimut** wird hier als α_E bezeichnet und er beschreibt den umgedrehten Winkel der Modulfläche gegenüber der horizontalen Nordrichtung (Norden = 0° , Westen = -90° , Osten = $+90^\circ$, Süden = 180°)

Durch eine getrennte Darstellung von Höhenwinkel (γ_s und β) und Azimutwinkel (α_s und α_E) in Abbildung 20 ist es anschaulicher, dass die Höhenwinkel um den Winkel auf der vertikalen Ebene geht und die Azimutwinkel auf der horizontalen Ebene basiert. Die unterbrochene Linie bedeutet hier die horizontale Ebene. Der Höhenwinkel wird als positiv bezeichnet, wenn der Gegenstand (die Sonne oder die Solarmodule) über der horizontalen Ebene ist; die Definition der Azimutwinkel richtet sich nach den horizontalen Richtungen, die Richtung Nord ist immer 0° , der Winkel ist positiv, wenn der von Norden im Uhrzeigersinn dreht, und er ist negativ, in der Richtung gegen den Uhrzeigersinn von Norden.

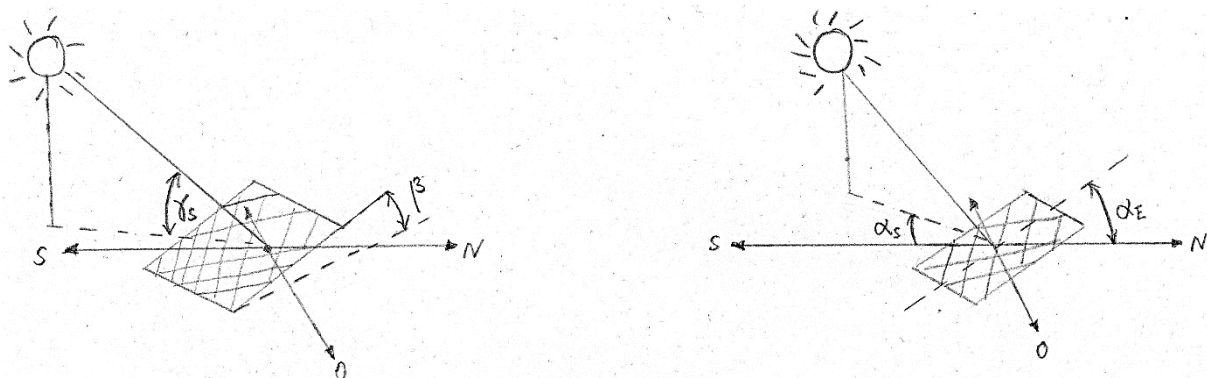


Abbildung 20. Zusammenfassung der Höhenwinkel (links) und der Azimutwinkel (rechts), eigene Darstellung nach [16]

Abbildung 21 führt den **Einfallswinkel** θ (zwischen \mathbf{s} und \mathbf{n}) ein, der die Sonnenstrahlung und die Einrichtung des Solarmoduls in Verbindung setzt. Vektor \mathbf{s} ist ein Vektor in die Richtung der Sonne, und \mathbf{n} ist ein Vektor senkrecht zur der Modulfläche.

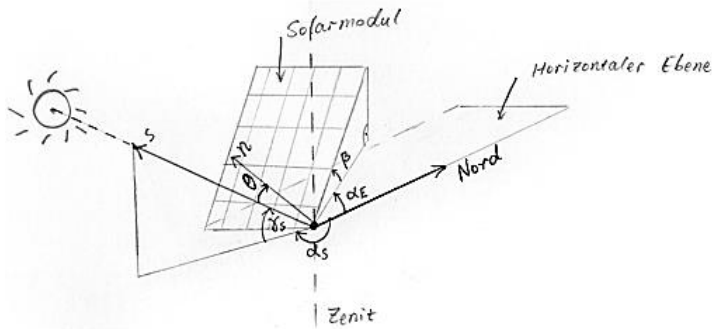


Abbildung 21. Beschreibung der Höhenwinkel und Azimutwinkel, basierend auf [11]

Laut [11] können die beiden Vektoren (\mathbf{s} und \mathbf{n}) in kartesische Koordinaten umgerechnet werden, und daraus folgt:

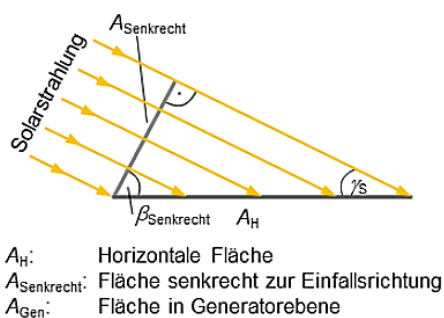
$$\mathbf{s} = \begin{pmatrix} \cos \alpha_s \cdot \cos \gamma_s \\ -\sin \alpha_s \cdot \cos \gamma_s \\ \sin \gamma_s \end{pmatrix}; \quad \mathbf{n} = \begin{pmatrix} -\cos \alpha_E \cdot \sin \beta \\ \sin \alpha_E \cdot \sin \beta \\ \cos \beta \end{pmatrix}$$

Mit Hilfe von den Vektoren \mathbf{n} und \mathbf{s} kann der Einfallswinkel θ zwischen der Sonne und der geneigten Modulfläche berechnet werden:

$$\begin{aligned} \theta &= \arccos(\mathbf{s} \cdot \mathbf{n}) \\ &= \arccos(-\cos \alpha_s \cdot \cos \gamma_s \cdot \cos \alpha_E \cdot \sin \beta - \sin \alpha_s \cdot \cos \gamma_s \cdot \sin \alpha_E \cdot \sin \beta + \sin \gamma_s \cdot \cos \beta) \\ &= \arccos(-\cos \gamma_s \cdot \sin \beta \cdot \cos(\alpha_s - \alpha_E) + \sin \gamma_s \cdot \cos \beta) \end{aligned} \quad (3.2.2.1.1)$$

Wir brauchen den Einfallswinkel θ , um die Solarstrahlung auf geneigten Flächen in den kommenden Kapiteln zu berechnen.

Aber davor weisen wir zuerst durch Vergleich der horizontalen Direktstrahlung und Direktstrahlung auf den geneigten Flächen, eine höhere Leistung auf den geneigten Flächen nach.



- A_H : Horizontale Fläche
- $A_{\text{Senkrecht}}$: Fläche senkrecht zur Einfallsrichtung
- A_{Gen} : Fläche in Generatorebene

Abbildung 22. Direkteinstrahlung auf die horizontale Fläche und Fläche senkrecht zur Einfallsrichtung [5]

Die Strahlungsleistung Φ auf die horizontale Fläche A_H , ist gleich der Leistung auf die Fläche $A_{\text{Senkrecht}}$, die senkrecht zur Einfallsrichtung verläuft, daraus resultiert:

$$\Phi = E_{\text{Direkt}_H} \cdot A_H = E_{\text{Direkt}_\text{senkrecht}} \cdot A_{\text{Senkrecht}}$$

$$\frac{E_{\text{Direkt}_H}}{E_{\text{Direkt}_\text{senkrecht}}} = \frac{A_{\text{Senkrecht}}}{A_H} \leq 1$$

$$E_{\text{Direkt}_H} \leq E_{\text{Direkt}_\text{senkrecht}}$$

Durch das Verhältnis zwischen der direkten Strahlungsstärke E und Strahlungsfläche A , kommen wir zur Schlussfolgerung, dass die direkte Strahlung auf die geneigte (hier im Beispiel senkrechte zur Einfallsrichtung der Sonne) Fläche, immer größer ist als auf die horizontale Fläche.

Außer der in Kapitel 3.1.3 erwähnten Globalstrahlung (Direkt- und Diffusionsstrahlung), kommt hier bei der Photovoltaik noch vom Boden oder Hausdächern reflektierte Strahlung dazu. Deswegen besteht die Gesamtstrahlung aus drei Komponenten:

$$E_{\text{gesamt}_\text{sol}} = E_{\text{Direkt}_\text{Sol}} + E_{\text{Diffus}_\text{Sol}} + E_{\text{Reflekt}_\text{Sol}} \quad (3.2.2.1.2)$$

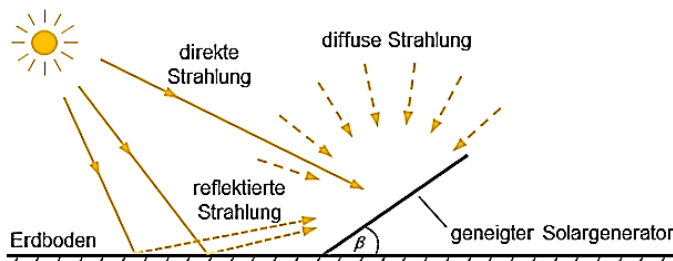


Abbildung 23. Beschreibung der drei Komponenten der Sonnenstrahlung [5]

3.2.2.1.1. Direktstrahlung auf den Modulflächen

Durch trigonometrische Umrechnung, kann die Bestrahlungsstärke auf die Modulfläche E_{Direkt} , mit der horizontalen Bestrahlungsstärke $E_{\text{Direkt}_\text{Sol}}$ in Verbindung gebracht werden.

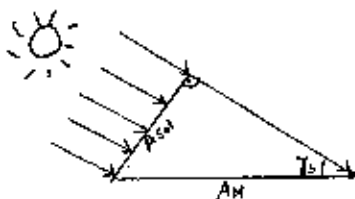


Abbildung 24. Solarstrahlung auf die horizontale Ebene und auf die Solarfläche, eigene Darstellung nach [11]

A_{Sol} : Fläche des Solarmoduls (hier senkrecht zur Sonneneinfallsrichtung) A_H : Horizontaler Fläche

$$\Phi = E_{\text{Direkt}} \cdot A_H = E_{\text{Direkt_Senkrecht}} \cdot A_{\text{Sol}} \quad (3.2.2.1.1.1)$$

$$A_H = \frac{A_{\text{Sol}}}{\sin \gamma_s} \quad (3.2.2.1.1.2)$$

$$E_{\text{Direkt_Senkrecht}} = \frac{E_{\text{Direkt_H}}}{\sin \gamma_s} \quad (3.2.2.1.1.3)$$

Analog ergibt sich die Formel mit dem Einfallswinkel θ :

$$E_{\text{Direkt_Senkrecht}} = \frac{E_{\text{Direkt_Sol}}}{\cos \theta} \quad (3.2.2.1.1.4)$$

Daraus lässt sich die Solarstrahlung auf der geneigten Modulfläche ausrechnen:

$$E_{\text{Direkt_Sol}} = E_{\text{Direkt_H}} \cdot \frac{\cos \theta}{\sin \gamma_s} \quad (3.2.2.1.1.5)$$

Hier sehen wir, wie die Direktstrahlungsstärke auf die Solarmodule, durch die horizontale Bestrahlungsstärke, den Sonnenhöhenwinkel und den Einfallswinkel ermittelt werden kann [5]; und je kleiner der Einfallswinkel θ ist, desto größer die Bestrahlungsstärke.

3.2.2.1.2. Diffusstrahlung auf den Modulflächen

Bei einer groben Ermittlung der Diffusstrahlung wird angenommen, dass die diffusen Strahlungen aus den verschiedenen Richtungen des Himmels, fast gleich stark sind. Die Diffusstrahlung der Solarfläche, kann durch die horizontale Diffusstrahlung und den Anstellwinkel ermittelt werden.

$$E_{\text{Diffus_Sol}} = \frac{1}{2} \cdot E_{\text{Diffus_H}} \cdot (1 + \cos \beta) \quad (3.2.2.1.2.1)$$

Im Fall dass der Anstellwinkel $\beta=90^\circ$ ist, ist die Bestrahlungsstärke des Solarmoduls halb so hoch wie die von der Horizontalen, weil nur die linke Seite der Solarfläche die Solarleistung erhalten kann.

3.2.2.1.3. Reflektierte Strahlung auf den Modulflächen

Wie am Anfang des Kapitels vorgestellt wurde, spielt die am Boden / Hausdach reflektierte Strahlung bei Solarflächen auch eine Rolle. Es ist relativ kompliziert diesen Teil genau abzuschätzen, aufgrund der unterschiedlichen Effekte der Reflektion von verschiedenen Bodeneigenschaften. Zum Beispiel reflektiert die Schneedecke wesentlich mehr, als die Asphaltfläche. Das alte Hausdach besteht meistens aus Asbest. Zur Beschreibung des

Reflexionsfaktors wird der **Albedowert (ALB)** verwendet, und $ALB=0,2$ ist ein durchschnittlicher Wert.

Die reflektierte Strahlung lässt sich durch die horizontale Globalstrahlung, des Anstellwinkels β und den Albedo Wert ALB ausrechnen.

$$E_{\text{Reflek_Sol}} = \frac{1}{2} \cdot E_G \cdot (1 - \cos \beta) \cdot ALB \quad (3.2.2.1.3.1)$$

Als indirekte Sonnenstrahlung, besitzt die reflektierte Strahlung einen geringen Teil der gesamten Strahlung, das können wir in Kapitel 8.1.1 Auswertung der Simulationsergebnisse weiter beobachten.

3.2.2.2. Nachführung

Die direkte Bestrahlung erhöht sich, wenn die Solarfläche der Sonne nachführt. Abbildung 25 zeigt die unterschiedlichen Effekte der Nachführung, an einem bedeckten Sommertag und an einem sonnigen Wintertag. Am Tag mit viel Direktstrahlung bringt eine Nachführung fast 300% mehr Gewinn.

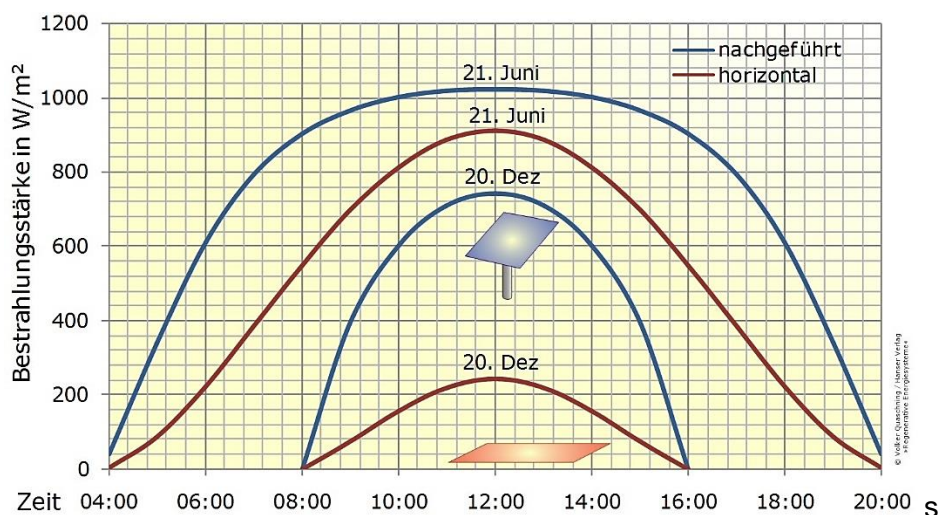


Abbildung 25. Vergleich Gewinn der Direktstrahlung am sonnigen und bedeckten Tagen mit und ohne Nachführung [17]

Zur Nachführung gibt es ein- und zweiachsige Anlagen. Zweiachsige Anlagen können der Sonne optimal nachführen, nur die damit verbundenen Anschaffungs- und Wartungskosten sind auch sehr hoch; normalerweise werden einachsige Anlagen benutzt, durch wöchentliche oder monatliche Änderung des Anstellwinkels kann die Modulfläche mehr Gewinn erhalten.

In der Realität werden aber wenige Nachführungen am Hausdach wegen des großen Aufwands benutzt, was erst bei großen Solarfarmen mehr Gewinn gewährleisten kann. Der Anstellwinkel β in dieser Arbeit, ist ohne Überlegung der Nachführung eingeplant. Durch Ermittlung des Mittelwerts auf verschiedenen Solarflächen an unterschiedlichen Standorten, können wir dem

optimalen Anstellwinkel bekommen. Zum Beispiel liegt der optimale Anstellwinkel 30° , bei mitteleuropäischem Breitengrad im Süden [11]. Wenn das Wetter ideal ist, das heißt, bei klarem und sonnigem Wetter und eine Modulfläche, die viel Direktstrahlung bekommen kann, soll der Anstellwinkel β ungefähr so groß sein wie der Breitengrad φ , um die Diffusstrahlung zu reduzieren, aber diese Taktik ist nur für die trockenen Gebiete wie die Wüsten, geeignet. In feuchten Gebieten mit großem Diffusstrahlungsanteil, soll der Anstellwinkel kleiner sein, wie z. B. $\beta=30^\circ$. Ein großer Anstellwinkel ist geeignet für kaltes Wetter und Schneewetter, damit der Schnee leichter abgeleitet werden kann und den Ertrag erhöht [12].

3.3. Messung der Solarstrahlung

Verschiedene Solarsensoren werden angewendet, um die Direkt- und Diffusstrahlung getrennt oder zusammen zu messen. Dazu werden die Pyranometer, Pyrheliometer, Strahlungssensoren aus Solarzellen, und Satelliten benutzt.

3.3.1. Messung der Globalstrahlung

Zur Messung der genauen Globalstrahlung werden Pyranometer oder Strahlungssensoren aus Solarzellen benutzt.

Ein Pyranometer besteht entweder aus einem Halbleitersensor oder einem thermischem Sensor. Die beiden Typen sind in Abbildung 26 dargestellt.

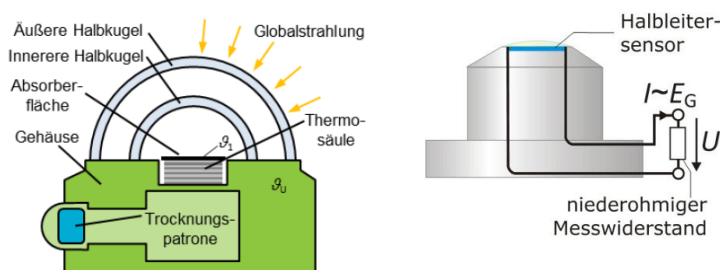


Abbildung 26. Pyranometer mit thermischem Sensor [5] und mit Halbleitersensor [11]

Bei einem Pyranometer mit **thermischem Sensor** (links in Abbildung 26), werden die Geräte durch die schwarze Absorberfläche geheizt. Die Thermosäulen unter der Absorberfläche, messen eine Temperaturdifferenz mit der Umgebungstemperatur, durch die die Bestrahlungsstärke E bestimmt wird [5]:

$$\Delta\vartheta = \vartheta - \vartheta_U = \text{const} \cdot E \quad (3.3.1.1)$$

ϑ : Temperatur des Absorbers

ϑ_U : Umgebungstemperatur

Die blaue Trocknungspatrone mit Silikagel nimmt die Feuchtigkeit auf, um eine Beschädigung der Glasdecke zu vermeiden. Die Patrone wird halbjährlich getauscht [5].

Ein Pyranometer mit **Halbleitersensor** (rechts in Abbildung 26) besteht normalerweise aus Silizium. Proportional zur Bestrahlungsstärke E steigt ein Kurzschlussstrom. Der Messstrom steigt normalerweise um $0,15 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Die Nachteile des Halbleitersensors sind Temperatur- und Spektralempfindlichkeit [11].

Die Kosten für ein Pyranometer liegen zwischen 600 und 2000 Euro, während die andere Variante für Globalstrahlungsmessung – **Strahlungssensoren aus Solarzellen** (Abbildung 27) zwischen 100 und 500 Euro kostet, mit einer Genauigkeit von $\pm 5\%$ bis $\pm 10\%$ [5].

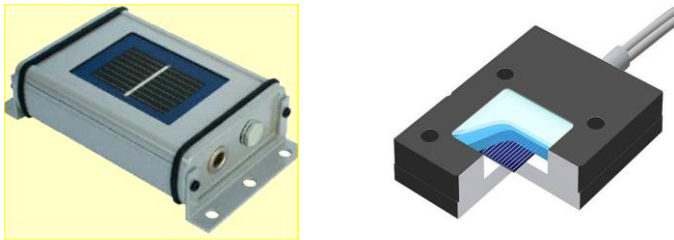


Abbildung 27. Beispiel für Referenzsensor als Solarzellen: Kyocera KD235 W Module [18]

Die Solarzellensensoren bestehen meistens aus c-Si-Zellen (die gleiche Technologie wie bei den Modulen) und werden in Modulebene montiert, dadurch kann sie die auf die Modulfläche ankommende Strahlungsstärke ermitteln.

3.3.2. Messung der Direkt- und Diffusstrahlung

Ein **Pyrheliometer** wird benutzt, um die Direktstrahlung zu vermessen. Das Licht kommt durch den schwarzen Rohranfang und wird von dem gelben Sensor am Ende (vorne Seite der Abbildung 28) empfangen.



Abbildung 28. Pyrheliometer [19]

Das Pyrheliometer muss der Sonne nachführen, sodass das Sonnenlicht genau durch das Rohr den Sensor erreichen kann.

Ein normales Pyranometer mit **Schattenball** oder **Schattenring** kann die Diffusstrahlung vermessen, indem der Schattenball oder Schattenring die Direktstrahlung abdeckt; Der Schattenball oder -ring soll auch der Sonne nachführen.



Abbildung 29. Messstation zur Messung der Global-, Direkt-, und Diffusstrahlung [11]

Abbildung 29 zeigt eine Messstation, die diverse Strahlungen vermessen kann. Das Linke ist das Pyranometer für die Messung der Globalstrahlung; daneben ist die rohrförmige Pyrheliometer für die Direktstrahlung; rechts ist noch ein Pyranometer mit einem Schattenball, mit dem die diffuse Strahlung ermittelt werden kann.

Außer die oben genannten „Geräte“ zur Bodenmessung, gibt es noch Satellitenmessung, dessen Messwerte durch Satellitenbilder bestimmt werden können. Die Qualität der Satellitenmessung ist durch weniger Verschmutzung oder Ausfälle der Geräte höher als die Bodenmessung [11]. Es gibt verschiedene Internetportale, die Strahlungswerte der Satelliten ermitteln. Wie z. B. das Portal PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) für Europa, Afrika und Teil des Asiens, NASA SSE (National Aeronautics and Space Administration-Solar System Exploration) für die ganze Welt.

4. Photovoltaik- Anlage

Die Grundlage für die PV- Anlage ist die **Solarzelle**, die normalerweise aus Silizium und einem Halbleiter besteht. Ein pn-Übergang wird durch dem Einbau von Fremdatomen erzeugt, sodass ein elektrisches Feld gebaut wird (Abbildung 30). Wenn das Licht auf die Solarzelle fällt, nimmt das elektrische Feld Kontakt zu der Solarzelle; dadurch entsteht eine Spannung von ca. 0,5 Volt, und die abzugebende elektrische Energie liegt zwischen 0 und 10 A (A=Ampere), je nach Strahlungsstärke und Fläche der Zelle. Das **Solarmodul** besteht aus mehreren Solarzellen in Reihe, dadurch bekommen wir die zu nutzende Spannung zwischen 20 und 50 Volt. [5]

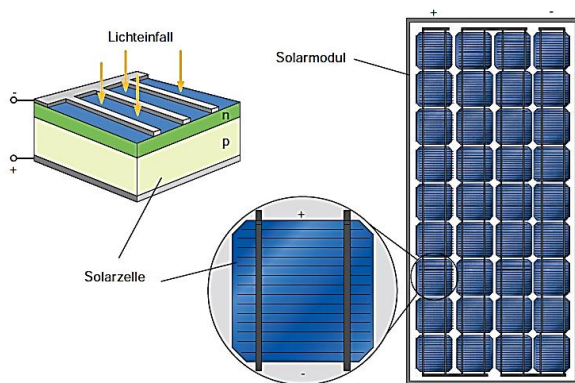


Abbildung 30. Solarzelle und Solarmodule [5]

Bei einer typischen netzgekoppelten PV Anlage, handelt sich um mehreren Solarmodulen, Wechselrichter und dem Stromzähler (Abbildung 31). Ein **String** besteht aus mehreren Solarmodulen, und die Strings sind an den Wechselrichter angeschlossen; Der **Wechselrichter** dient dazu, den von Solarmodulen erzeugten Gleichstrom in dem Wechselstrom umzuwandeln [5].

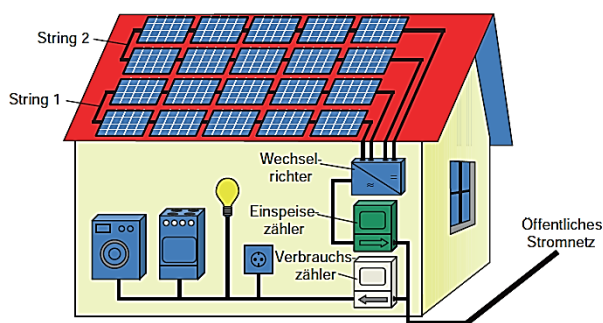


Abbildung 31. Typischer Aufbau einer Photovoltaik Anlage mit Selbstverbrauch im Haushalt

4.1. Solarzelle

Von jeder einzelnen Solarzelle bis zu mehreren Solarmodulen in einer PV Anlage, sowie die elektrische Funktionsweise und der Strom-Spannungs-Verlauf, werden in diesem Kapitel durch

Formeln und Grundlagen der Elektrotechnik erklärt und die Abbildungen veranschaulichen die Leistungsproduktion unter verschiedenen Einflussfaktoren.

4.1.1. Ersatzschaltbild

In diesem Kapitel wird das grundlegende Ersatzschaltbild von den Solarzellen vorgestellt. Wenn die Solarzelle nicht bestrahlt ist, funktioniert sie ähnlich wie eine Diode, da kommt der Sättigungsstrom in Diodensperrrichtung und ein Diodenfaktor ins Spiel, sodass sich der Zusammenhang von dem Zellstrom und der Zellspannung in folgender Gleichung beschreiben lassen [11]:

$$I = -I_D = -I_S \cdot \exp\left(\frac{U_D}{m \cdot U_T} - 1\right) \quad (4.1.1.1)$$

I: Zellstrom

I_S : Sättigungsstrom

U_D : Zellspannung, gleich U

m: Diodenfaktor

U_T : Temperaturspannung

Der Sättigungsstrom ist normalerweise I_S 10^{-7} mA. Die Temperaturspannung U_T ist gleich 25,7 mV unter 25°C. Der Diodenfaktor wird als $m=1$, gerechnet mit Annahme dass es eine ideale Diode ist, wobei m in der Realität zwischen eins und fünf liegt.

Wenn die Solarzelle bestrahlt ist, entsteht ein Photostrom I_{ph} mit der Annahme dass die Stromquelle parallel zu der Diode geschaltet ist (Abbildung 32).

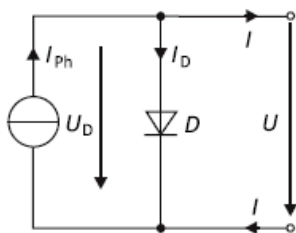


Abbildung 32. Ersatzschaltbild (Parallelschaltung der Stromquelle zu der Diode) [11]

Der Photostrom I_{ph} ist proportional zu der Bestrahlungsstärke E, und C_0 ist dabei der Koeffizient:

$$I_{ph} = C_0 \cdot E \quad (4.1.1.2)$$

Nach Abbildung 32 bekommen wir den Zusammenhang zwischen dem Zellstrom I und der Zellspannung U (U_D):

$$I = I_{ph} - I_D = C_0 \cdot E - I_S \cdot \exp\left(\frac{U_D}{m \cdot U_T} - 1\right) \quad (4.1.1.3)$$

Durch die oben genannte Formel sehen wir, dass der Verlauf des Zellstroms und der Zellspannung von der Bestrahlungsstärke E abhängig ist; unter gleicher Spannung wird durch steigende Bestrahlungsstärke mehr Strom produziert (Abbildung 33), das entspricht dem Sinn der Nutzung der Solarenergie, so viel Strom wie möglich durch zahlreiches Sonnenlicht zu gewinnen.

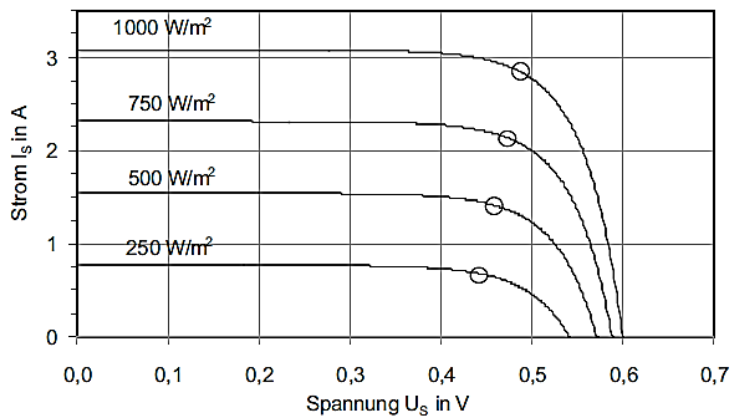


Abbildung 33. Strom- und Spannungslinie der Solarzelle [16]

Außer der Bestrahlungsstärke, ist der Zellstrom I noch von vielen anderen Bedingungen wie Widerstände, Temperaturänderungen usw. beeinflusst, diese Faktoren werden in den kommenden Kapiteln näher vorgestellt.

4.1.1.1. Ersatzbild mit Widerstand

Im Kapitel 4.1.1 wird das grundlegende Ersatzschaltbild ohne Widerstand vorgestellt. In der Wirklichkeit wird weniger Strom durch dem Serienwiderstand R_S und dem Parallelwiderstand R_P produziert.

Abbildung 34 zeigt die Ersatzbilder mit den zwei Widerständen mit jeweils einer und zwei Dioden.

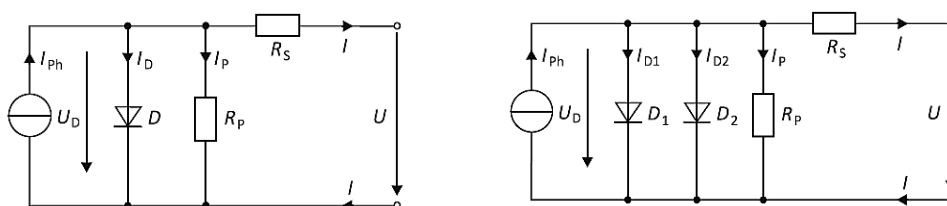


Abbildung 34. Solarzelle mit Widerständen (links: mit einer Diode, rechts: mit zwei Dioden) [11]

Der Serienwiderstand R_S entsteht durch den Weg von der Halbleiter, zu den externen Kontakten. Und der Parallelwiderstand R_P beschreibt die Leckströme von den Solarzellen.

Nach Abbildung 34 ist der Strom I_P :

$$I_P = \frac{U_D}{R_P} = \frac{U+I \cdot R_S}{R_P} \quad (4.1.1.1.1)$$

Damit ist eine vollständige Gleichung für Zellstrom und –spannung vorhanden:

Strom- und Spannungskennlinie mit einer Diode:

$$I = C_0 \cdot E - I_S \cdot \exp\left(\frac{U}{m_1 \cdot U_T} - 1\right) - \frac{U+I \cdot R_S}{R_P} \quad (4.1.1.1.2)$$

Strom- und Spannungskennlinie mit zwei Dioden:

$$I = C_0 \cdot E - I_{S1} \cdot \exp\left(\frac{U}{m_1 \cdot U_T} - 1\right) - I_{S2} \cdot \exp\left(\frac{U}{m_2 \cdot U_T} - 1\right) - \frac{U+I \cdot R_S}{R_P} \quad (4.1.1.1.3)$$

Mithilfe der Parameter von Siemens können wir den Strom- und Spannungsverlauf (I-U-Kennlinie) in der Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke E und mit Berücksichtigung der Spannungsabfälle ermitteln:

Tabelle 2. Parameter für Photovoltaik Anlage von Siemens [20]

Parameter	C_0	I_{S1}	I_{S2}	m_1	m_2	R_S	R_P
Einheit	m^2/V	μA	μA	-	-	Ω	Ω
Siemens M50	$3,11 \cdot 10^{-3}$	$8,78 \cdot 10^{-4}$	12,71	1	2	0,01381	13

Wir bekommen die Formel durch Einsetzen entsprechender Parameter:

$$I = 3,11 \cdot 10^{-3} \cdot E - 8,78 \cdot 10^{-4} \cdot \exp\left(\frac{U}{U_T} - 1\right) - 12,71 \cdot \exp\left(\frac{U}{2 \cdot U_T} - 1\right) - \frac{U+I \cdot 0,01381}{13} \quad (4.1.1.1.4)$$

4.1.1.2. Wirkungsgrad der Solarzelle

Die vorherigen zwei Kapitel beziehen sich nur auf den Spannungs- und Stromsverlauf der Solarzelle, darüber hinaus gibt es noch andere Parameter für Strom und Spannung, durch den Vergleich der Leistung an dem maximalen Punkt, kann der Wirkungsgrad der Solarzelle bestimmt werden.

Die Klemmspannung an der Solarzelle ist null, wenn die Zelle kurzgeschlossen ist. Der Kurzschlussstrom I_K hier, nähert sich dem Photostrom I_{Ph} :

$$I_K \approx I_{Ph} = C_0 \cdot E \quad (4.1.1.2.1)$$

Der Strom I ist null wenn die Zelle im Leerlauf ist, die Spannung hier ist die Leerlaufspannung U_L . Die können wir durch Einsetzen $I=0$ in die Spannung-Strom. Gleichung im Kapitel 4.1.1.1 bekommen.

$$U_L = m \cdot U_T \cdot \ln\left(\frac{I_K}{I_S} + 1\right) \quad (4.1.1.2.2)$$

Hier zu sehen, da der Kurzschlussstrom I_K zur Bestrahlungsstärke E proportional ist, ist die Leerlaufspannung U_L entsprechend proportional zur $\ln(E)$.

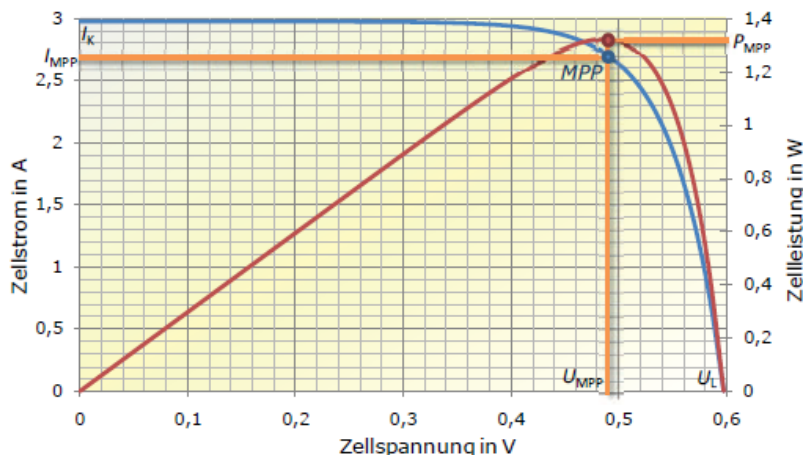


Abbildung 35. Strom-Spannungsverlauf und Leistungs-Spannungsverlauf [11]

Der blaue Punkt **MPP** (Maximum Power Point) in Abbildung 35, bezeichnet den Punkt maximaler Leistung unter Standardtestbedingung ($E = 1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ$, $AM=1,5$), dessen Spannung U_{MPP} kleiner als die Leerlaufspannung U_L und dessen Strom I_{MPP} kleiner als der Kurzschlussstrom I_K ist. Daher bekommen wir die maximale Leistung am MPP:

$$P_{MPP} = U_{MPP} \cdot I_{MPP} < U_L \cdot I_K \quad (4.1.1.2.3)$$

Die Proportion zwischen der Leistung am MPP und des Leerlaufspannung-Kurzschlussstroms, lässt sich durch Füllfaktor (FF) beschreiben, nämlich

$$FF = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K} = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} < 1 \quad (4.1.1.2.4)$$

Durch den Füllfaktor können wir die Qualität der Zelle beurteilen: Je näher sich der FF eins annähert, desto besser ist die Produktionsqualität.

Zum Ende kann der Wirkungsgrad η durch die Leistung am MPP, die Bestrahlungsstärke E und die Fläche der Solarzelle A bestimmt werden:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot U_L \cdot I_K}{E \cdot A} \quad (4.1.1.2.5)$$

Tabelle 3 zeigt den Wirkungsgrad und Füllfaktor von verschiedenen Solarzellen; die Beschreibung der Abkürzungen ist am Anfang der Arbeit in der Abkürzung aufgelistet.

Tabelle 3. Wirkungsgrad und Füllfaktor für verschiedene Zelltechnologien [11]

Zelltechnologie	η_{Zelle}	η_{Modul}	Füllfaktor FF
Mono-Si	24,0%	21,5%	0,80
Poly-Si	18,0%	16,3%	0,78
SR-Si	15,6%	14,1%	0,74
EFG-Si	14,4%	12,8%	0,72
HIT	22,0%	19,4%	0,79
μ c-Si/a-Si	10,4%	10,1%	0,68
a-Si	7,6%	7,4%	0,67

Hier sehen wir, dass der Wirkungsgrad einzelner Zellen höher ist als ein Modul, weil keine Leistung zwischen den Zellen produziert wird. Die tatsächliche Fläche der Solarzellen im Solarmodul wird in diesem Modell verwendet, daher wäre die simulierte Leistung, die wirkliche von Solarzellen erzeugte Leistung.

4.1.1.3. Einfluss der Temperatur

Da die Produktion der Leistung ist proportional zur Bestrahlungsstärke des Sonnenlichts ist, spielt die Temperatur auch eine bedeutende Rolle. Die Gleichungen in den vorherigen Kapiteln sind mit Annahme unter 25°C ermittelt, und in diesem Kapitel wird weiter ergänzt, wie sich die Spannung-Strom-Kennlinie durch Temperaturschwankung verändert. In Abbildung 36 sehen wir, dass sich unter erhöhter Temperaturbedingung die Spannung reduziert, dadurch entsteht ein größerer Leistungsverlust.

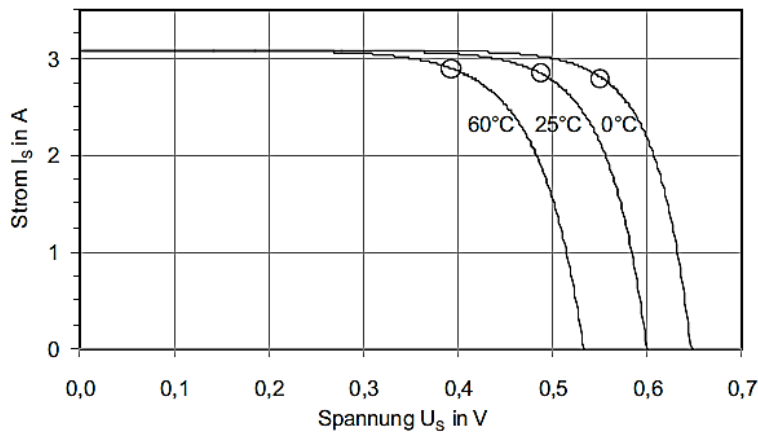


Abbildung 36. Verlauf der Spannung unter Temperaturänderung [16]

Die Temperaturspannung U_T im Kapitel 4.1.1 ist unter 25°C gleich 0,0257 V. Jetzt ist sie aber kein fester Wert mehr; sie kann durch die Boltzmann-Konstante k und die Elementarladung e bestimmt werden [11].

$$U_T = \frac{k \cdot T}{e} \quad (4.1.1.3.1)$$

K ist die absolute Temperatur im Grad Kelvin, das heißt $T = \frac{\vartheta \cdot K}{^\circ C} + 273,15K$. Die Boltzmann-Konstante k ist gleich $1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$, und die Elementarladung e ist $1,6 \cdot 10^{-19} \text{ A s}$.

Daraus bekommen wir:

$$U_T = \frac{1,38 \cdot 10^{-23} \left(\frac{\text{J}}{\text{K}}\right) \cdot T(\text{K})}{1,6 \cdot 10^{-19} (\text{A s})} = 8,625 \cdot \frac{10^{-5} (\text{J} \cdot \text{T})}{(\text{A} \cdot \text{s})} \quad (4.1.1.3.2)$$

Die Temperaturabhängigkeit der Sättigungsströme I_{S1} und I_{S2} lässt sich durch zwei Koeffizienten und den Bandabstand E_g bestimmen [21].

$$I_{S1} = C_{S1} \cdot T^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{k \cdot T}\right) \quad (4.1.1.3.3)$$

$$I_{S2} = C_{S2} \cdot T^{5/2} \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{2 \cdot k \cdot T}\right) \quad (4.1.1.3.4)$$

Der Einfluss der Temperatur von Photostrom I_{Ph} lässt sich auch durch zwei Koeffizienten c_1 und c_2 bestimmen:

$$I_{Ph} = (c_1 + c_2 \cdot T) \cdot E \quad (4.1.1.3.5)$$

Die oben genannten vier Koeffizienten sind unter verschiedenen Zellenanbietern unterschiedlich. In diesem Kapitel werden die Parameter wie im vorherigen Kapitel die Parameter von Siemens, mit dem Modul M50 genommen und in der Simulation benutzt.

Tabelle 4. Temperatureinflüsse von Siemens M50 [20]

Parameter	c_{s1}	c_{s2}	c_1	c_2
Einheit	A/K^3	$A K^{-5/2}$	m^2/V	$m^2/(V K)$
Siemens M50	170,8	0,0188	0,00306	$0,179 \cdot 10^{-6}$

In dieser Arbeit werden nur die Temperatureinflüsse der drei oben genannten Parameter erklärt, sodass ein linearer Zusammenhang zwischen Spannung, Strom und Leistung beschrieben werden kann.

4.2. Solarmodul

Ein einzelnes Solarmodul besteht aus mehreren Solarzellen, die in der Reihe oder parallel geschaltet sind, um den Solargenerator unter höherer Spannung oder Strom zu betreiben.

4.2.1. Reihenschaltung der Solarzellen

Eine Reihenschaltung von Solarzellen weist auf einen identischen Strom in allen Zellen, und die betriebene Spannung ist die Summe aller geschalteten Zellen, damit das Solarmodul nicht unter zu niedrigen Spannungen läuft. Mehrere Module werden dann in Reihe-, Parallel- oder Reihe-/Parallelschaltung zusammengebunden.

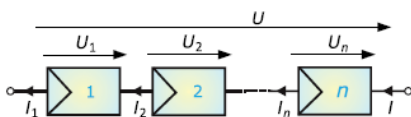


Abbildung 37. Reihenschaltung der Solarzellen [11]

Nach Abbildung 37 können wir die Formeln von dem Strom und der Spannung geben:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

$$U = n_z \cdot U_i$$

n_z : Anzahl der Solarzellen

Laut Quaschnig [11] werden üblicherweise 32 bis 40 Solarzellen bei der Reihenschaltung benutzt, weil die meisten Solarmodule für einen Betrieb mit 12-V-Bleiakkumulator konstruiert sind. In der Simulation wird n_z mit 36 Solarzellen vorgegeben.

In den Datenblättern von manchen Herstellern werden Parameter wie Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom, Zellstrom und Zellspannung am MPP nicht angegeben, hier können wir die Näherungsformeln in dem Buch von Herrn Quaschnig [11] finden.

Um das Sonnenlicht zu empfangen, hat die Solarfläche normalerweise einen direkten Kontakt mit der natürlichen Umgebung, dadurch sind die Umgebungseinflüsse wie Verschmutzungen wegen Gewitter und Vogelekrementen ein Problem der Solarenergie. In dem Simulationsprogramm wurde das Thema Abschattung noch nicht berücksichtigt, aber in diesem Kapitel wird die Verschmutzung der Solarfläche kurz erwähnt, um die üblichste Technologie der Solarzelle, die gegen Verschmutzung wirkt, nämlich Bypass Diode, vorzustellen.

Wenn wir uns vorstellen, dass einer von den installierten 36 Zellen in der Reihenschaltung, durch die drauf gefallenen Blätter „Hot Spot“ verursacht hat, dann verändert sich schon die gesamte Spannung, während der Strom identisch bleibt (Abbildung 38). Um bei abgeschatteten Zellen trotzdem größere Ströme als Kurzschlussstrom zu gewinnen, muss die Spannung der abgeschatteten Zellen in den negativen Bereich fallen, dann wirken aber die Zellen als Verbraucher (Vergleich Punkt 1a und Punkt 1b in der Abbildung 38).

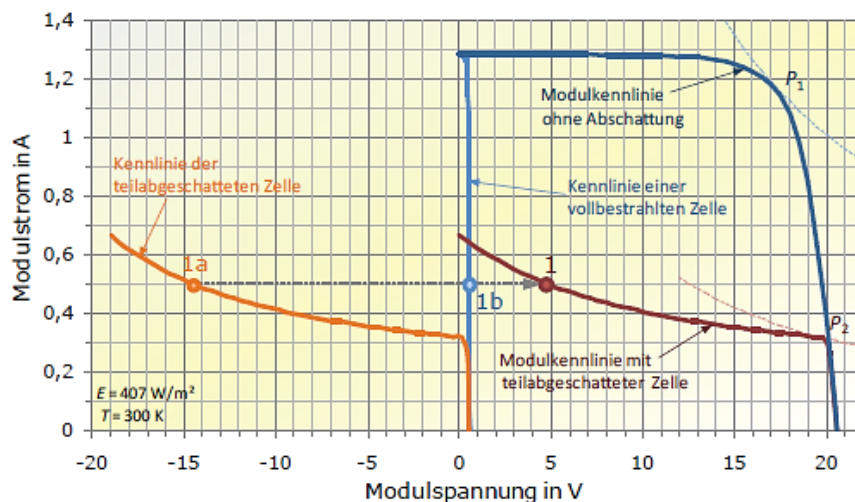


Abbildung 38. Modulspannungen mit einer zu 75% abgeschatteter Zelle [11]

Mit dem vorher genannten „Hot Spot“ ist eine Abschattung unter höheren Bestrahlungsstärken gemeint. Die Verlustleistung steigt auf 30 W an und die Zellen könnten durch die Erwärmung zerstört werden. Dank des Einsetzens der Bypass Dioden, kann dieses Problem gut gelöst werden. In dem Solarmodul werden die Bypass Dioden antiparallel zu Solarzellen installiert.

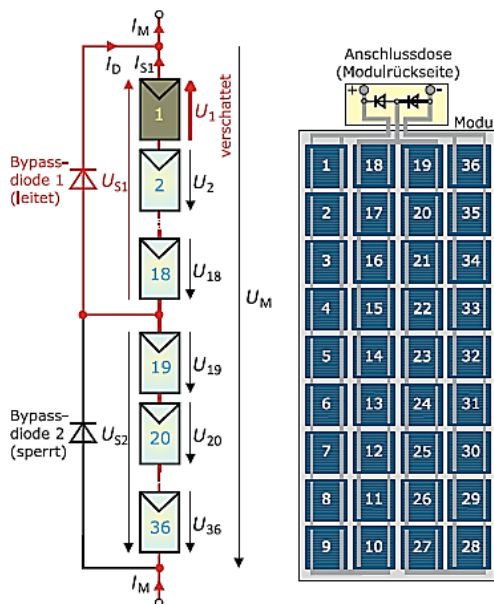


Abbildung 39. Einbauweise der Bypassdioden, links: Einbau im Modulrahmen, rechts: Einbau in der Anschlussdose [11]

Laufen die Zellströme normal, werden die Bypass Dioden nicht aktiviert. Werden die Solarzellen abgeschattet und dadurch eine negative Spannung von etwa -0,7 Volt erreicht, schalten die Bypass Dioden an, dadurch wird die negative Spannung von Bypass Dioden begrenzt und die Zellen werden auch vor thermischen Zerstörungen geschützt. Idealerweise soll bei jeder Zelle eine Bypass Diode vorhanden sein; aus wirtschaftlichen Gründen werden die Bypassdioden über eine Reihe von 18 bis 24 Zellen geschaltet und im Rahmen der Module oder Anschlussdose (Abbildung 39) installiert.

4.2.2. Parallelschaltung der Solarzellen

Die Parallelschaltung der Solarzellen weist auf eine überall gleiche Zellspannung und addierte einzelne Zellströme hin.

$$U = U_1 = U_2 = \dots = U_n$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

Durch die addierten Zellströme entstehenden größeren Ströme und dadurch entstehenden hohen Leistungsverluste, soll eine Parallelschaltung ohne Kombination mit Reihenschaltung vermieden werden. Gegenüber Reihenschaltung ist Parallelschaltung aber viel weniger empfindlicher gegen Abschattung, weil die Zellströme addiert statt überall gleich bleibend sind.

Zum Schluss des ganzen Kapitels können wir aus der Praxis dies zusammenfassen: Bei einem Solarmodul werden häufig zuerst mehrere Zellen in der Reihe geschaltet und jede einzelne Reihe wird parallel geschaltet. Zum Schutz vor dem Abschattungseffekt werden Bypass Dioden in diesem Fall nur bei den Solarzellen in der Reihe benötigt.

5. Haushaltsverbrauch

Der von dem Solargenerator erzeugte Strom kann in verschiedenste Weise benutzt werden. Typischerweise wird der Strom ins Stromnetz eingespeist, und der Strom ist der dann aus dem Netz genommen, wenn er gebraucht wird; der Nachteil zählt dem hohen Stromtransportverlust und einer hohen Belastung des Netzes. Laut [11] wird künftig wegen einem immer höheren Anteil der Photovoltaik, die Einspeisevergütung der PV Anlagen auch nicht erhöht.

Die Betreiber kleiner PV Anlagen sind normalerweise auch einer der Endkunden der Anlage, nämlich der hergestellte Strom wird in erster Linie selbst verbraucht. In dieser Arbeit fließt der erzeugte Strom zuerst in den Haushalt, und der übrige Strom geht in den Speicher (nächstes Kapitel). Erst wenn der Speicher auch voll ist, werden die Überschüsse im Netz gespeist. Je nach Laststand des Netzes, würde dann entschieden ob die Anlage kurzfristig abgeschaltet werden soll. Laut [11] klappt das wirtschaftliche Selbstverbrauchssystem mit sehr kleinen PV Anlagen gut, während mit mittleren und größeren Anlagen immer Überschüsse, die im Netz gespeichert werden müssen, vorhanden sind.

5.1. Energiefluss

Dieses Kapitel erklärt, wohin der erzeugte Strom genau fließen soll. Je nach erzeugter Strommenge und Verbrauch des Haushalts, ist die Flussrichtung unterschiedlich. Ein ausführliches Flussbild wird in Abbildung 40 gezeigt.

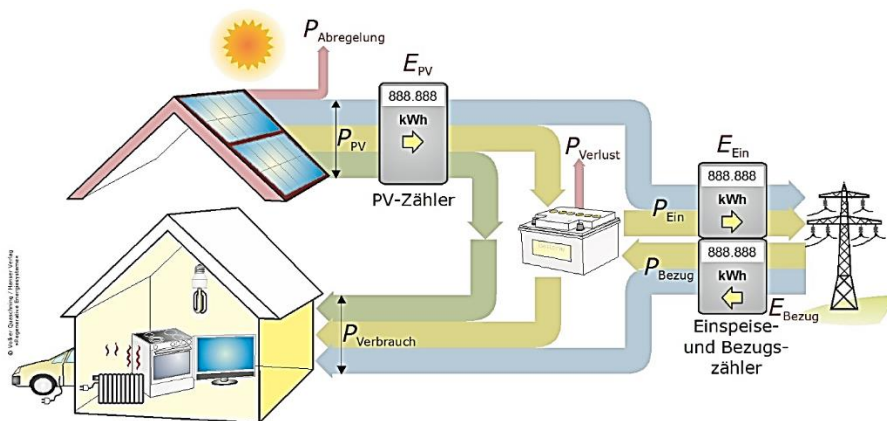


Abbildung 40. Energiefluss mit Eigenverbrauch und Netzeinspeisung [11]

Der Solarstrom dient im allerersten dem Eigenverbrauch. Der Eigenverbrauch beinhaltet den Haushaltsverbrauch und die Aufladung des Speichers. An sonnigen, produktreichen Stunden, wird zuerst die Energiemenge für den Haushalt gefüllt. Wenn stündlich mehr Strom als der Haushalt braucht vorhanden ist, geht der Strom zum Speicher. Der Speicher wird geladen wenn es nicht voll ist, ab dem Zeitpunkt wenn er voll ist wird der Strom zum Netz weiter geleitet. Hier soll der Elektrizitätsstand des Netzes vorsichtig überlegt werden; die PV Anlage soll grundsätzlich abgeschaltet werden, wenn die Stabilität des Netzes gefährdet wird.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf dem Fluss des erzeugten Stroms zwischen Haushaltsverbrauch und Stromspeicher, deswegen stellen wir uns in diesem Fall vor, dass das Stromnetz immer in unbelastetem Zustand ist. Darüber hinaus ist die Dimension der PV Anlage nach dem Standardlastprofil des Haushalts konzipiert, deswegen sollte unpassender extremen Über- oder Unterschuss nicht auftreten.

Ein umgekehrter Energiefluss läuft, wenn nicht so viel Globalstrahlung vorhanden ist. Wenn stündlich nicht ausreichender Solarstrom verfügbar ist, wird der Strom aus dem Speicher gezogen und für den Haushalt verbraucht. Ab dem Nullstand des Speichers wird Unterstützung von dem Netz gebraucht; hier nehmen wir auch an, dass immer genug Strom aus dem Netz gezogen werden darf. Der Unterschied zwischen dem positiven und dem negativen Fluss besteht darin, dass im Fall einer Unterstützung vom Netz, der Speicher nicht aufgeladen wird, es bleibt im Leerstand, bis wieder Überschuss des Solarstroms von dem Haushalt kommt (anders wie in Abbildung 40 dargestellt, der gelbe Teil der P_{Bezug} fließt in der Simulation nicht durch den Speicher, er fließt lediglich in den Haushalt.).

5.2. Standardlastprofil (SLP)

Unter Lastprofil versteht man den Energieverbrauchsverlauf von den Endkunden über das ganze Jahr in bestimmten Zeitintervallen. Nach dem Stromnetz Hamburg [22], sind die Endkunden, die einen jährlichen Verbrauch von 100.000 kWh nicht überschreiten und deren Netze an die Niederspannung angeschlossen sind, von einer vierstündigen Leistungsmessung befreit. Stattdessen wird ein synthetisches **Standardlastprofil SLP** benutzt und nach dem tatsächlichen Stromverbrauch abgerechnet.

Das SLP für den Haushalt ist als H0 bezeichnet. Es wird nach einer jährlichen Verteilung so konzipiert, dass es insgesamt 1.000 kWh dem Jahresverbrauch nach jedem realen Tag und Viertelstunde abdeckt.

In der Simulation wird die Datei „Standardlastprofil Haushalt 2017“ vom Stromnetz Hamburg [22] verwendet. Die einzelnen Daten sind im viertelstündigen Intervallen gegeben und das Anfangs- und Enddatum der Daten sind jeweils der 01.01.2017 und 31.12.2017.

6. Akkumulator

Durch Zwischenspeicherung des überschüssigen Solarstroms mit einem kleinen Akkumulator in der Nähe von der Photovoltaikanlage für den Privathaushalt, erhöht sich der Nutzungsgrad der Solarleistung, sodass der hergestellte Solarstrom zu einem späteren Zeitpunkt benutzt werden kann. Als Vorteil zählt der kurze Transportweg, dass der Solarstrom nicht über die lange Stromleitung transportiert werden kann und dadurch mehr Verlust entsteht; eine hohe Ausfallsicherheit für die elektrische Versorgung deutet auf einen weiteren Vorteil hin [5].

Dieses Kapitel konzentriert sich auf das Prinzip und dem Aufbau des Akkumulators, die für den privaten Haushalt geeignet sind, und deren Einsatz in den Haushalt.

6.1. Prinzip und Aufbau

In einem Akkumulator schalten mehrere elektronische Zellen zusammen, und in jede einzelne Zelle läuft eine chemische Reaktion, um den elektrischen Strom herzustellen.

Verschiedene Typen von Akkus werden als Speicher für PV Anlagen eingesetzt. In diesem Kapitel sehen wir uns die zwei wichtigsten Batterietypen an und betrachten dann deren Einsatzbarkeit.

6.1.1. Blei-Säure-Batterie

Vor ca. 150 Jahren wurden Blei-Säure-Akkus schon entwickelt, dieser ist unter allen Batterietypen die günstigste Variante.

Die Zelle einer Blei-Säure-Batterie besteht aus einem Elektrolyten aus Schwefelsäure, einer negativen Elektrode aus Blei und einer positiven Elektrode aus Bleioxid. An der negativen Elektrode ist eine Oxidation und an der positiven Elektrode eine Reduktion, sodass eine Schicht aus **Bleisulfat** an den beiden Elektroden aufgebaut ist; dieser Vorgang verwirklicht das **Entladen** des Akkus. Bei einem **Aufladen** laufen die chemischen Reaktionen umgekehrt ab, sodass das Bleisulfat wieder in dem Elektrolyten aufgelöst ist; dadurch wird die Energie gespeichert [5].

Was hier nennenswert ist, ist der Aufbau der Elektroden. Sie bestehen aus einem von Blei oder Bleioxid umgebenen Bleikern und ist sehr porös aufgebaut, sodass eine möglichst große Oberfläche für die elektrochemische Reaktion vorhanden sein kann. Das Problem ist, dass die Bleisulfat-Schicht während der Aufladung nicht völlig abgebaut werden kann. Die zusätzliche Bleisulfat-schicht verringert die Reaktionsoberflächen, dadurch verringert sich die Speicherkapazität schrittweise durch den Entladungs- und Aufladungsvorgang. Eine tiefe Entladung sollte bei Blei-Säure Akkus vermieden werden, ansonsten wird die Lebensdauer stark verkürzt. Nach [23] ist die Lebensdauer des Zeitpunkts, an dem der Akkumulator lediglich 80%

der originalen Nennkapazität aufweisen kann; sie beschreibt den Alterungsanteil durch Nutzung des Akkus.

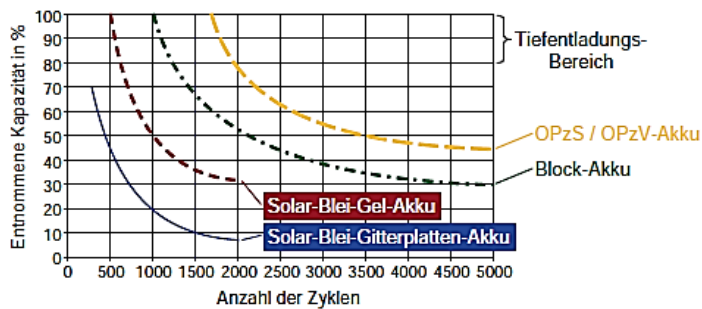


Abbildung 41. Lebensdauer der verschiedenen Akkutypen [5] [24]

Es gibt zwei häufig angewendete Blei-Säure-Akkus: der Solar-Blei-Gitterplatten-Akku und der Solar-Blei-Gel-Akku. Als Beispiel zeigt Abbildung 41 die Lebensdauer von vier Akkutypen. Eine höhere Entladetiefe (DOD: Depth of Discharge) führt zu weniger Ent- und Aufladezyklen, die bis zur Lebensdauer laufen kann.

Es gibt noch eine kalendarische Lebensdauer, bei der es um den kaum genutzten Akku, deren Elektrolyte im Laufe der Zeit langsam zersetzen, geht; die Lebensdauer eines ungenutzten Akkumulators liegt bei rund zehn Jahren. [5]

6.1.2. Lithium-Ionen-Batterie

Die Lithium-Ionen-Batterie wird als Standard Akku in viel tragbaren elektrischen Geräten verwendet, mittlerweile kann sie auch in Elektroautos und Solarspeicher eingesetzt werden.

Eine Lithium-Ionen-Zelle besteht aus Elektrolyten, eine negative Elektrode aus Graphit und eine positive Elektrode aus Übergangsmetalloxiden. Der Auf- und Entladevorgang wird durch die Ein- und Auslagerung der Lithiumionen durchgeführt, deren Reaktionsprozess wird hier nicht weiter erklärt. Es ist zu bemerken, dass im Fall der Überladung die Ionen das Graphitgitter der Anode schädigen kann, und schließlich führt es zu einem Kurzschluss und der Zerstörung der Zelle.

Die Lebensdauer des Lithium-Ionen-Akkus ist höher als bei Blei-Säure-Akkus. Manche Akkus haben eine Lebensdauer von 20 Jahren mit 5000 Zyklen, bei einer maximalen Entladetiefe von 90%. [5]

Vergleichen wir die Lithium-Ionen-Akkus mit den Blei-Säure-Akkus können wir feststellen, dass die Blei-Säure-Akkus vor allem kostengünstig und der Reaktionsvorgang sicherer ist, während die Lithium-Ionen-Akkus eine fast fünffach so hohe Energiedichte als die Blei-Säure-Akkus besitzen, und eine höhere Lebensdauer sowie ein höherer Energiewirkungsgrad kann die Lithium-Ionen-Batterie auch aufweisen.

Außer Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren gibt es noch andere typische Batterietypen, wie z. B. Natrium-Schwefel-Batterien und Redox-Flow-Batterien, die sind vor allem als Pufferspeicher für Solarparks gedacht, während die Blei- und Lithiumionen-Akkus auch als Hausspeicher einsetzbar sind.

6.2. Einsatz in dem Haushalt

Mit einem Akkumulator im Haushalt, kann der Haushaltsverbrauch nicht nur tagsüber durch den Solarstrom bedeckt werden, sondern auch in dem Zeitstück, in dem keine Sonnenstrahlung vorhanden ist, den Solarstrom benutzen. In diesem Kapitel wird zuerst ein Einsatzbeispiel gezeigt, danach wird eine Berechnung für Speicherkosten durchgeführt.

6.2.1. Einsatz in dem Haushalt

Als Beispiel nehmen wir ein Einfamilienhaus mit einer Erzeugung des Solarstroms von 5.000 kWh pro Jahr, und dessen Haushaltslast beträgt auch 5.000 kWh pro Jahr. Ohne einem Akkumulator kann 30% des Haushaltsverbrauchs durch den Solarstrom bedeckt werden, und die restlichen 70% der Leistung werden aus dem Netz genommen. Wenn jetzt das Familienhaus mit einem Akkumulator, dessen nutzbare Energie 2 kWh beträgt, der Nutzungsgrad des Solarstroms kann sich bis auf 55% steigen, damit kann die Stromrechnung wegen Nutzung des Netzstroms um 32% sinken [25].

Es ist möglich, durch einen großen Speicher alle Selbstverbrauche in dem Haushalt zu bedecken (Autarkiegrad=100%), aber im Vergleich zur Benutzung eines kleineren Akkumulators mit intelligenter Verbrauchersteuerung, ist der Einsatz eines großen Speichers nicht wirtschaftlich [5].

Ein Produkt von der Firma SMA [25] wird hier als Einsatzbeispiel gezeigt: Sunny Boy 5000 Smart Energy, mit einer Lithium-Ionen-Batterie, deren Kapazität 2 kWh beträgt.

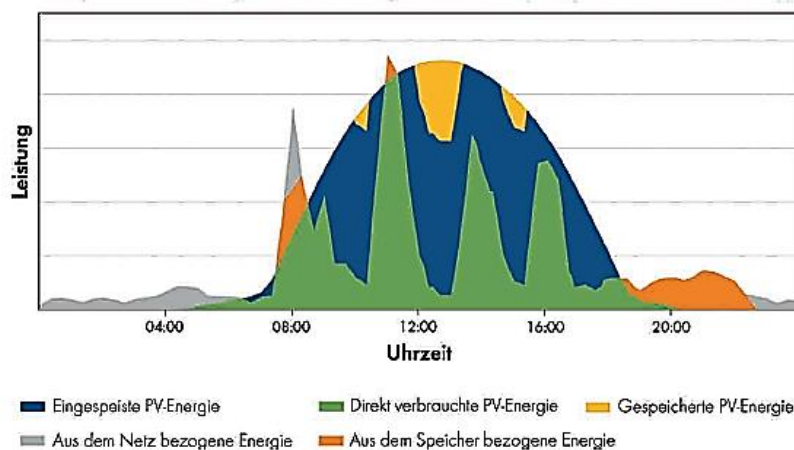


Abbildung 42. Beispiel Lastprofil eines Einfamilienhauses mit Akkumulator [25]

Die Abbildung oben zeigt uns ein ideales Lastprofil durch Einsatz des Speichers. Tagsüber kann der Haushaltsverbrauch (graue Flächen) völlig durch die Direktnutzung der Solarleistung (grüne Flächen) bedeckt werden, und gleichzeitig wird die überschüssige Solarleistung in dem Akku (gelbe Flächen) und dem Netz eingespeist. Am Anfang und Ende des Tages, wo keine Stromerzeugung durch die Sonne möglich ist, steht der in dem Akkumulator gespeicherte Strom (orange Flächen) zur Verfügung. Stellen wir uns vor wenn kein Akkumulator eingesetzt wird, dann gibt es auf dem Bild nur die grauen, grünen und blauen Flächen. Bemerkenswert ist, dass in dem Lastprofil um 20:00 Uhr die typische Peak nicht auftritt, dies wurde durch eine Anwendung des Energiemanagement Systems (z.B. vermeidbarer Verbrauch an der Hauptverbrauchszeit, wie z.B. Nutzung der Waschmaschine um 16:00 Uhr vorziehen) von der Firma SMA Solar Technology verwirklicht.

6.2.2. Speicherkosten

Um die Wirtschaftlichkeit von Benutzung eines Akkumulators zu beurteilen führen wir hier eine kurze Berechnung durch. Die Anschaffungskosten, die Lebensdauer und die Kapazität spielen bei der Berechnung der Speicherkosten eine Rolle. Der Berechnungsvorgang basiert auf Mertens [5].

Die gesamte Nutzenergie eines Akkumulators kann durch folgende Formel berechnet werden:

$$W_{\text{Nutz}} = W_{\text{Brutto}} \cdot \eta_{\text{Speicher}} \cdot \text{DOD} \cdot N_{\text{Zyklen}} \quad (6.2.2.1)$$

Die Erklärung der Formelzeichen und die verwendeten technische Daten von Firma SMA Solar Technology AG [25], werden in Tabelle 5 aufgelistet.

Tabelle 5. Formelzeichen und technische Daten für die Berechnung der Speicherkosten [25] [5]

Formelzeichen	Inhalt	Daten
W_{Brutto}	Bruttokapazität	2 kWh
DOD	Entladetiefe	100%
η_{Speicher}	Wirkungsgrad	96%
N_{Zyklen}	Zyklenzahl	4.000
K_{Speicher}	Anschaffungskosten	4.600 Euro
Lithium-Ionen	Batterietyp	-

Der Akkumulator gibt folgende Energiemenge während des Lebenslaufes ab:

$$W_{\text{Nutz}} = 2 \text{ kWh} \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 4600 = 8832 \text{ kWh}$$

Durch die Anschaffungskosten K_{Speicher} und der Nutzenergie W_{Nutz} ergeben sich spezifische Kosten je Kilowattstunden [kWh]:

$$\frac{K_{\text{Speicher}}}{W_{\text{Nutz}}} = \frac{4600 \text{ Euro}}{8832 \text{ kWh}} = 52,1 \text{ Cent/kWh}$$

Jede Kilowattstunde, die der Speicher läuft, kostet dem Besitzer am Anfang also 52 Cent. Im Vergleich zu der Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem Netzstromtarif, sind die spezifischen Kosten teuer. Die derzeitige Einspeisevergütung ist 12,31 Cent/kWh (Stand 03.2016 [26]). Der Stromtarif von Vattenfall Europe Sales sind 28,20 Cent/kWh [27]. Die Differenz ist fast 16 Cent.

Die oben genannten Formeln und Daten sind schließlich für eine überschlägige Berechnung, um einen Einblick über die Speicherkosten zu schaffen. Darüber hinaus deutet die niedrige Einspeisevergütung von 12,31 Cent/kWh darauf hin, dass es wirtschaftlicher ist, den größten Teil des erzeugten Solarstroms selbst zu verbrauchen, statt in das Netz einzuspeisen.

7. Modellentwicklung und Parametrierung

Die ganze Arbeit wird durch das Matlab-Simulink Programm realisiert. Das Simulationsmodell besteht aus einem Blockdiagramm mit mehreren Subsystemen (Simulink) und einer Initialisierungsdatei (Matlab) für alle Parameter und Varianten in dem Simulink.

Das Modell wird mit der Matlab-Version R2015b erstellt.

7.1. Modellentwicklung

Das Gesamtmodell besteht aus vier Modulen: Solarstrahlung, Solarleistung, Haushaltsverbrauch und Akkumulator. Abbildung 43 stellt den Aufbau des Gesamtmodells dar.

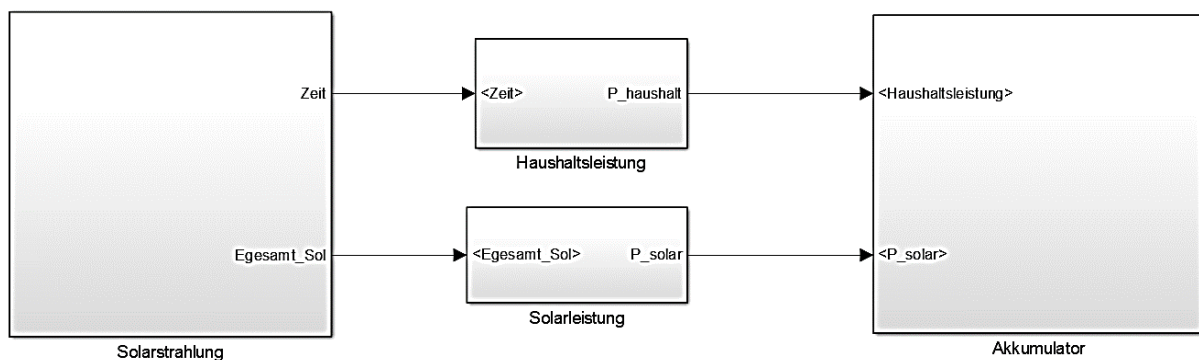


Abbildung 43. Gesamtmodell

Die Solarstrahlung wird von der PV Anlage aufgenommen und durch den Solargenerator wird die Solarenergie in die elektrische Energie umgewandelt. Die hergestellte Solarleistung dient in erster Linie dem Haushaltsverbrauch; stimmen die hergestellte Solarleistung und der Haushalt mit der angeforderten Leistung nicht überein, wird die überschüssige Solarenergie in den Akkumulator weitergeleitet. Umgekehrt wird die noch fehlende Haushaltsleistung aus dem Netz genommen. Hier wird angenommen, dass beliebige Leistungen aus dem Netz genommen und im Netz gespeichert werden können.

7.1.1. Modul „Solarstrahlung“

Aufgabe des Moduls „Solarstrahlung“ ist die Berechnung der aktuell von der Sonne an die Erde angekommene Solarstrahlung, welche anhand der aktuellen Simulationszeit (von null bis 8760 Stunden, was einem Jahr mit 365 Tagen entspricht) des entsprechendem Sonnenstandes berechnet wird (siehe Abbildung 44).

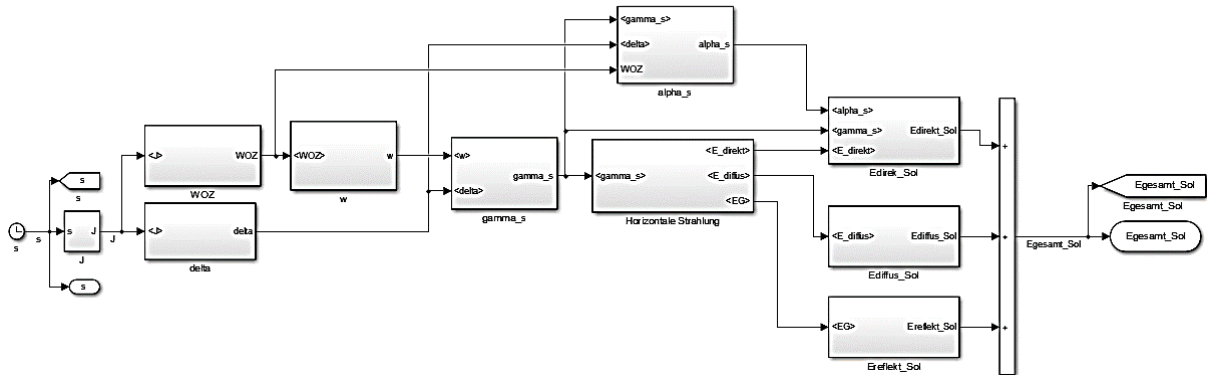


Abbildung 44. Modul "Solarstrahlung"

Tabelle 6. Ein- und Ausgänge sowie Parameter des Moduls "Solarstrahlung"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	s	s	aktuelle Simulationszeit [h]
Ausgänge	E_{gesamt_Sol}	E_{gesamt_Sol}	aktuelle gesamte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
Verknüpfungen	J	J'	aktueller Umdrehungsgrad [$^\circ$]
	δ	δ	Sonnendeklination
	WOZ	WOZ	wahre Ortszeit [h]
	w	w	Stundenwinkel [$^\circ/h$]
	γ_s	γ_s	Sonnenhöhe [-]
	α_s	α_s	Sonnenazimut [-]
	E_{direkt}	E_{Direkt}	horizontale direkte Strahlung [W/m^2]
	E_{diffus}	E_{Diffus}	horizontale diffuse Strahlung [W/m^2]
	E_G	E_G	horizontale Globalstrahlung [W/m^2]
	E_{direkt_Sol}	E_{Direkt_Sol}	Direktstrahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
	E_{diffus_Sol}	E_{Diffus_Sol}	Diffusstrahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
$E_{reflekt_Sol}$	$E_{Reflekt_Sol}$	reflektierte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]	

Die Subsysteme und deren Funktionen sowie Parameter, werden in den folgenden Unterkapiteln erklärt.

7.1.1.1. Eingangssignal

Als das Eingangssignal und das grundlegende Signal während der ganzen Arbeit dient das Signal „s“ dazu, dass das dynamische Verhalten dieses Modell zeitlich, analog des Sonnen-Erde-Verlaufes simuliert wird.



Abbildung 45. Symbol "clock"

Hier wird das Symbol „Clock“ wie in Abbildung 45 benutzt, um die aktuelle Simulationszeit zu zeigen und weiterzuleiten. Die zeitliche Einheit im Modell ist Stunde [h]. Die andere zeitliche Einheit wird in Stunden umgerechnet: 1 Tage = 24 Stunden = 24 * 60 Minuten.

7.1.1.2. Aufbau der Verknüpfungssysteme

Der Verknüpfungspunkt J' lässt sich durch den Verlauf der Zeit in Bezug auf einem Jahr berechnen (siehe das erste Subsystem links in Abbildung 44):

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tage des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad (7.1.1.2.1)$$

Tabelle 7. Ein- und Ausgang des Subsystems "J"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingang	s	s	aktuelle Simulationszeit [h]
Ausgang	J	J'	aktueller Umdrehungsgrad [°]

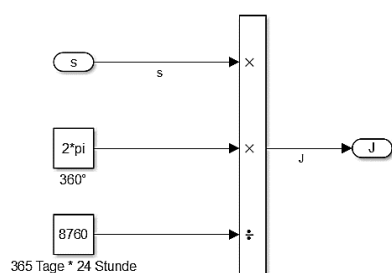


Abbildung 46. Subsystem "J"

Umgerechnet in Stunden (ein Jahr entspricht 8760 Stunden, Signal s die aktuelle Simulationszeit in Stunden) ist es wie folgt (Abbildung 46):

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{s}{8760} \quad (7.1.1.2.2)$$

Tabelle 8. Ein- und Ausgang des Subsystems "Sonnendeklination δ "

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingang	J	J'	aktueller Umdrehungsgrad [°]
Ausgang	$delta$	δ	Sonnendeklination [-]

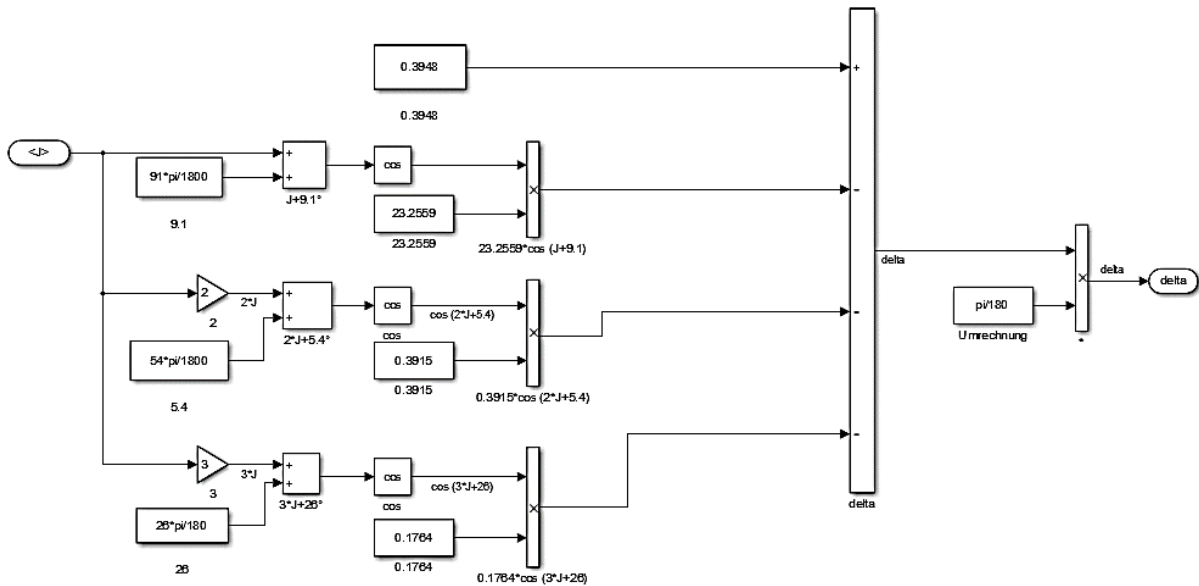


Abbildung 47. Subsystem Sonnendeklination δ

Aus dem J' wird die Sonnendeklination δ (siehe das zweite Subsystem links unten in Abbildung 44) wie folgt berechnet (Abbildung 47):

$$\delta = 0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ)$$

(7.1.1.2.3)

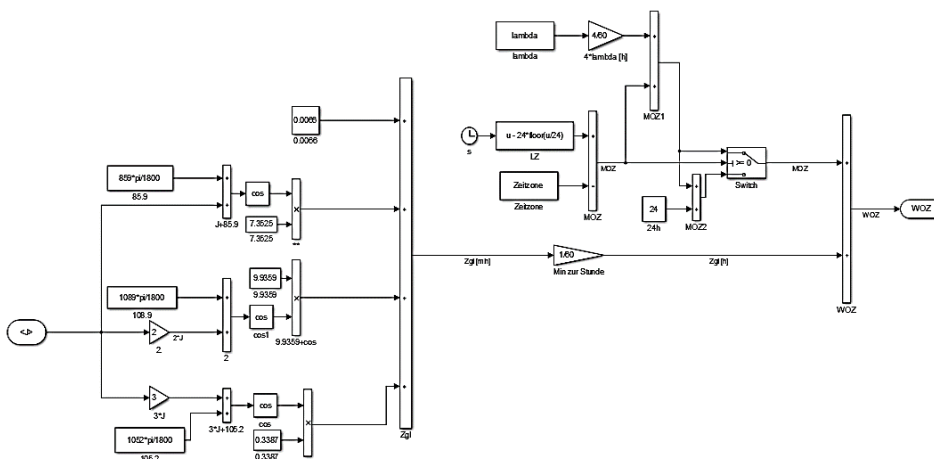


Abbildung 48. Subsystem WOZ

Tabelle 9. Ein- und Ausgang sowie Parameter des Subsystems "WOZ"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingang	J	J'	aktueller Umdrehungsgrad [°]
Ausgang	WOZ	WOZ	wahre Ortszeit [h]
Parameter	$Zeitzone$	$Zeitzone$	Zeitzone [h]
	$lambda$	λ	geografische Länge [°]
Verknüpfungen	MOZ	MOZ	mittlere Ortszeit [h/°]
	WOZ	WOZ	wahre Ortszeit [h]
	LZ	LZ	lokale Zeit [h]

Aus einer Summe von der Zeitgleichung (Zgl) und der mittleren Ortszeit (MOZ), wird die wahre Ortszeit (WOZ) bestimmt (siehe das zweite Subsystem links oben in Abbildung 44):

$$WOZ = MOZ + Zgl$$

Die **Zgl** (der linke Teil in Abbildung 48) wird ebenfalls durch den Parameter J' bestimmt

$$Zgl = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ)$$

(7.1.1.2.4)

Aus der Formel oben entsteht die Einheit Minuten, deswegen wird das Ergebnis durch Teilen durch 60 in die Einheit Stunde umgerechnet.

Die **MOZ** ist ein Zusammenhang von der LZ (Lokale Zeit), der Zeitzone und der geografischen Länge λ (der rechte Teil in Abbildung 48):

$$MOZ = LZ - \text{Zeitzone} + 4 \cdot \lambda \cdot \frac{\text{min}}{\circ} = LZ - \text{Zeitzone} + \frac{4}{60} \cdot \lambda \text{ [h/°]}$$

(7.1.1.2.5)

Die **LZ** lässt sich durch die aktuelle Zeit s und einer „Modulo“ ähnlichen Funktion berechnen (Modulo Funktion in Matlab gibt die Restzahl von einer Division wieder):

$$LZ = s - 24 \cdot \text{floor}(s/24)$$

(7.1.1.2.6)

Die Funktion „floor“ nimmt die ganze Zahl aus der Berechnung, hier ist $(s/24)$, 24 steht für 24 Stunden an einem Tag. Durch diese Funktion kann die genaue Zeit an einem Tag (maximal 24 h) bestimmt werden.

Am Ende der MOZ wird noch eine „switch“ Funktion benötigt, weil durch Subtrahieren der Zeitzone in der Formel von MOZ, ein negativer Wert rauskommen könnte, was in der Realität unmöglich ist. Der negative Wert bedeutet der Spätabend des vorherigen Tages. Durch „switch“ kleiner oder größer als der Nullwert, kann das Problem mit der negativen Zeit gelöst werden, im Fall eines negativen Wertes lässt sich der Wert mit 24 Stunden addieren und im Fall eines positiven / null Wertes bleibt der Wert unverändert.

Tabelle 10. Ein- und Ausgang des Subsystems "w"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	WOZ	WOZ	wahre Ortszeit [h]
Ausgänge	w	w	Stundenwinkel [°/h]

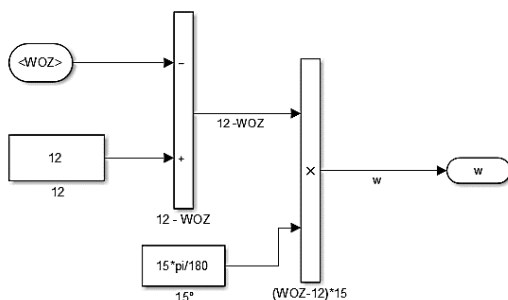


Abbildung 49. Subsystem "w"

Aus der WOZ wird der Stundenwinkel w (Abbildung 49) berechnet (siehe das Subsystem hinter dem WOZ in Abbildung 44):

$$\omega = (12h - WOZ) \times 15 \quad (7.1.1.2.7)$$

Tabelle 11- Ein- und Ausgänge sowie Parameter des Subsystems "Sonnenhöhe γ_s "

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	<i>delta</i>	δ	Sonnendeklination [-]
	<i>w</i>	<i>w</i>	Stundenwinkel [°/h]
Ausgänge	<i>gamma_s</i>	γ_s	Sonnenhöhe [-]
Parameter	<i>phi</i>	φ	geografische Breitengrad [°]
Verknüpfungen	<i>gamma_s</i>	γ_s	Sonnenhöhe [-]

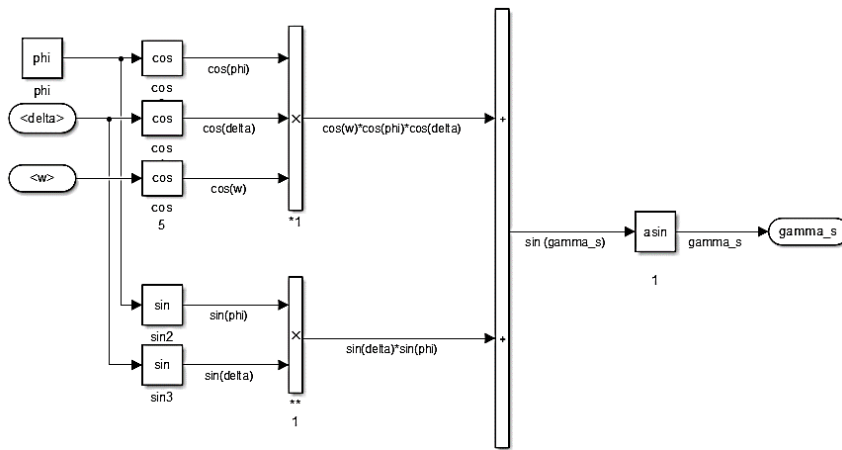


Abbildung 50. Subsystem Sonnenhöhe γ_s

Die Sonnenhöhe γ_s (Abbildung 50, das Subsystem mitten in Abbildung 44), wird aus dem Stundenwinkel w , dem geografischen Breitengrad φ und der Sonnendeklination δ wie folgt berechnet:

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (7.1.1.2.8)$$

Tabelle 12. Ein- und Ausgänge des Subsystems "Sonnenazimut α_s "

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	<i>WOZ</i>	<i>WOZ</i>	wahre Ortszeit [h]
	<i>delta</i>	δ	Sonnendeklination [-]
	<i>gamma_s</i>	γ_s	Sonnenhöhe [-]
Ausgänge	<i>alpha_s</i>	α_s	Sonnenazimut [-]

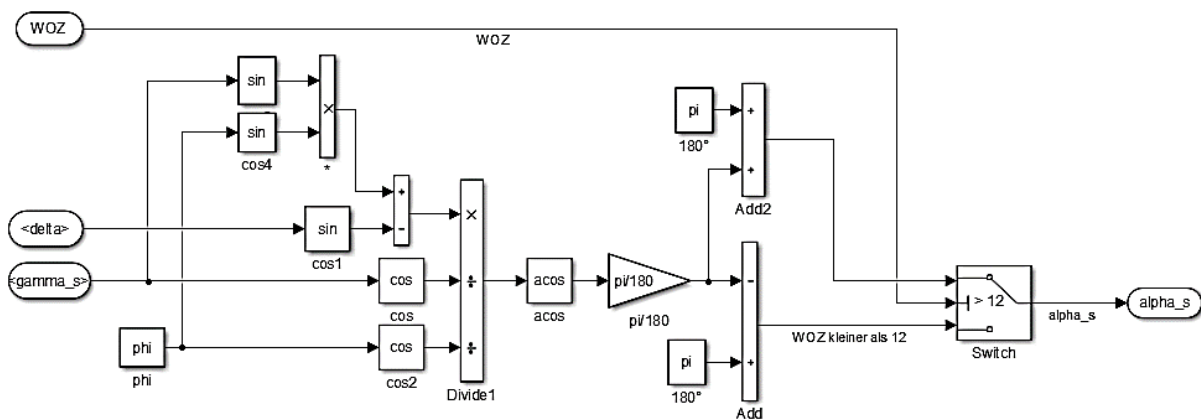


Abbildung 51. Subsystem Sonnenazimut α_s

Das Sonnenazimut α_s (Abbildung 51, das oberste Subsystem in Abbildung 44) ist eine Zusammenwirkung von der Sonnenhöhe γ_s , der geografischen Länge φ , und der

Sonnendeklination δ . Zur Untersuchung der Größe des Sonnenazimuts α_s führen wir eine Fallunterscheidung mit Hilfe der „switch“ Funktion durch; es unterscheidet sich ob die WOZ kleiner oder größer als 12 h ist.

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{wenn WOZ} \leq 12:00 \text{ Uhr} \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{wenn WOZ} > 12:00 \text{ Uhr} \end{cases} \quad (7.1.1.2.9)$$

Bis hier sind alle notwendigen Verknüpfungsparemeter für die Berechnung der Sonnenlaufbahn gegenüber der Erde aufgebaut, als nächstes wird die Bestrahlungsstärke auf die horizontale Ebene und der geneigten Flächen in dem Modul eingesetzt.

7.1.1.3. Aufbau der Solarstrahlungssysteme

Das Subsystem unterhalb des Subsystems „alpha_s“ und der rechten Teile in Abbildung 44 beschreibt die Solarstrahlungsstärke.

Tabelle 13. Ein- und Ausgänge des Subsystems "horizontale Strahlung"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	γ_s	γ_s	Sonnenhöhe [-]
Ausgänge	E_G	E_G	horizontale Globalstrahlung [W/m^2]
	E_{direkt}	E_{Direkt}	horizontale direkte Strahlung [W/m^2]
	E_{diffus}	E_{Diffus}	horizontale diffuse Strahlung [W/m^2]
Verknüpfungen	E_G	E_G	horizontale Globalstrahlung [W/m^2]
	E_{direkt}	E_{Direkt}	horizontale direkte Strahlung [W/m^2]
	E_{diffus}	E_{Diffus}	horizontale diffuse Strahlung [W/m^2]

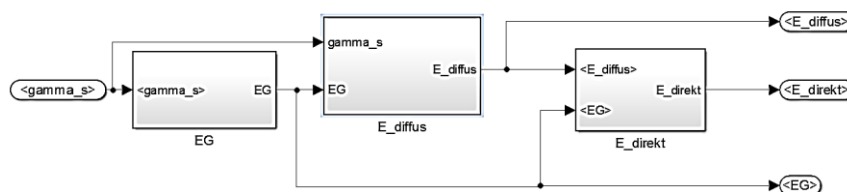


Abbildung 52. Subsystem "horizontale Bestrahlung"

Nach Kapitel 3.1.3 sollen wir bei horizontaler Bestrahlungsstärke (Abbildung 52) die Direktstrahlung (E_{direkt}), Diffusstrahlung (E_{diffus}) und die daraus entstehende Globalstrahlung (E_G) ermitteln.

Tabelle 14. Ein- und Ausgänge des Subsystems "horizontale Globalstrahlung E_G "

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	γ_s	γ_s	Sonnenhöhe [-]
Ausgänge	E_G	E_G	horizontale Globalstrahlung [W/m^2]
Parameter	E_s	E_s	Solarkonstante [W/m^2]
	γ_s Gesamtschwächung	Gesamtschwächung (γ_s)	Kennlinie der Gesamtschwächung über der Sonnenhöhe γ_s

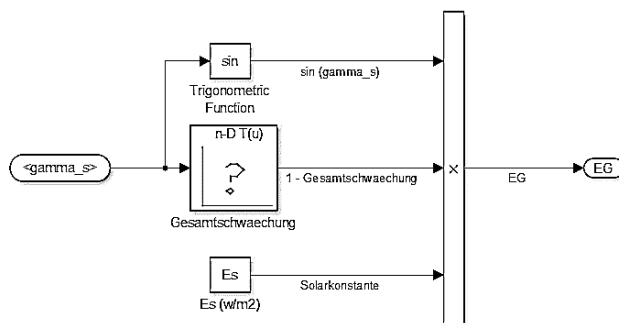


Abbildung 53. Subsystem Globalstrahlung (E_G)

Zur Berechnung der Globalstrahlung E_G (Abbildung 53) brauchen wir die Solarkonstante E_s , den Sonnenazimut α_s und den gesamten Schwächungsgrad:

$$E_G = E_s \cdot \sin \gamma_s \cdot (1 - \text{Gesamtschwächung}) \quad (7.1.1.3.1)$$

Nach Kapitel 3.1.3 hängt die Gesamtschwächung von der Sonnenhöhe γ_s ab; da dessen Zusammenhang nicht linear ist, wird diese durch einen eindimensionalen „Lookup Table“ (Abbildung 54) im Modell abgebildet. In diesem Modell wird der Mittelwert der Gesamtschwächung benutzt und interpoliert, um die Globalstrahlung zu ermitteln; was hier nennenswert ist, ist dass in den interpolierten Daten, das Sonnenazimut γ_s mit -1° , 0° und mit den entsprechenden Schwächungswert 0%, 0% anfängt, sodass der Interpolationsvorgang sich nicht in Richtung der Minus-Werte erweitert und sich der mindeste Schwächungsgrad auf 0% beschränkt wird.

Table and Breakpoints	Algorithm	Data Types
Number of table dimensions:	1	
Table data:	schwaechung	
Breakpoints specification:	Explicit values	
Breakpoints 1:	gamma_s	
Edit table and breakpoints...		

Abbildung 54. Eingabemaske für die Lookup Table "Gesamtschwächung"

Die zu interpolierende Daten kommen aus dem Kapitel 3.1.3, und Abbildung 55 zeigt die in Matlab verwendeten Daten für das Lookup Table (Abbildung 54).

```

% Interpolation des Schwächungsgrads von der Globalstrahlung
gamma_s = [-1 0 5*pi/180 10*pi/180 30*pi/180 60*pi/180 90*pi/180];
schwaechung = [ 0 0 1-0.794 1-0.686 1-0.439 1-0.311 1-0.279];

```

Abbildung 55. Ausschnitt der Initialisierungsdaten für die Gesamtschwächung in Matlab

Tabelle 15. Ein- und Ausgänge des Subsystems "E_{Diffus}"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	$gamma_s$	γ_s	Sonnenhöhe [-]
	E_G	E_G	horizontale Globalstrahlung [W/m^2]
Ausgänge	E_{diffus}	E_{Diffus}	horizontale diffuse Strahlung [W/m^2]
Verknüpfungen	K_t	K_t	Parameter für die Diffusstrahlung [-]
	E_{diffus}	E_{Diffus}	horizontale diffuse Strahlung [W/m^2]

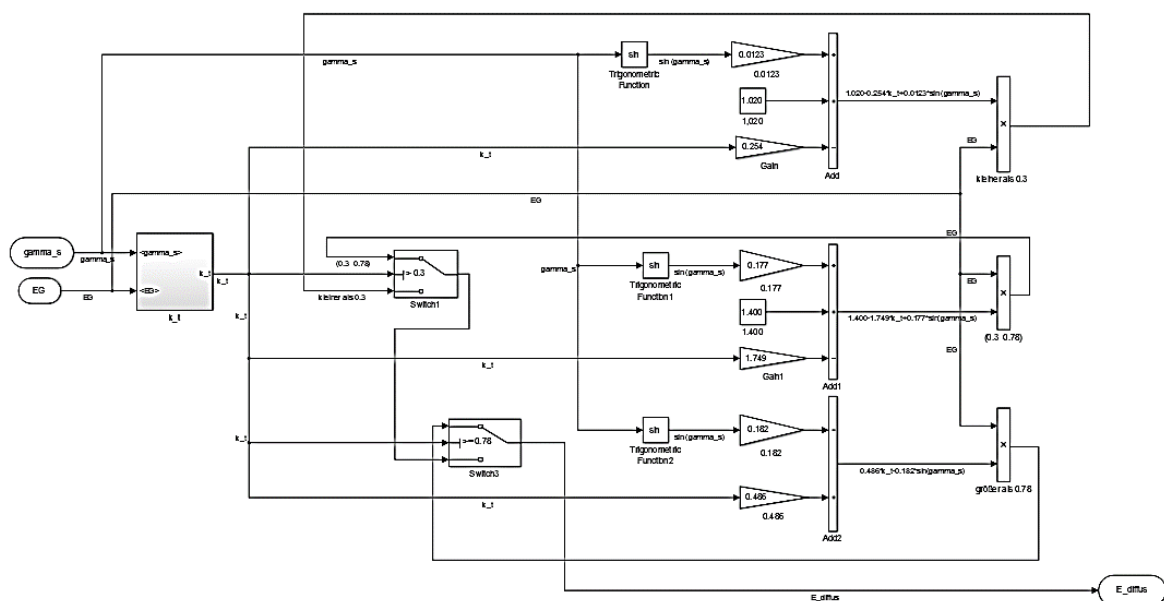


Abbildung 56. Subsystem "Diffusstrahlung (E_{diffus})"

Die horizontale Diffusstrahlung E_{Diffus} wird über die Globalstrahlung E_G und der Sonnenhöhe γ_s und dem Parameter K_t bestimmt. Zur Untersuchung der Diffusstrahlung E_{Diffus} (Abbildung 56) führen wir eine Fallunterscheidung durch den Parameter K_t durch:

$$E_{Diffus} = \begin{cases} E_G \cdot (1,020 - 0,254 \cdot K_t + 0,0123 \cdot \sin \gamma_s), & K_t \leq 0,3 \\ E_G \cdot (1,400 - 1,749 \cdot K_t + 0,177 \cdot \sin \gamma_s), & 0,3 < K_t < 0,78 \\ E_G \cdot (0,486 \cdot K_t - 0,182 \cdot \sin \gamma_s), & K_t \geq 0,78 \end{cases} \quad (7.1.1.3.2)$$

Hierbei lässt sich der Parameter K_t durch die Globalstrahlung E_G , den Sonnenhöhenwinkel γ_s , und der Solarkonstante E_S wie folgt berechnen und aufbauen:

$$K_t = \frac{E_G}{E_S \cdot \sin \gamma_s}$$

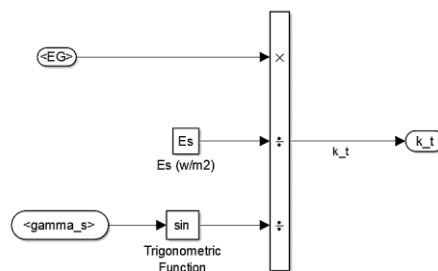


Abbildung 57. Subsystem K_t

Nach der Subtraktion der Diffusstrahlung von der Globalstrahlung bekommen wir die Direktstrahlung E_{Direkt} :

$$E_{Direkt} = E_G - E_{Diffus}$$

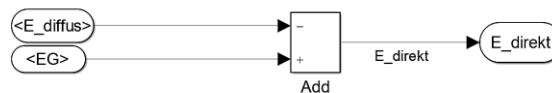


Abbildung 58. Subsystem "Direktstrahlung"

Bis hier sind die Subsysteme für die horizontale Solarstrahlung gebaut, darauf folgen die Solarstrahlungen auf die geneigten Flächen.

Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben ist, besteht die Gesamtstrahlung auf den geneigten Flächen E_{gesamt_Sol} aus Direkt-, Diffus- und Reflektierter Strahlung auf der geneigten Solarflächen (das hintere Teil von Abbildung 44):

$$E_{gesamt_Sol} = E_{Direkt_Sol} + E_{Diffus_Sol} + E_{Reflekt_Sol} \quad (7.1.1.3.3)$$

Aus der horizontalen Direktstrahlung E_{Direkt} , der Sonnenhöhe γ_s und dem Einfallswinkel θ , wird die Direktstrahlung E_{Direkt_Sol} auf die geneigte Solarfläche bestimmt (Abbildung 59):

$$E_{Direkt_Sol} = E_{Direkt} \cdot \frac{\cos \theta}{\sin \gamma_s} \quad (7.1.1.3.4)$$

Tabelle 16. Ein- und Ausgänge des Subsystems " E_{Direkt_Sol} "

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	E_direkt	E_{Direkt}	horizontale direkte Strahlung [W/m^2]
	$gamma_s$	γ_s	Sonnenhöhe [-]
	$alpha_s$	α_s	Sonnenazimut [-]
Ausgänge	E_{direkt_Sol}	E_{Direkt_Sol}	Direktstrahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
Verknüpfungen	theta	θ	Einfallswinkel [$^\circ$]

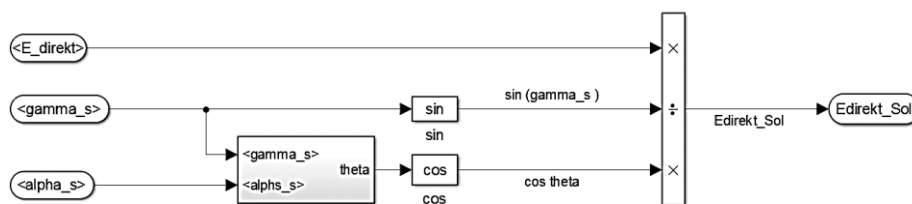


Abbildung 59. Subsystem "Direktstrahlung auf den geneigten Solarflächen"

Der Einfallswinkel θ (Abbildung 60) lässt sich wie folgt berechnen:

$$\theta = \arccos(-\cos \gamma_s \cdot \sin \beta \cdot \cos(\alpha_s - \alpha_E) + \sin \gamma_s \cdot \cos \beta) \quad (7.1.1.3.5)$$

Der Parameter α_E bedeutet der Azimutwinkel auf die geneigte Solarfläche.

Tabelle 17. Ein- und Ausgänge sowie Parameter des Subsystems "Einfallswinkel ϑ "

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	$gamma_s$	γ_s	Sonnenhöhe [-]
	$alpha_s$	α_s	Sonnenazimut [-]
Ausgänge	theta	θ	Einfallswinkel [$^\circ$]
Parameter	$alpha_E$	α_E	Azimut auf die geneigte Fläche [$^\circ$]
	$beta$	β	Anstellwinkel [$^\circ$]

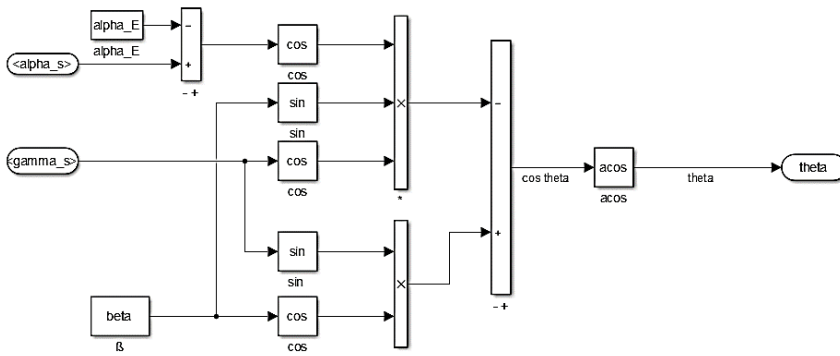


Abbildung 60. Subsystem "Einfallswinkel ϑ "

Die Diffusstrahlung E_{diffus_Sol} auf die geneigte Solarfläche ist von der horizontalen Diffusstrahlung E_{diffus} und dem Anstellwinkel β abhängig:

$$E_{Diffus_Sol} = \frac{1}{2} \cdot E_{Diffus} \cdot (1 + \cos \beta)$$

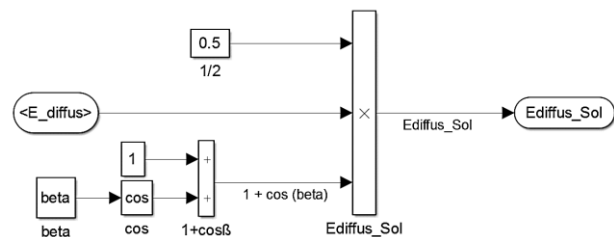


Abbildung 61. Subsystem " E_{direkt_Sol} "

Die reflektierte Strahlung $E_{reflekt_Sol}$ auf die geneigte Solarfläche, lässt sich durch der horizontalen Globalstrahlung E_G , dem Anstellwinkel β und dem Albetowert berechnen:

$$E_{Reflek_Sol} = \frac{1}{2} \cdot E_G \cdot (1 - \cos \beta) \cdot ALB$$

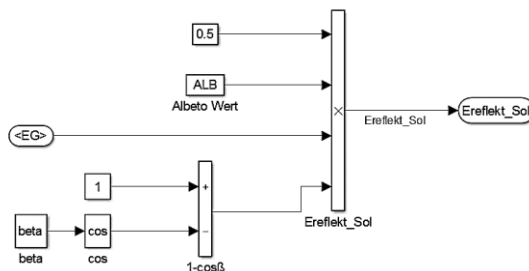


Abbildung 62. Subsystem " $E_{reflekt_Sol}$ "

Bis hier ist das erste Modul vollendet. Aus diesem Modul wird die auf die geneigten Solarfläche ankommende Solarstrahlung berechnet und zu dem zweiten Modul „Solarleistung“ (Kapitel 7.1.2) weitergeleitet, in dem die Solarleistung durch die Größe und Anzahl der Solarmodule bestimmt wird.

7.1.2. Modul „Solarleistung“

Aufgabe des Moduls „Solarleistung“ ist die Berechnung der hergestellten Leistung von der Solarzellen anhand der Solarstrahlung aus dem vorherigen Modul „Solarstrahlung“ (siehe Abbildung 63 mitten unten).

Tabella 18. Ein- und Ausgänge sowie Parameter des Moduls Solarleistung“

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	E_{gesamt_Sol}	E_{gesamt_Sol}	aktuelle gesamte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m ²]
Ausgänge	P_{solar}	P_{solar}	aktuelle Solarleistung auf den Solarflächen [W]
Parameter	η	η	Wirkungsgrad der Solarzelle [%]
	a	a	Länge der Solarzelle [m]
	b	b	Breite der Solarzelle [m]
	n_z	n_z	Anzahl der Solarzelle [-]
	n_m	n_m	Anzahl der Solarmodule [-]
Verknüpfungen	E_{gesamt_Sol}	E_{gesamt_Sol}	aktuelle gesamte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m ²]
	P_{solar}	P_{solar}	aktuelle Solarleistung auf den Solarflächen [W]

Wie im Kapitel 4.1 beschrieben ist, gibt es viele Einflussfaktoren, die den Umwandlungsgrad der Solarzelle beeinflussen können. In dieser Arbeit wird ein vereinfachtes Modul gebaut, nämlich die Solarleistung die einen direkten Zusammenhang mit der Solarstrahlung hat. Darüber hinaus wird die Leistung nur am MPP betrachtet, d. h. dass die Sonne immer so auf die Solarzelle strahlt, dass wir die ganze Zeit eine maximale Leistung bekommen können.

In diesem Fall ist die erzeugte Leistung P_{solar} nur von der Anzahl n_z und der Fläche A der Solarzelle, der Anzahl des Solarmoduls n_m , der Bestrahlungsstärke E auf den geneigten Solarflächen (Ausgang von dem erstem Modul E_{gesamt_Sol}) und Wirkungsgrad η abhängig, und die anderen Einflussfaktoren wie Temperatur und Widerstände sind in dem Model irrelevant.

$$P_{solar} = n_m \cdot P_{MPP} = n_m \cdot \eta \cdot E \cdot A \cdot n_z \quad (7.1.2.1)$$

Die Solarfläche A besteht hier aus der Länge a und der Breite b der Solarzelle:

$$A = a \cdot b \quad (7.1.2.2)$$

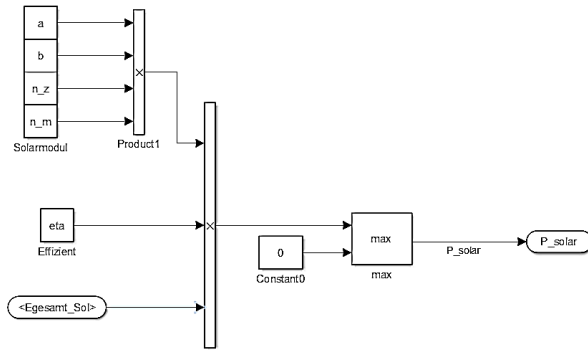


Abbildung 63. Modul "Solarleistung"

In Abbildung 63 wird ein „max“ Baustein benutzt, um eine Untergrenze auf null zu beschränken. Der Grund dafür ist, dass von dem Eingang E_{gesamt_Sol} einige Minuswerte eintreffen könnten; die Minuswerte entstehen von dem trigonalen Rechnungsvorgang im vorherigen Modell. Durch eine Begrenzung des Wertes der Solarleistung auf positiv lässt sich die Solarleistung von der Differenzialleistung zwischen der Solar- und Haushaltsleistung im letzten Modul (Kapitel 7.1.4) unterscheiden.

7.1.3. Modul „Haushaltsleistung“

Aufgabe des Moduls „Haushaltsleistung“ ist die Beschreibung der täglichen Last im Haushalt (die Leistung für den Haushaltsverbrauch $P_{haushalt}$) (siehe das Modul mitteloben in Abbildung 43).

Tabelle 19. Ein- und Ausgänge sowie Parameter des Moduls "Haushaltsleistung"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	s	s	aktuelle Simulationszeit[h]
Ausgänge	$P_{haushalt}$	$P_{haushalt}$	typische Haushaltsleistung [W]
Parameter	Haushaltslastprofil	$P_{haushalt}(s)$	Kennlinie des Haushaltsleistung über der aktuelle Simulationszeit [W]
Verknüpfungen	$P_{haushalt}$	$P_{haushalt}$	typische Haushaltsleistung [W]

Dieses Modul ist durch den Zusammenhang zwischen der aktuellen Simulationszeit [s] und deren typischen Haushaltsleistung via „Lookup Table“ aufgebaut (Abbildung 64).

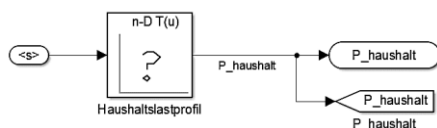


Abbildung 64. Modul "Haushaltsleistung"

Die Haushaltslast ist individuell nach dem Haushalt unterschiedlich, und die Last ändert sich nach der Jahreszeit. Bei jedem Stromanbieter ist ein typisches Haushaltsprofil anzugeben, um die Last für die nächste Viertelstunde vorherzusagen. In dieser Arbeit wird das Standardlastprofil für das Jahr 2017 vom Stromnetz Hamburg [22] benutzt. Die Excel Daten werden durch die Funktion „xlsread“ in Matlab und einer eindimensionale „Lookup Table“ in Simulink interpoliert, damit eine typische Haushaltskurve über das ganze Jahr im Modell simulierbar ist. Die Leistung hier wird mit einheitlichen Wattstunden [Wh] verzeichnet.

7.1.4. Modul „Akkumulator“

Aufgabe des Moduls „Akkumulator“ (das rechte Modul in Abbildung 43) ist die Berechnung der aktuellen Energie, die in den Akkumulator einspeisen oder aus dem Akkumulator ziehen soll (siehe Abbildung 65). Es ist anzunehmen, dass die Kapazität des Akkumulators unbegrenzt ist, d.h. die Menge der Energie, die in den Speicher einspeisen oder aus dem Speicher ziehen kann, ist unbegrenzt, dadurch spielt hier das öffentliche Netz keine Rolle.

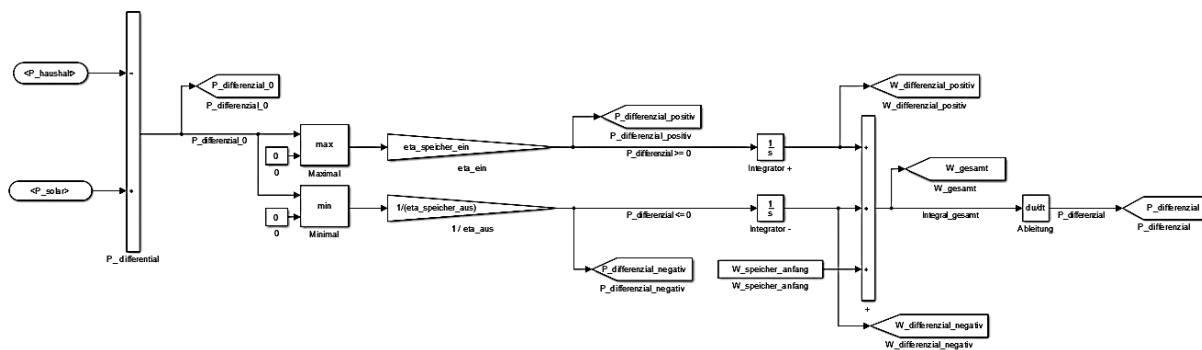


Abbildung 65. Modul "Akkumulator"

Tabelle 20. Ein- und Ausgänge sowie Parameter des Moduls "Akkumulator"

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	$P_{haushalt}$	$P_{haushalt}$	aktuelle Haushaltsleistung [W]
	P_{solar}	P_{solar}	aktuelle hergestellte Solarleistung [W]
Ausgänge	W_{gesamt}	W	aktuelle gesamte Differenzialenergie [Wh]
Parameter	$eta_{speicher_ein}$	η_{ein}	Wirkungsgrad in dem Speicher [-]
	$eta_{speicher_aus}$	η_{aus}	Wirkungsgrad aus dem Speicher [-]
	$W_{speicher_anfang}$	W_0	Anfangskapazität des Speichers [Wh]
Verknüpfungen	$P_{differenzial_0}$	P_0	Anfangsdifferenzialleistung [W]
	$P_{differenzial_positiv}$	P_+	aktuelle positive Differenzialleistung [W]
	$P_{differenzial_negativ}$	P_-	aktuelle negative Differenzialleistung [W]
	$W_{differenzial_positiv}$	W_+	aktuelle positive Differenzialenergie [Wh]
	$W_{differenzial_negativ}$	W_-	aktuelle negative Differenzialenergie [Wh]
	W_{gesamt}	W	aktuelle gesamte Differenzialenergie [Wh]
	$P_{differenzial}$	P	aktuelle Differenzialleistung [W]

Die Anfangsdifferenzialleistung P_0 beschreibt die Differenz zwischen der Haushaltsleistung $P_{haushalt}$ und der hergestellten Solarleistung P_{solar} . Ein positives P_0 bedeutet mehr Herstellung der Solarleistung als Haushaltsverbrauch, und ein negatives P_0 bedeutet das Gegenteil.

$$P_0 = P_{solar} - P_{haushalt} \quad (7.1.4.1)$$

Aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade für die Einspeisung in den Akkumulator und Auszug aus dem Akkumulator (η_{ein} und η_{aus}), soll die Anfangsdifferenzialleistung P_0 durch die Bausteine „max“ und „min“ nach positive und negative Differenzialleistungen (P_+ und P_-) sortiert werden:

$$P_0 \geq 0 \quad P_0 = P_+$$

$$P_0 \leq 0 \quad P_0 = P_-$$

Darauffolgend werden die Leistungen durch Integration in die Energie umgewandelt. Als überschüssige Energie wird die positive Differenzialenergie (W_+) in den Akkumulator gespeichert; die negative Differenzialenergie (W_-) wird aus den Akkumulator ausgezogen und vom Haushalt benutzt.

Während W_+ in den Akkumulator einspeist, gibt es einen Einspeiseverlust, der als η_{ein} bezeichnet wird; Wenn $|W_-|$ aus dem Akkumulator gezogen werden, gibt es auch Verlust, d.h. mehr Energie soll aus dem Akkumulator gezogen werden als der Haushalt braucht, und der Wirkungsgrad wird als η_{aus} bezeichnet.

Wir nehmen an, dass am Anfang im Akkumulator schon gewisse Menge Energie (W_0) vorhanden ist. Dadurch bekommen wir jeweils die positive und negative Differenzialenergie (W_+ und W_-):

$$W_+ = W_0 + \int_{t_0}^{t_1} \eta_{ein} \cdot P_+ \cdot dt \quad (7.1.4.2)$$

$$W_- = W_0 + \int_{t_0}^{t_1} \left(\frac{1}{\eta_{aus}}\right) \cdot P_- \cdot dt \quad (7.1.4.3)$$

t_0 und t_1 ist jeweils der Simulationsstart und die Simulationsendzeit in dem Modell, die in Kapitel 7.2 als *sstart* und *szeit* bezeichnet werden; hiermit deutet dt auf die Integration der Formel durch die Zeit hin.

Fügen wir W_+ und W_- zusammen, bekommen wir die gesamte aktuelle Differenzialenergie W :

$$W = W_0 + W_+ + W_- = W_0 + \int_{t_0}^{t_1} \eta_{ein} \cdot P_+ \cdot dt + \int_{t_0}^{t_1} \left(\frac{1}{\eta_{aus}}\right) \cdot P_- \cdot dt \quad (7.1.4.4)$$

Zum Ende können wir durch eine Ableitung der gesamten Differenzialenergie W , die aktuelle Differenzialleistung P bekommen:

$$P = \frac{dw}{dt} \quad (7.1.4.5)$$

Um dieses Modul zu testen wird ein Testmodul aufgebaut, dessen Parameter und Variante gleich bleibt, während die Eingänge statt P_{solar} und $P_{haushalt}$ konstant bleibt, damit durch die Simulationsergebnisse der Integration von konstanten Eingängen, die Richtigkeit des Moduls bestätigt werden kann.

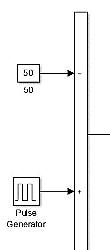


Abbildung 66. Eingangssignal des Testmodells

Als konstante Eingänge werden wie Abbildung 66 gezeigt, ein konstanter Wert von 50 und ein Impulsgenerator mit der Amplitude von 100 verwendet. Als Ausgang der beiden Eingänge,

können wir den symmetrischen Impulssignal mit einer Amplitude von 50 wie Abbildung 67 bekommen.

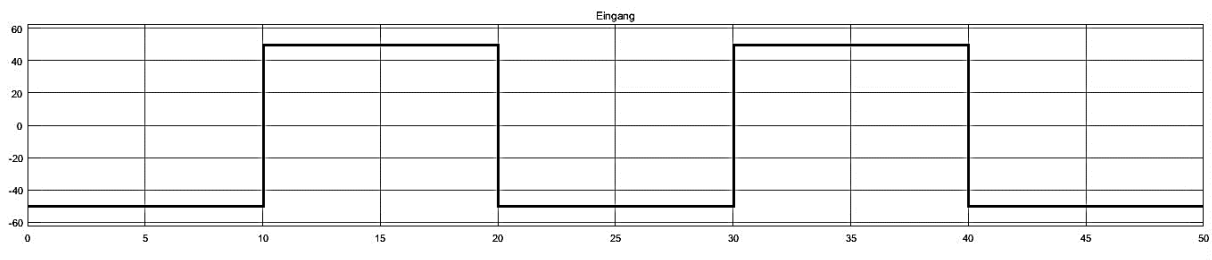


Abbildung 67. Konstanter Impulseingang mit Amplitude = 50 (generiert von Simulink)

Durch den konstanten Eingang können wir mithilfe der verschiedenen Varianten in Kapitel 7.2.2.6, das einzelne Integrationsergebnis der Signale simulieren und auswerten.

7.2. Initialisierungsdaten

Die Initialisierungsdaten in Matlab beinhalten die Simulations- und Benutzer definierten Parameter. Als Initialzustand wird die Solarstrahlung und –leistung in Hamburg sowie der Be- und Entladungsstand des Akkumulators simuliert.

7.2.1. Simulationsparameter

Zu den Simulationsparametern gehören die Simulationsstartzeit (sstart), die Simulationsendzeit (szeit) und die Simulationsschrittweite (tstep).

Abbildung 68 zeigt den Bereich „Solver“ in Simulink. Solver simuliert den zeitlichen Verlauf der Systemdynamik, mit den bestehenden Gleichungen aus den zusammengeordneten Blöcken [28]. Wir brauchen hier Solver, um die oben genannten Simulationsparameter zu definieren.

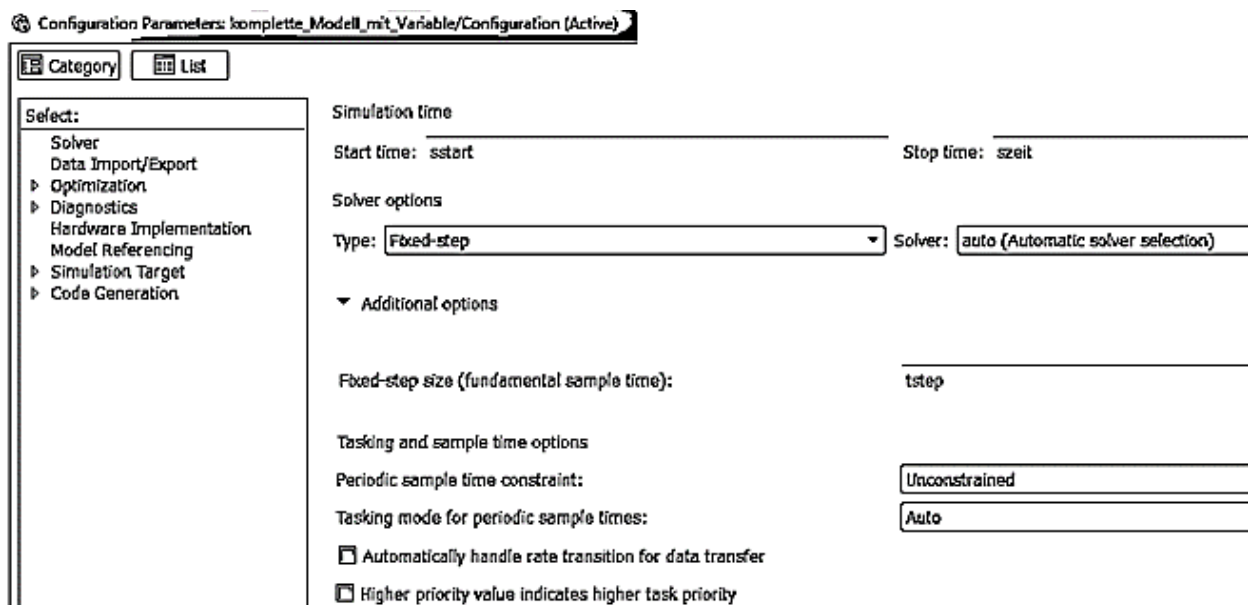


Abbildung 68. Dialogfeld "Configuration Parameters" mit dem Bereich "Solver" (Ausschnitt aus dem Simulink)

Die Start- und Endsimulationszeiten sind hier als „sstart“ und „szeit“ eingegeben. Zwischen der festen- und variablen- Schrittweite, wird die „Fixed-step (fester Schrittweite)“ gewählt, und die wird „tstep“ bezeichnet. Durch die Parametrisierung der Simulationszeit und -schrittweite, können die Ergebnisse nach Bedarf simuliert werden.

Die Einstellung der Simulationszeit und – schrittweite richtet sich nach drei Simulationsfällen, nämlich nach der Simulation über ein ganzes Jahr, an einem Sommertag (01. Juli) und an einem Wintertag (01. Januar).

Tabelle 21. Simulationszeit und -schrittweite

Zeitraum Parameter	ein Jahr	ein Wintertag (01. 01)	ein Sommertag (01. 07)
sstart	0	0	4344
szeit	8760	24	4368
tstep	0,1	0,001	0,001

Wie Tabelle 21 zeigt, ist die Simulationsschrittweite (tstep) für ein Jahr (8760h) hundertfach so groß, wie für einen Tag (24h); damit bei längerer Simulationszeit (ein Jahr) die Simulationsdauer kurz bleibt und bei kürzerer Simulationszeit (Sommer- / Wintertag) die Simulationskurven verfeinert werden. Die Startzeit (sstart) für den Sommertag stammt von der Stundensummen der ersten sechs Monate, die insgesamt über 181 Tagen, nämlich 4344 Stunden verfügt; die Endzeit (szeit) ist entsprechend die Startzeit plus 24 Stunden für einen Tag.

7.2.2. Benutzerdefinierte Parameter

In diesem Kapitel werden alle im Modell benutzten Parameter erklärt, deren Varianten werden ebenfalls gezeigt und aufgelistet. Es ist anzumerken, dass der in dem Literatur gegebenen Gradmaß [°] in Matlab-Simulink, in das Bogenmaß ($\pi = 180^\circ$) umgerechnet wird.

7.2.2.1. Konstante und Umgebungsparameter

Aufgrund des inkonstanten Abstandes zwischen der Erde und Sonne, liegt die Solarkonstante zwischen $1,323 \cdot 10^9$ und $1,414 \cdot 10^9 \text{ W/m}^2$, hier wird der Mittelwert $E_s = 1367 \text{ W/m}^2$ genommen. E_s soll für die Berechnung der Global- und Diffusstrahlung (EG und E_{diffus}) eingesetzt werden.

Als Umgebungsparameter wird der **Albetowert** (ALB) für die Berechnung der reflektierten Strahlung verwendet. Hier wird unter unbekannter Umgebung ALB als durchschnittlicher Wert 0,2 gegeben. Je nach Materialien variiert der Untergrund des Albetowertes (Tabelle 22).

Tabelle 22. Albetowert für verschiedene Material [29] [30]

Untergrund	ALB	Untergrund	ALB
Gras (Juli, August)	0,25	Asphalt	0,15
Rasen	0,18 ... 0,23	Wälder	0,05 ... 0,18
Trockenes Gras	0,28 ... 0,32	Heide- und Sandflächen	0,10 ... 0,25
Nicht bestellte Felder	0,26	Wasserfläche ($\gamma_s > 45^\circ$)	0,05
Nackter Boden	0,17	Wasserfläche ($\gamma_s > 30^\circ$)	0,08
Schotter	0,18	Wasserfläche ($\gamma_s > 20^\circ$)	0,12
Beton, verwittert	0,20	Wasserfläche ($\gamma_s > 10^\circ$)	0,22
Beton, sauber	0,30	Frische Schneedecke	0,80 ... 0,90
Zement, sauber	0,55	Alte Schneedecke	0,45 ... 0,70

Der zweite Umgebungsparameter betrifft den **Transmissionsgrad τ** und den **Reflexionsgrad ρ** für die Berechnung der Globalstrahlung (EG).

Tabelle 23. Transmissions- und Reflexionsgrad [31]

γ_s	AM	$\tau_{\text{Absorption}}$	τ_{Rayleigh}	τ_{Mie}	Gesamt-schwächung	Mittelwert
5°	11,5	19,5 %	42,5 %	24,6...86,5 %	65,1...93,8%	79,45 %
10°	5,76	16,2 %	31,9 %	15,4...74,3 %	51,8...85,4%	68,60 %
30°	2,00	11,2 %	16,3 %	4,1...44,9 %	28,8...59,1%	87,90 %
60°	1,15	9,2 %	31,9 %	0,7...29,5 %	19,4...42,8%	31,10 %
90°	1,00	8,7 %	42,5 %	0...25,6 %	17,3...38,5%	27,90 %

Je nach Sonnenhöhe (γ_s) und Wetterbedingung ändern sich die beiden Faktoren. In diesem Modell wird eine vereinfachte Gesamtschwächung verwendet; sie ist der Mittelwert der verschiedenen Transmission- und Reflexionsgrade (letzte Spalte in Tabelle 23).

7.2.2.2. Ausrichtungparameter der Solaranlagen

Zur Ausrichtung der Solaranlagen gehört der in Kapitel 3.2.2 vorgestellte **Anstellwinkel β** und der **Azimutwinkel α_E** . Hier werden die in [11] vorgeschlagenen besten β und α_E als Initialparameter (V1 in Tabelle 24; V steht für Variante) gegeben, darüber hinaus werden drei Varianten für β angegeben; da das Solarmodul einseitig mit den Solarzellen installiert ist, liegen die Variante für β zwischen 0° und 90° .

Tabelle 24. Parameter Anstellwinkel β und der Azimutwinkel α_E

Parameter	V 1	V2	V3	V4
Azimutwinkel α_E	10°	60°	90°	180°
Anstellwinkel β	30°	0°	60°	

In Kapitel 8.1.1 wird das Modell mit den oben genannten Varianten simuliert und die Ergebnisse miteinander verglichen.

7.2.2.3. Parameter für verschiedene Standorte

Zum Höhepunkt dieser Arbeit gehört der frei wählbare Standort, von denen wir die Sonnenstrahlung simulieren können. Dafür wird der geografische **Breitengrad φ** , die **geografische Länge λ** und die **Zeitzone** benötigt. Als Initialparameter werden die geografischen Parameter von Hamburg (Kontinent Europa) mit der Sommerzeit gegeben. Die geografischen Parameter von Shanghai (Kontinent Asien), New York City (Kontinent Nordamerika) und den Samoainseln (Pazifische Ozean), werden als Variante in Kapitel 8.1.1 simuliert und miteinander verglichen.

Tabelle 25. Parameter für verschiedene Standorte (Sommerzeit)

Parameter	Hamburg	Shanghai	New York	Samoainseln
Breitengrad φ	54°	31°	41°	14°
Länge λ	10°	122°	73°	171°
Zeitzone (Sommerzeit)	+2h	+8h	-4h	+14h

Tabelle 25 gibt einen Überblick der geografischen Parameter [32] verschiedener Länder, und die Zeitzone stellt die UTC in der Sommerzeit dar. In der Winterzeit ist die Zeitzone in Hamburg +1h, in New York -5h und auf den Samoainsel +13h, während die Zeitzone in Shanghai während der gesamten Zeitspanne unverändert bleibt [33].

7.2.2.4. Dimensionierung der Solaranlage

Zur Dimensionierung der Solaranlagen gehören die Länge und Breite der einzelnen Anlagen, die Anzahl der Solarzellen und Solarmodulen, und der gesamte Wirkungsgrad der Solaranlage.

Von dem gesamten **Wirkungsgrad η** nehmen wir zuerst einen durchschnittlichen Wert von 16,3% an; den einzelnen Wirkungsgrad von den Solarzellen und den Modulen werden hier nicht getrennt betrachtet. Die **Länge a** und **Breite b** der einzelnen Solarzellen beträgt jeweils 1 m. Jedes Solarmodul wird mit 72 **Solarzellen (n_z)** eingerichtet und insgesamt werden 30 **Solarmodule (n_m)** auf das Hausdach installiert.

Als Variable wird die Anzahl der Solarmodule halbiert, nämlich $n_m = 15$, um in Kapitel 8.1.2 die Veränderung zu beobachten.

7.2.2.5. Parameter für Haushaltsverbrauch

Wie in Kapitel 7.1.3 erwähnt wird in dieser Arbeit das Standardlastprofil für den Haushalt 2017 vom Stromnetz Hamburg verwendet.

Die Daten geben eine viertelstündige prognostizierte Leistung an, es wird nämlich 1.000.000 kW Leistung auf jede Viertelstunde im Jahr verteilt. Dafür wird zuerst die viertelstündliche Leistung in die stündliche Leistung umgerechnet, und die Einheit der Leistung wird auch in Watt gewechselt.

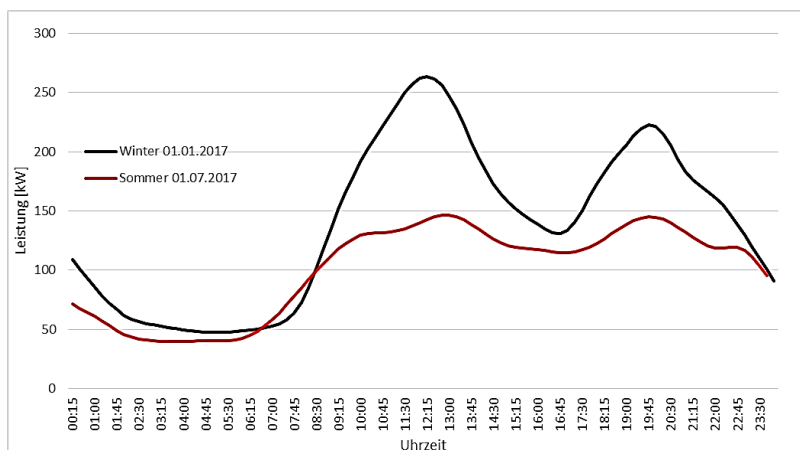


Abbildung 69. Stündliche Verbrauchsleistung im Haushalt am 01.01.2017 und am 01.07.2017, eigene Darstellung nach Daten von [22]

Die zwei Kurven in Abbildung 69 zeigen jeweils die stündliche Verbrauchsleistungslinie im Winter und im Sommer. Hier sollte betont werden, dass die gezeigte Leistung im Viertelstundeintervall

eine stündliche Leistung entspricht, das heißt, wenn wir die verbrauchte Leistung innerhalb von 15 Minuten wissen möchten, soll der Wert durch vier geteilt werden (eine Stunde = 4 * 15 Minuten). Hier sehen wir, dass im Winter deutlich mehr Strom als im Sommer verbraucht wird; die maximale Differenz reicht sogar 100 W/m^2 am Mittag. Der Verlauf der beiden Kurven bestätigt einen typischen täglichen Stromverbrauch im Haushalt. Zwischen null und sechs Uhr ist die Schlafzeit; ab sechs Uhr fängt es mit dem Tagesverbrauch an, und am Nachmittag um 14 Uhr verringert sich langsam der Verbrauch und am Abend ab 17 Uhr beginnt der große Abendverbrauch wegen der Lichtanschaltung, Fernsehen usw.

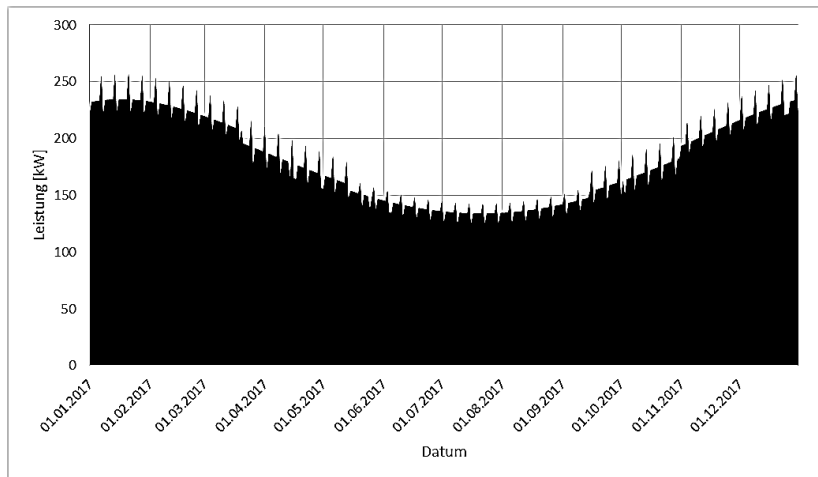


Abbildung 70. Täglicher Verbrauch um 20:00 Uhr, eigene Darstellung nach Daten von [22]

Wenn wir den Stromverbrauch an der Spitzstromverbrauchszeit (20:00 Uhr) in Abbildung 70 betrachten, können wir sehen, dass aufgrund des späteren Sonnenuntergangs im Sommer um 20:00 Uhr fast nur halb so viel Strom verbraucht wird wie im Winter. Die viermaligen Spitzlinien über den relativen flachen Flächen jedes Monats entsprechen dem zusätzlichen Verbrauch am Wochenende, dazu können wir Abbildung 71 näher betrachten.

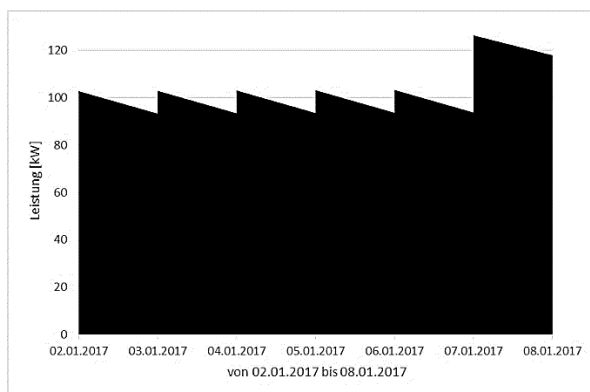


Abbildung 71. Stündlicher Stromverbrauch von einer Woche, eigener Darstellung nach Daten von [22]

Abbildung 71 zeigt den Stromverbrauch der ersten Woche vom Jahr 2017. Unter der Woche bleibt das Lastprofil ähnlich, und am Wochenende wird die zu prognostizierte Leistung um ca. 20% erhöht.

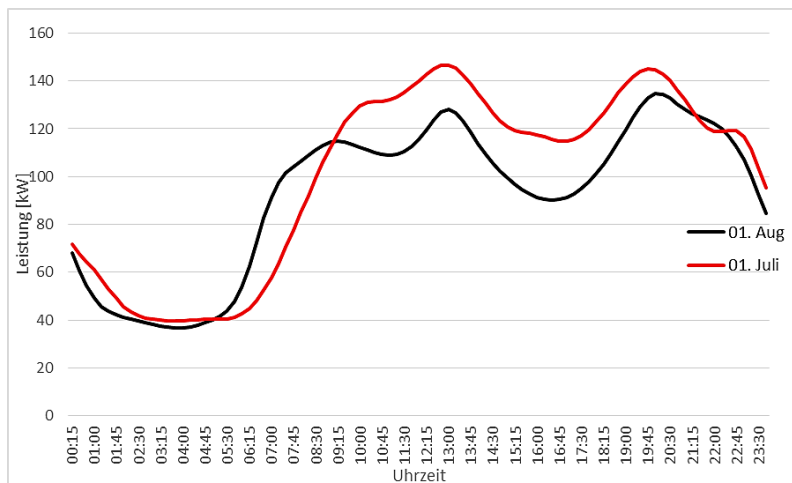


Abbildung 72. Lastprofil am 01. Juli und 01. August, eigene Darstellung nach [22]

Ein weiterer Aspekt zur Beobachtung des prognostizierten Lastprofils ist, dass die Urlaubstage wahrscheinlich mitberechnet werden. Vergleich des Lastprofils Anfang Juli zu Anfang August können wir sehen, dass weniger Verbrauch im August als im Juli vorhergesagt wird. Jeder Mensch bestimmt seinen eigenen Urlaubszeitraum nach dem Berufsbedarf und der persönlichen Interessen, deswegen ist dies nur eine Vermutung der Autorin.

7.2.2.6. Spezifikationsparameter des Akkumulators

Zur Spezifikationsparameter der Akkumulator gehört die Wirkungsgrade der Einspeisung und das Ausliefern der Energie (η_{ein} und η_{aus}). Die Anfangskapazität (W_0) soll auch berücksichtigt werden. Hier wird angenommen, dass am Anfang der Akku halbvoll ist, deswegen ist W_0 die Hälfte der Kapazität des Akkumulators.

Tabelle 26. Spezifikationsparameter für Modul Akkumulator und dessen Testmodell

	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4	Test 5	Test 6	Modul Akkumulator
η_{ein} [-]	1	1	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
η_{aus} [-]	1	1	1	1	0,75	0,75	0,75
W_0 [Wh]	0	500	500	0	0	500	5000

Für das Testmodell werden sechs verschiedene Varianten gegeben, damit die Integrationsergebnisse von jeder einzelnen Änderung der Parameter in Kapitel 8.1.4 verglichen und ausgewertet werden kann. Die Simulationsschrittweite (tstep) ist 0,001, weil es sich um eine kurze Simulationsdauer von 50 h (sstart = 0, szeit = 50) handelt.

8. Auswertung der Simulationsergebnisse

Die wichtigsten Simulationsergebnisse von der Sonnenstrahlung, der Solarleistung, den Haushaltsverbrauch und den Verlauf im Akkumulator werden in diesem Kapitel aufgezeigt. Gleichzeitig werden sie unter verschiedenen Standorten miteinander verglichen; einzelne Parameter werden auch durch Vergleich mit dem Simulationsergebnis aus anderen Quellen auf seine Plausibilität überprüft.

Als zweiter Teil dieses Kapitels sind Verbesserungs- und Erweiterungspunkte für das jeweilige Modul gegeben. Damit endet diese Arbeit.

8.1. Auswertung und Vergleich

Durch Simulation kann jedes einzelne Subsystem grafisch aufgezeigt werden. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse dargestellt und mit den Bildern aus anderen Quellen verglichen. Zudem wird durch Vergleich der Simulationsergebnisse von verschiedenen Varianten die Änderung der Ergebnisse ausgewertet.

8.1.1. Analyse Modul Solarstrahlung

In dem ersten Modul wird zuerst die Sonnenlaufbahn ausgewertet, darauffolgend soll die jährliche sowie die tägliche Sonnenstrahlung auf die horizontale Ebene und auf die geneigte Flächen dargestellt werden. Zudem werden die Ergebnisse von variablen Standorten verglichen. Zum Ende werden die Einflüsse durch die Ausrichtung der Solarmodule bewertet.

8.1.1.1. Analyse der Sonne-Erde Laufbahn

Als Eingangssignal funktioniert s wie eine Uhr; sie fängt bei null an, und die maximale Zahl ist nicht beschränkt. Es signalisiert den Zeitverlauf aller folgenden Funktionen, daher soll eine direkte proportionale Linie entstehen, wie in Abbildung 73 gezeigt ist. Der Umdrehungsgrad J ist proportional zu s , deswegen soll auch eine Linie, aber ohne den gleichen Quotienten wie von der x - und y - Achse, auf dem Bildschirm gezeigt werden (Abbildung 74).

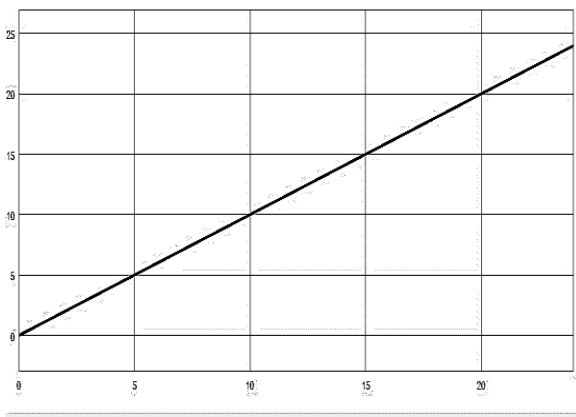


Abbildung 73. Simulationsbild "s" für 24h

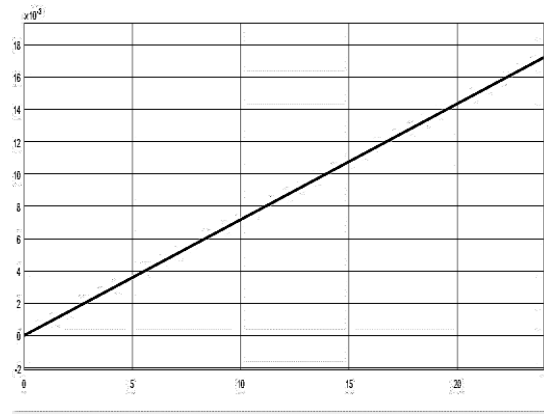


Abbildung 74. Simulationsbild "J" für 24h

Aus dem Parameter J kommt die Zeitgleichung Zgl (Abbildung 75), die die Zeitverschiebung zwischen der WOZ und MOZ beschreibt. Die Kurve der Zgl über das Jahr stimmt mit der von Abbildung 76, die aus Simulationsergebnis vom Wagner [32] kommt, überein; nur ist die Einheit der rechten Abbildung in Minuten statt Stunden gegeben. Das beeinflusst nicht den Jahresverlauf von Zgl . Es ist aus den beiden Diagrammen ersichtlich, dass viermal im Jahr die Zeitgleichung Null beträgt; die Tage sind laut [32] jeweils 14. April, 14. Juni, 1. September und 24. Dezember. An den vier Tagen soll die WOZ und MOZ gleich sein, sodass die Tage mit genau 24 Stunden laufen.

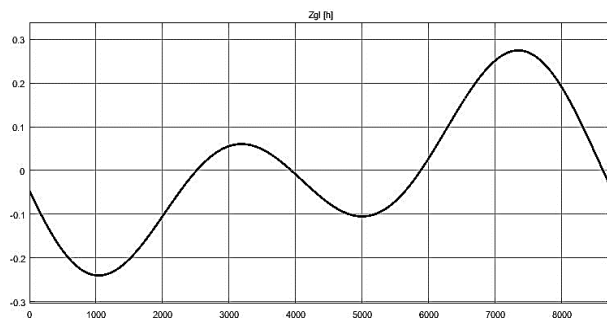


Abbildung 75. Simulationsbild "Zgl" (Zeitraum ein Jahr)

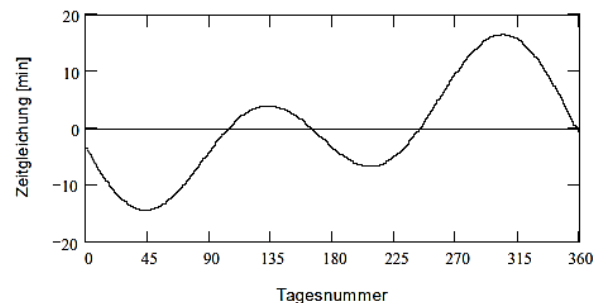


Abbildung 76. Zeitgleichung aus der Literatur [32]

Die WOZ beschreibt die wahre Ortszeit. Alle Lokale sind mit 24 Stunden Uhrzeit definiert und sollen daher innerhalb von 24 $tstep$ (24 Schrittweiten) insgesamt 24 Stunden erleben. Abbildung 77 und Abbildung 78 zeigen jeweils die WOZ und den Stundenwinkel am 01. Januar. Der Stundenwinkel w beschreibt die WOZ für die geografische Länge, pro Stunden dreht die Erde 15° , deswegen bedeutet ein positive Vorzeichen den Vormittag, und das negative Vorzeichen den Nachmittag.

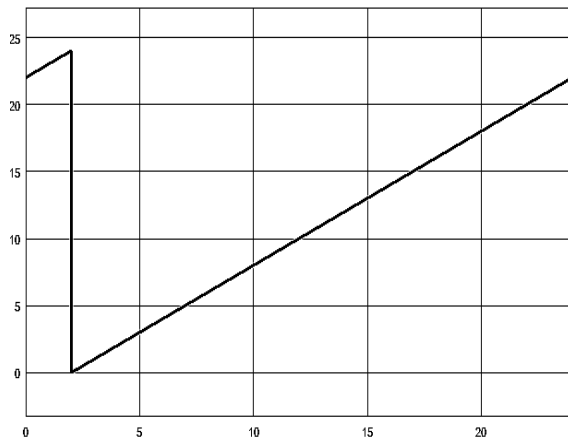


Abbildung 77. Simulationsbild WOZ am 01. Januar

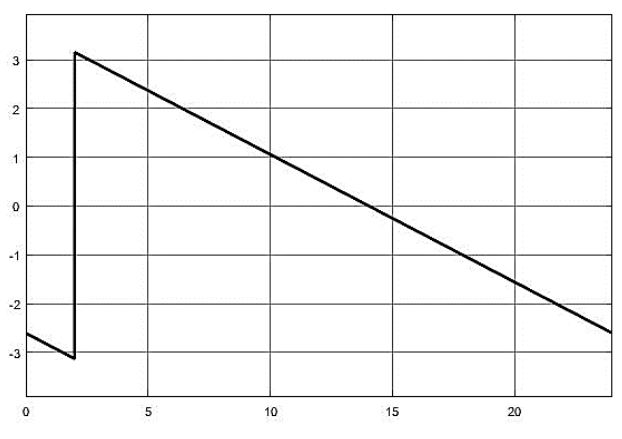


Abbildung 78. Simulationsbild w am 01. Januar

Die relative Bewegung zwischen der Sonne und Erdachse, wird von der Sonnendeklination δ beschrieben, die Werte wiederholte sich wenn ein tropische Jahr abgelaufen ist; laut [32] ist das tropische Jahr die Umlaufzeit der Erde von Frühlingspunkt zu Frühlingspunkt, nämlich Kalenderjahr + 0,2422 Tage. Dafür stellt die Laufbahn der Sonnendeklination für ein Jahr mit einer vollständigen Cosinuskurve dar (Abbildung 80). Die Werte der Y-Achse kommen von den Bogenmaßwerten, deswegen sind sie mit Dezimalzahlen bezeichnet.

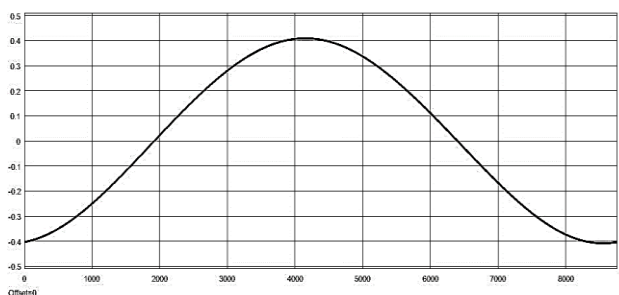


Abbildung 79. Deklination aus dem Jahr 1965 [32]

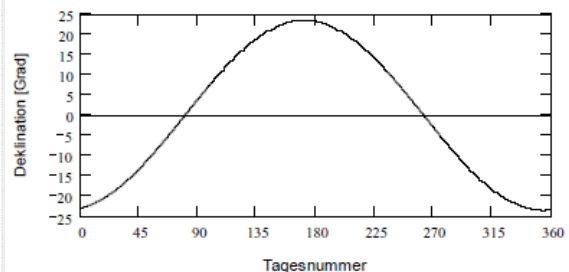


Abbildung 80. Simulationsbild Sonnendeklination δ für ein Jahr

Das Diagramm von Herrn Wagner [32] zeigt ein ähnliches Ergebnis (Abbildung 79), nur sind die Werte der Y-Achse in Gradmaß [°] gegeben. Der höchste Punkt entspricht der Sommerwende am 21. Juni (Tag 172) und der niedrigste Punkt entspricht der Winterwende am 21. Dezember (Tag 355).

Ähnlich wie die Sonnendeklination beschreibt die Sonnenhöhe γ_s die relative Position der Sonne zur Erde. Jeden Morgen geht die Sonne auf und am Abend unter, dafür ist jeder Tag ein Zyklus und ein Jahr ist eine ganze Periode. In der Mitte der Abbildung 81, nämlich im Sommer, steht die Sonne gegenüber der Erde am höchsten, und im Winter (links und rechts des Bildes) sind die Sonnenhöhenwinkel am kleinsten. Hier können wir ähnlich wie bei Sonnendeklination die Sommer- und Winterwende beobachten, dass der höchste und niedrigste Punkt jeweils die Sommer- und Winterwende entspricht.

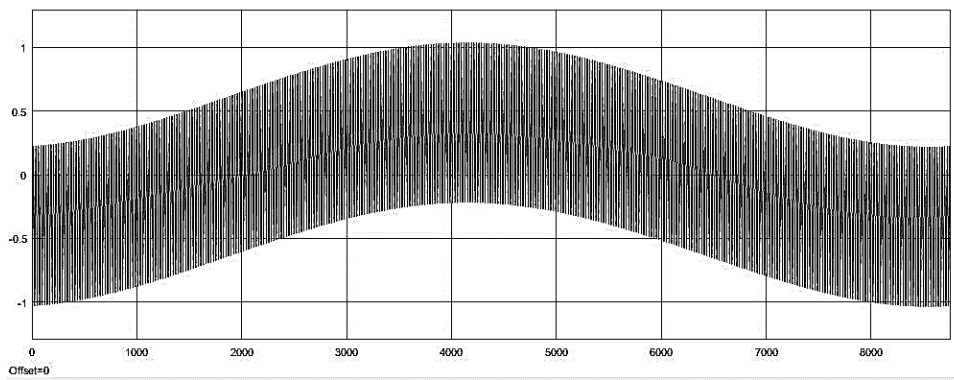


Abbildung 81. Simulationsbild Sonnenhöhenwinkel γ_s (Zeitraum ein Jahr)

Betrachten wir den Sonnenhöhenwinkel an einen einzelnen Tag im Winter (Abbildung 82) und im Sommer (Abbildung 83) können wir auch feststellen, dass der Sonnenhöhenwinkel im Sommer viel größer ist als im Winter, und auf den beiden Bildern steht die Sonne am Mittag zwischen 10 und 15 Uhr am höchsten, was zu den Erwartungen der geografischen Denkens zutrifft.

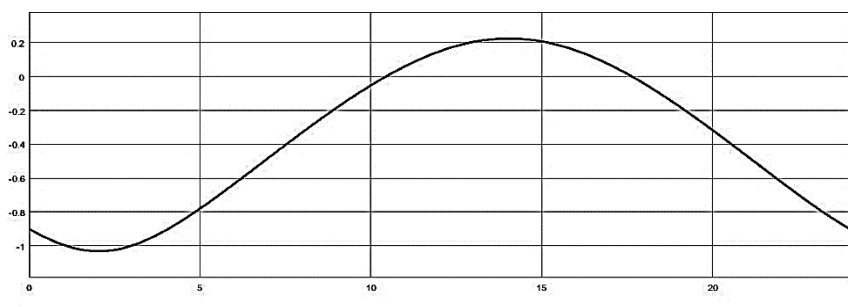


Abbildung 82. Simulationsbild Sonnenhöhe γ_s am 01. Januar

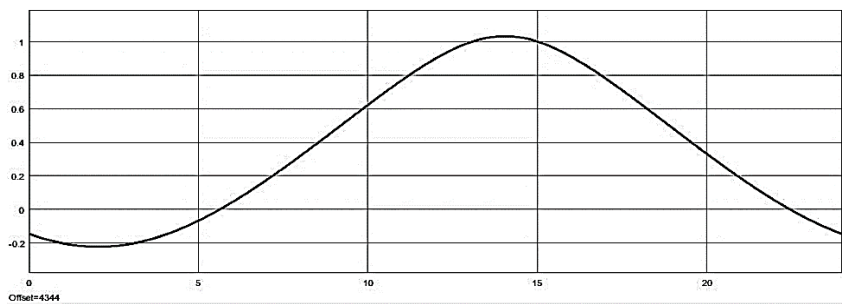


Abbildung 83. Simulationsbild Sonnenhöhe γ_s am 01. Juli

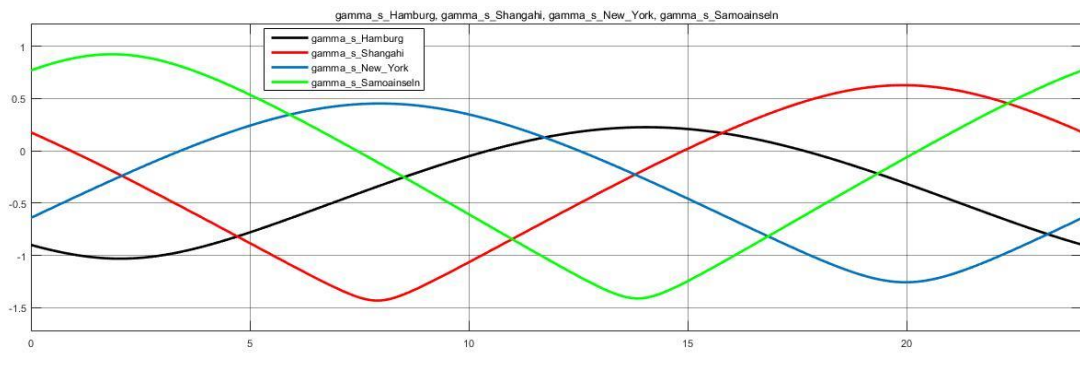


Abbildung 84. Simulationsbild der Sonnenhöhe γ_s von den Samoainseln, Hamburg, Shanghai und New York am 01. Januar

Betrachten wir jetzt die Sonnenhöhe an einem gleichen Tag im Winter an verschiedenen Orten aus Abbildung 84; die vier Städte/Inseln repräsentieren vier Kontinente. Um 11 Uhr MEZ begrüßen die Einwohner auf Samoa- und anderen Inseln (die grüne Kurve) als erste das neue Jahr, daher geht die Sonne zuerst auf. Danach folgt das Neujahr von Shanghai, anschließend von Hamburg, und in New York beginnt das Neujahr als Letztes. Es ist irritierend zu sehen, dass die Steigerung der Kurve von New York vor Shanghai und Hamburg beginnt, in der Tat gibt es z. B. zwischen New York und Shanghai 12 Stunden Zeitverschiebung, deswegen entspricht der Zeitpunkt der maximalen Sonnenhöhe Shanghais (die rote Kurve) der minimalen Sonnenhöhe New Yorks (die blaue Kurve). Unter anderem können wir sehen, dass die Sonnenhöhe auf den Samoainseln an der Spitze liegt, danach folgt Shanghai und New York, und in Hamburg (die schwarze Kurve) gibt es den kleinsten Sonnenhöhenwinkel.

8.1.1.2. Analyse der horizontalen Strahlungen

Wie Kapitel 3.1.3 beschreibt, ist der tägliche Diffusstrahlungsanteil in Hamburg höher als der Direktstrahlungsanteil. Das Simulationsergebnis der ganzjährigen horizontalen Strahlungen von Abbildung 85 zeigt uns, dass im Winter deutlich mehr Diffusstrahlung (E_{diffus}) als Direktstrahlung (E_{direkt}) in Hamburg vorhanden ist, während im Sommer die Globalstrahlung (EG) hauptsächlich aus der Direktstrahlung besteht. Die Einheit aller Bestrahlungsstärken für die Simulation ist W/m^2 .

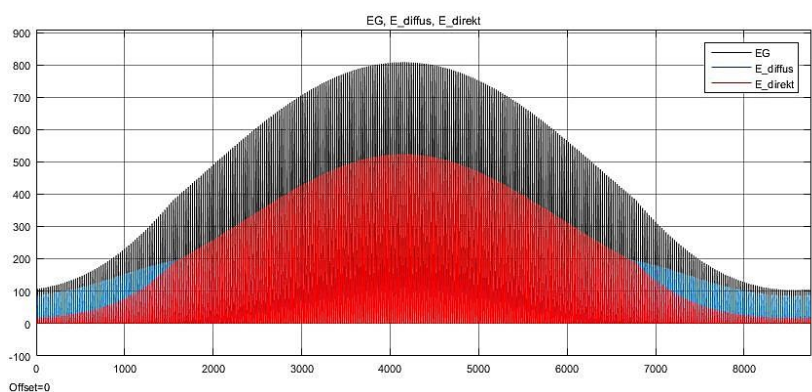


Abbildung 85. Simulationsbild der Global-, Diffus- und Direktstrahlung für ein Jahr

Am Wintertag (Abbildung 86) besitzt die Diffusstrahlung in der Mittagszeit gut 80% der Globalstrahlung. Die Bestrahlungsdauer im Winter beschränkt sich auf die Zeit zwischen 10 und 17 Uhr, während im Sommer (Abbildung 87) die Sonne früher aufgeht und später untergeht, daher ist die gesamte Bestrahlungsdauer im Sommer doppelt so lang wie im Winter. Die auffallenden Knicke in die unten gezeigten Linien kommen von der Simulation von Globalstrahlung EG , bei der der Schwächungsgrad interpoliert (Kapitel 7.2.2.3) wird, davon kommt das Problem; wenn γ_s null oder minus ist, sind der Schwächungsgrad beide null, dadurch haben die Globalstrahlungen auch die gleichen Werte. Aufgrund des Zusammenhangs zwischen EG , E_{diffus} und E_{direkt} , tritt auch bei E_{diffus} und E_{direkt} in den gleichen Zeitpunkt die Knicke auf.

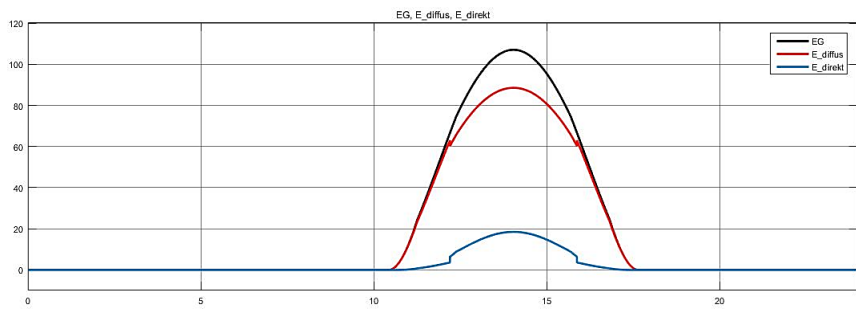


Abbildung 86. Simulationsbild der Global-, Diffus- und Direktstrahlung am 01. Januar

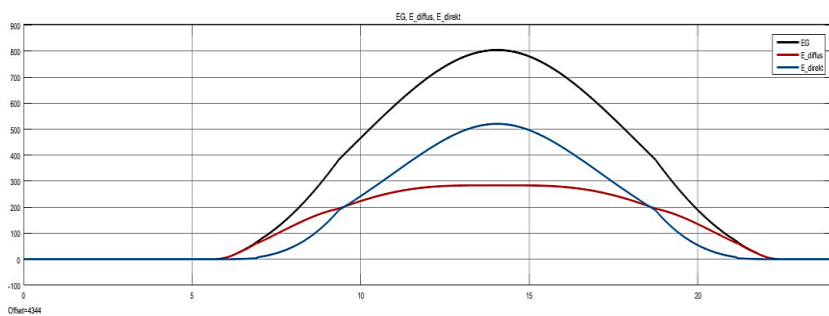


Abbildung 87. Simulationsbild der Global-, Diffus- und Direktstrahlung am 01. Juli

Darüber hinaus stellen die zwei Bilder oben noch mal dar, dass während im Winter die Diffusstrahlung den Hauptanteil der Globalstrahlung ausmacht, Hamburg im Sommer wegen dem größeren Sonnenhöhenwinkel vorwiegend Direktstrahlung aufweist; die Globalstrahlung am Mittag im Sommer ist sechsmal so hoch wie im Winter, was dem Hamburger Wetter tatsächlich entspricht.

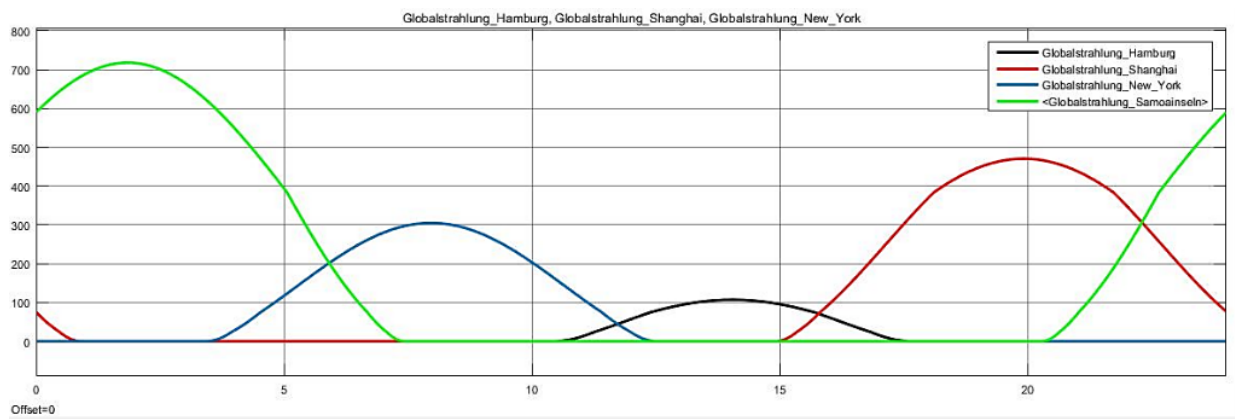


Abbildung 88. Globalstrahlung in Hamburg, Shanghai, New York und Samoainseln am 01. Januar

Betrachten wir die Globalstrahlung in verschiedenen Städten auf vier unterschiedlichen Kontinenten, können wir sehen, dass Shanghai im Winter theoretisch fast fünffach so viel bestrahlt wird wie in Hamburg; in New York soll am Neujahr dreifach so viel Bestrahlung wie in Hamburg vorhanden sein; die Samoainseln verfügen über die meiste Sonnenstrahlung wegen dem größten Sonnenhöhenwinkel (Abbildung 84) unter den vier Standorten.

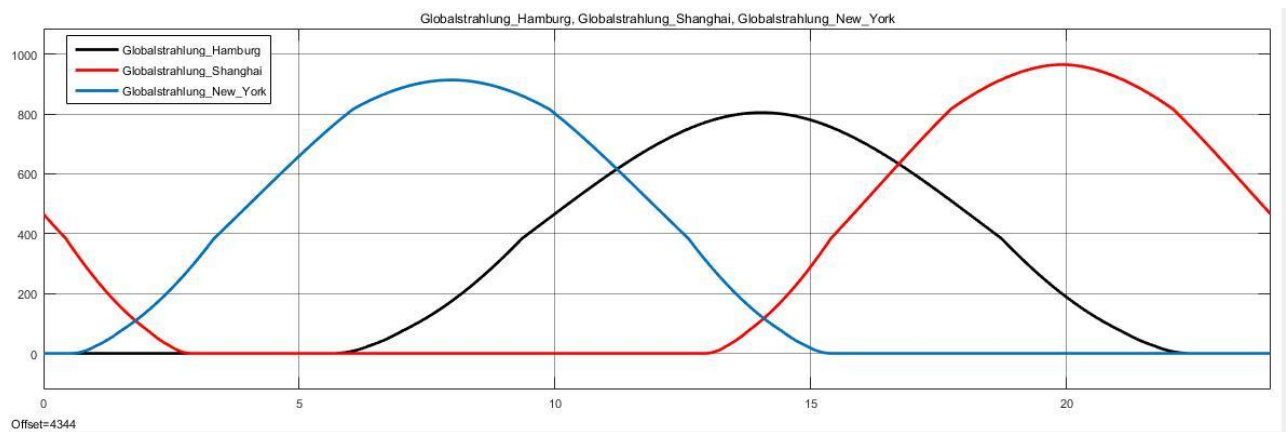


Abbildung 89. Globalstrahlung in Hamburg, Shanghai und New York am 01. Juli

Im Sommer verringert sich der Unterschied der Bestrahlungsmenge deutlicher als im Gegensatz zum Winter. Am Anfang des Sommers gibt es in Hamburg (schwarz) fast genau so viel wie in New York (blau), während in Shanghai (rot) 100 W/m^2 mehr als in Hamburg bestrahlt wird.

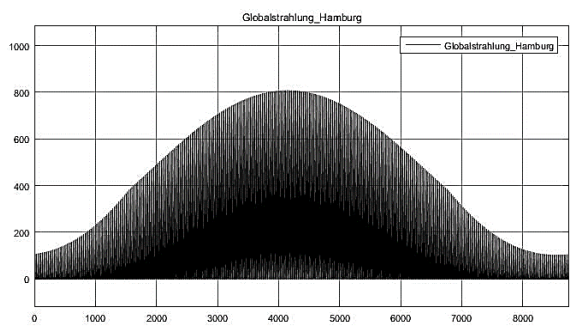


Abbildung 90. Simulationsbild der Globalstrahlung Hamburg (Zeitraum ein Jahr)

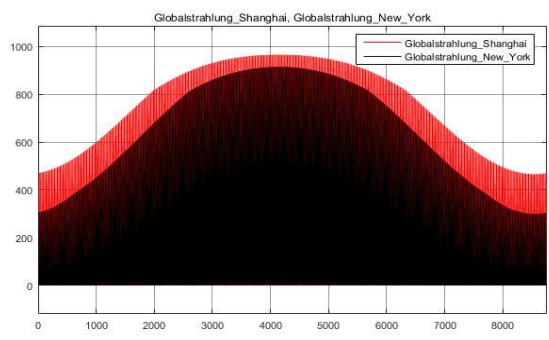


Abbildung 91. Simulationsbild der Globalstrahlung Shanghai und New York (Zeitraum ein Jahr)

Im Vergleich der ganzjährigen Globalstrahlung der drei Städte sehen wir, dass in Hamburg (Abbildung 90) die Bestrahlungssumme im Sommer fast achtfach so hoch ist wie im Winter, während in New York und Shanghai (Abbildung 91) der Unterschied nach der Jahreszeit nicht so extrem ist wie in Hamburg. Generell gibt es jährlich in Shanghai (max. 950 W/m^2) und New York (max. 900 W/m^2) mehr Solarstrahlung als in Hamburg (max. 800 W/m^2), dadurch lohnt sich vermutlich mehr, die PV Anlagen in Shanghai anzuschaffen, was auch den Installationsstand der Solaranlage in Shanghai (Kapitel 2.1) zutrifft.

8.1.1.3. Auswertung der Sonnenstrahlung auf den Modulflächen

Die Modulflächen nehmen die horizontale Strahlung (Kapitel 8.1.1.2) auf. Durch Ausrichtung der Solarflächen wird die aufzunehmende Strahlung erhöht. Mit den vordefinierten Parametern (Initialisierungsdaten aus Kapitel 7.2.2.2) bekommen wir die Bestrahlung auf den Modulflächen wie folgt in Abbildung 92.

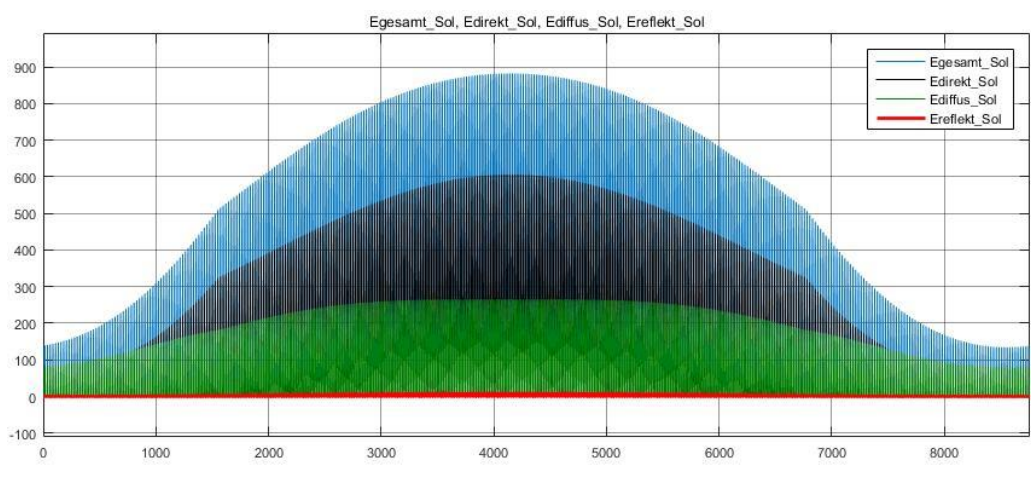


Abbildung 92. Simulationsbild der Solarstrahlung auf den Modulflächen (Zeitraum ein Jahr)

Generell wird im Sommer deutlich mehr Solarstrahlung von Modulflächen aufgenommen als im Winter. Die reflektierte Strahlung besitzt den geringsten Teil der gesamten Strahlung; der

Diffusstrahlungsanteil ist relativ homogen zwischen 100 und 200 W/m² durch das ganze Jahr verteilt; die Hälfte der gesamten Strahlungen im Sommer entsteht durch die Direktstrahlung. Die Knicke in der Linien tritt wegen des gleichen Grundes von der Globalstrahlung auf (siehe Kapitel 8.1.1.2 und Abbildung 86).

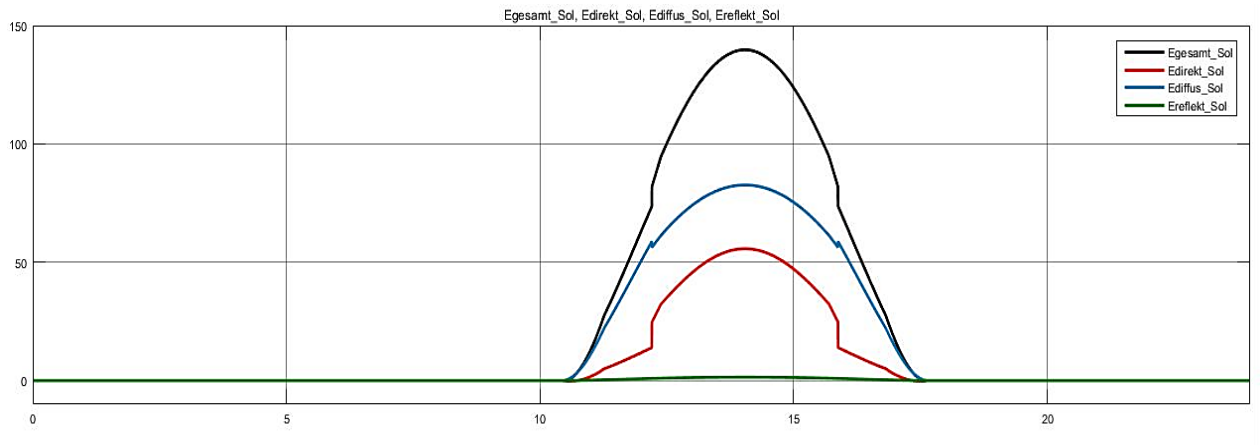


Abbildung 93. Simulationsbild der Sonnenstrahlung auf den Modulflächen am 01. Januar

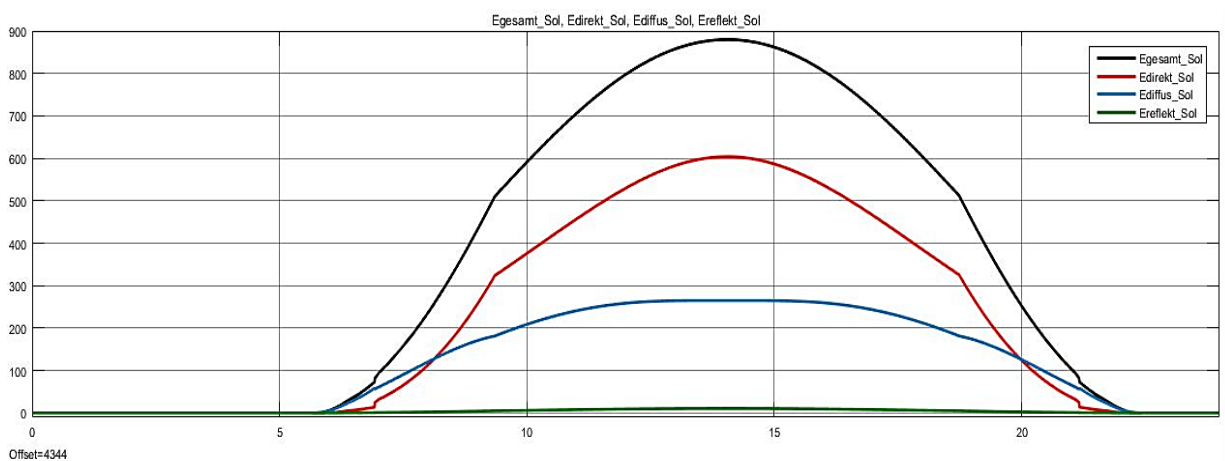


Abbildung 94. Simulationsbild der Sonnenstrahlung auf den Modulflächen am 01. Juli

Ähnlich wie das Sommer- und Winterbild (Abbildung 86 und Abbildung 87) von Kapitel 8.1.1.2, zeigen Abbildung 93 und Abbildung 94, dass im Winter mehr Diffusstrahlung als Direktstrahlung angenommen werden, und im Sommer umgekehrt. Nennenswert ist, dass durch die Ausrichtung der Solarmodule mehr Solarstrahlung von den Anlagen aufgenommen wird, als die auf die der Erde ankommende horizontale Strahlung.

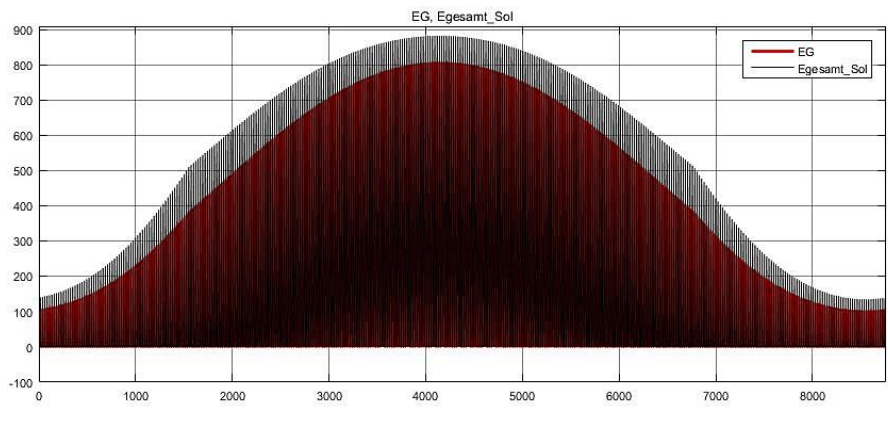


Abbildung 95. Simulationsbild der Globalstrahlung im Vergleich zur gesamten Sonnenstrahlung auf den Modulflächen (Zeitraum ein Jahr)

Abbildung 95 vergleicht die Globalstrahlung und die gesamte Sonnenstrahlung auf den Modulflächen. Im Durchschnitt ist 100 W/m^2 mehr Sonnenstrahlung auf den Modulflächen angekommen, als die auf der Erde kommende Globalstrahlung; es weist auf die Wichtigkeit der Ausrichtung der Solarmodule hin, die im unteren Kapitel durch den Vergleich der Simulationsergebnisse von verschiedenen Variablen ausgewertet werden.

8.1.1.3.1. Auswertung des Anstellwinkels β

In diesem Kapitel wird unter den gleichen Umständen, nämlich in Hamburg und dem Azimutwinkel α_E gleich 10° , den Einfluss des Anstellwinkels β auf die gesamte Solarstrahlung *Egesamt_sol* ausgewertet.

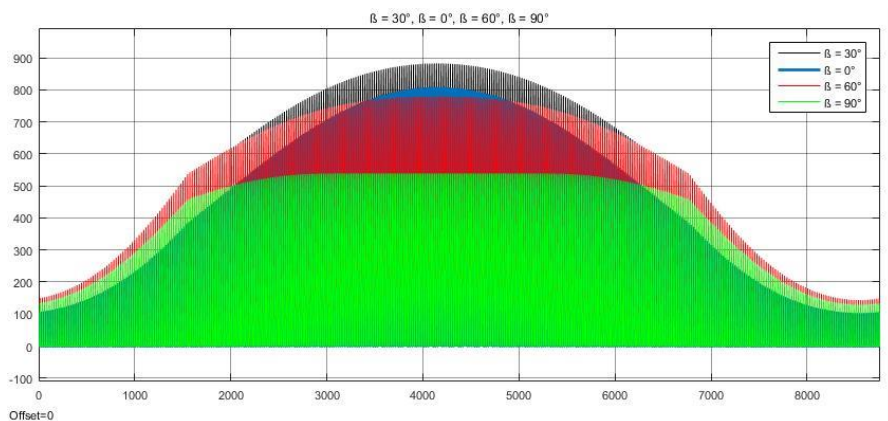


Abbildung 96. Simulationsbild der gesamten Sonnenstrahlung auf den Modulflächen mit β gleich $30^\circ, 0^\circ, 60^\circ$ und 90° (Zeitraum ein Jahr)

Die Solarmodule können die meisten Bestrahlungen aufnehmen, wenn der Anstellwinkel 30° ist (Abbildung 96); besonders betrifft dies im Sommer zu, da die gesamte Strahlung (*Egesamt_sol*) von $\beta=30^\circ$ gut 10% mehr sind, als wenn $\beta=0^\circ$ oder $\beta=10^\circ$. An Wintertagen ist die *Egesamt_sol* von $\beta=60^\circ$ leicht über der von $\beta=30^\circ$, das können wir in Abbildung 97 genauer betrachten. Am 01. Januar ist die *Egesamt_sol* von $\beta=60^\circ$ ca. sieben Prozent mehr als von $\beta=30^\circ$ und $\beta=90^\circ$; mit $\beta=0^\circ$ bekommen das Solarmodul deutlich am geringsten Solarstrahlung.

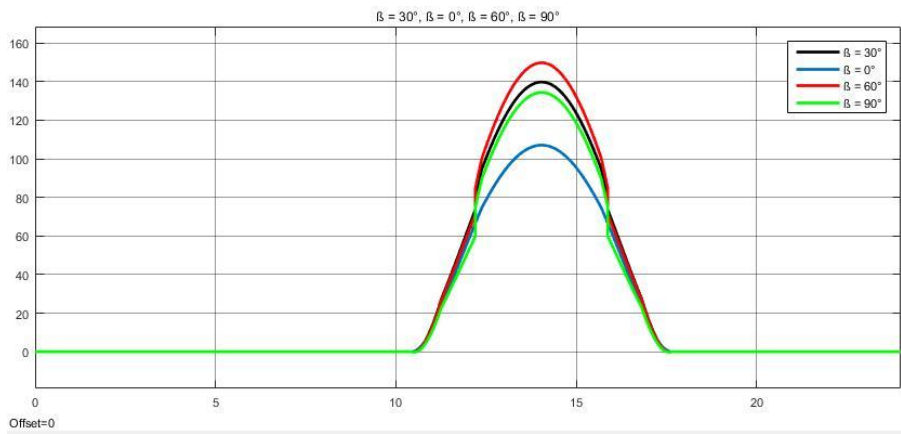


Abbildung 97. Simulationsbild der gesamten Sonnenstrahlung auf den Modulflächen mit β gleich $30^\circ, 0^\circ$ und 60° am 01. Januar

Die Solarflächen nehmen die geringsten Solarstrahlungen im Winter auf, wenn das Solarmodul horizontal bleibt, während ein vertikales Solarmodul fast gleich so stark wie $\beta=30^\circ$ bestrahlt werden kann. Dennoch bringen die horizontalen Solarmodule im Sommer deutlich weniger Bestrahlung als die geneigten Solarflächen, sogar durch den Verlust des Wirkungsgrades, weniger als die horizontale Globalstrahlung in Abbildung 85.

Generell ist $\beta=30^\circ$ der optimale Anstellwinkel für Hamburg, was die Aussage in Kapitel 3.2.2.2 bestätigt, dass in Gebieten mit großem Diffusstrahlungsanteil der Anstellwinkel kleiner sein soll, z. B. $\beta=30^\circ$.

8.1.1.3.2. Auswertung des Azimutwinkels α_E

In diesem Kapitel wird unter den gleichen Umständen, nämlich in Hamburg und der Anstellwinkel β gleich 30° , der Einfluss des Azimutwinkels α_E , auf die gesamte Solarstrahlung E_{gesamt_sol} ausgewertet.

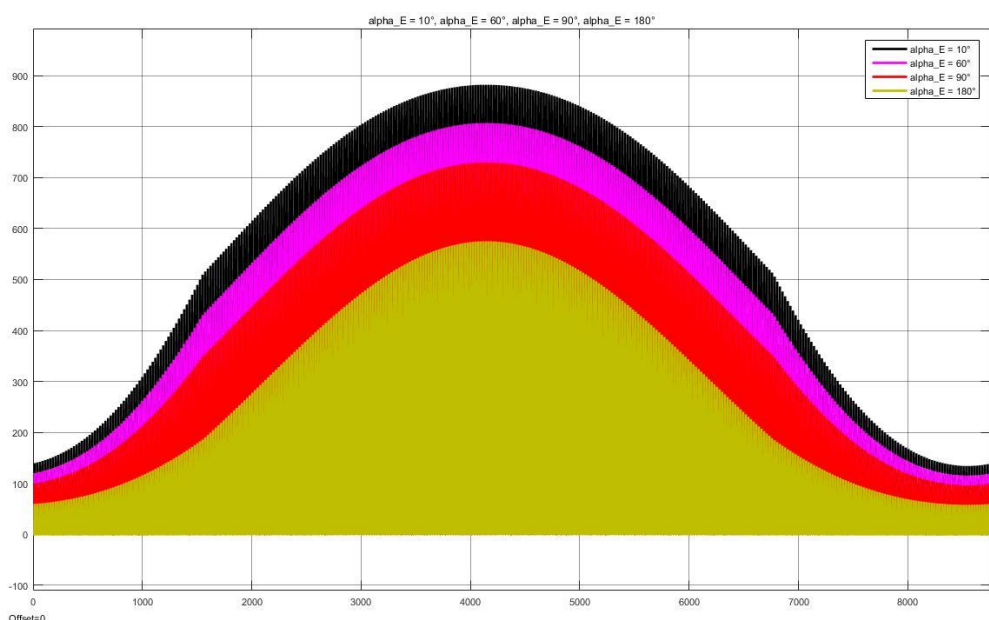


Abbildung 98. Simulationsbild der gesamten Sonnenstrahlung auf den Modulflächen mit α_E gleich 10° , 60° , 90° und 180° (Zeitraum ein Jahr)

Durch einen Jahresüberblick von Abbildung 98 können wir feststellen, dass mit einem Azimutwinkel von 10° (ca. in der Richtung Nord) die Solarflächen die meiste Bestrahlungen aufnehmen können, je mehr nach Osten ($\alpha_E = 90^\circ$), desto weniger scheint die Sonne auf die Solarflächen.

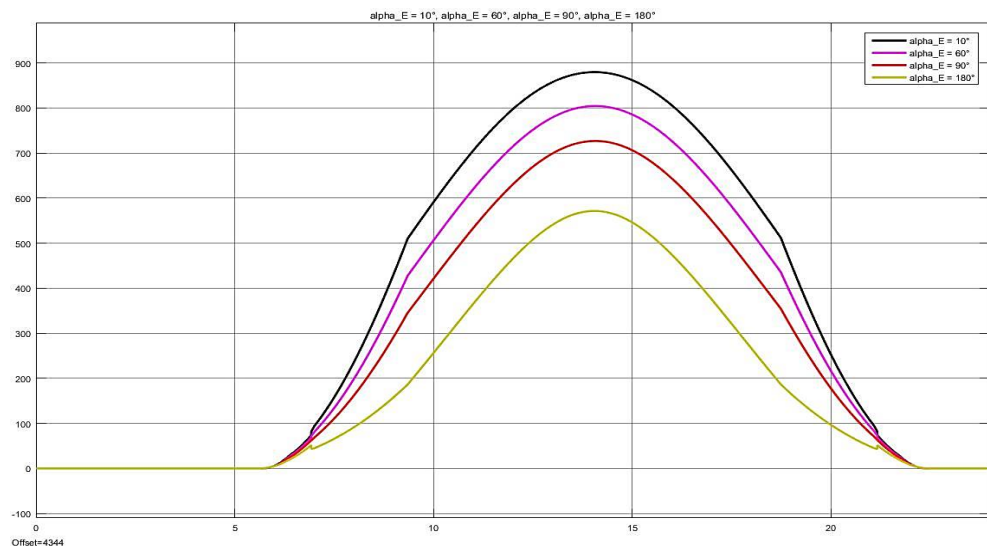


Abbildung 99. Simulationsbild der gesamten Sonnenstrahlung auf den Modulflächen mit α_E gleich 10° , 60° , 90° und 180° am 01. Juli

Betrachten wir die Schwankung der Solarstrahlung auf den Modulflächen im Sommer, können wir weiter vermuten, dass durch einen Richtungswechsel von Nord nach Osten die Solarpanel ca. 12% Solarstrahlung verliert, weiter nach Süden bekommen die Solarmodule noch 16% weniger Bestrahlung; wie in Kapitel 3.2.2.2 erwähnt, ist der Ertragsgewinn durch das Nachführungssystem in Deutschland auf ca. 30% begrenzt, aufgrund der Diffusstrahlung ist mehr als die Hälfte des Anteils der Globalstrahlung, deswegen ist eine vernünftige Konzipierung der Ausrichtung der Solarmodule von großer Bedeutung.

8.1.2. Analyse Modul Solarleistung

In diesem Modul spielt nur die Größe und die Menge der Solarmodule eine Rolle. Nach den in Kapitel 7.2.2 angebotenen Parametern können wir so theoretisch viel Leistung durch die Umwandlung der Solarstrahlung bekommen. Die rote Kurve von Abbildung 100 zeigt als Variante die Leistung aus einer halbierten Anzahl von Solarmodulen, und die Leistung ist entsprechend halbiert von der Leistung der originalen Parameter. Die Einheit der Simulationsergebnisse für die Solarstrahlung ist Watt [W].

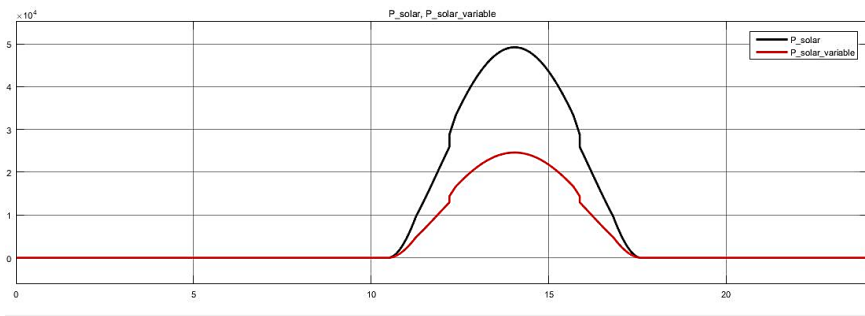


Abbildung 100. Simulationsbild der Solarleistungen am 01. Januar

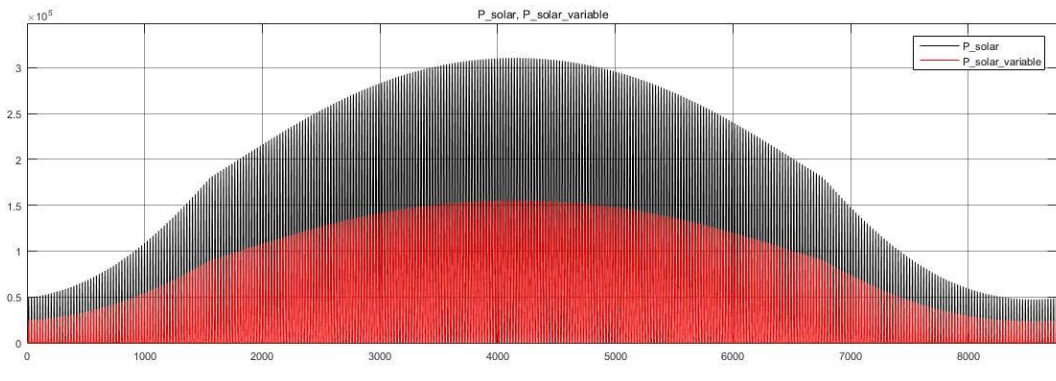
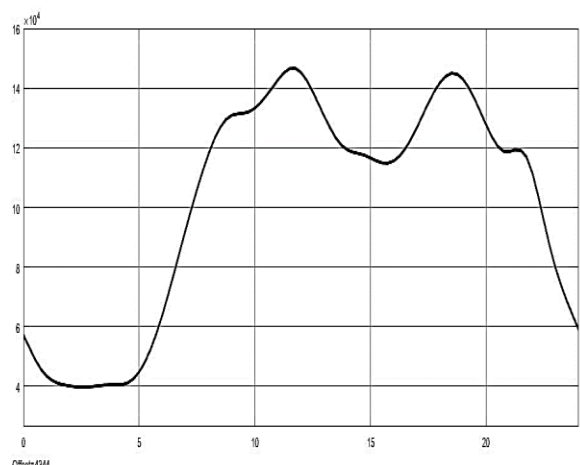
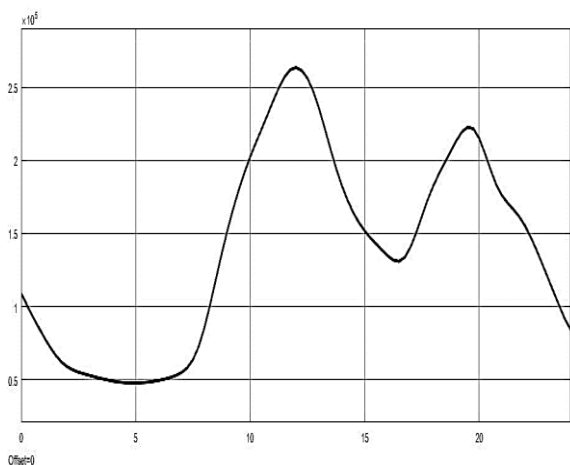


Abbildung 101. Simulationsbild der Solarleistungen (Zeitraum ein Jahr)

Betrachten wir den Jahresertrag einer Solaranlage mit 30 Solarmodulen, und jedes Solarmodul verfügt über 72 Solarzellen aus Abbildung 101, können wir wissen, das mit einem Wirkungsgrad von 16,3% die Solaranlage eine maximale Leistung von $3 \cdot 10^5$ W erzeugen kann.

8.1.3. Analyse Modul Haushaltsleistung

Dieses Modul ist aus Excel Daten importiert. Hier können wir durch den Vergleich der Simulationsergebnisse mit den von den Excel Daten generierten Grafiken die Genauigkeit beurteilen. Die Einheit der Simulationsergebnisse für die Haushaltsleistung ist Watt [W].



Vergleichen wir die beiden oben gezeigten Simulationsergebnisse mit der Abbildung 69 (Kapitel 7.2.2.5), können wir feststellen, dass die Simulationen mit der Grafik von den Excel Daten identisch ist, nur sollte sich hier erwähnt werden, dass die Einheit in Abbildung 69 kW ist, während die Simulationsergebnisse in diesem Modul sich auf die Einheit Watt bezieht.

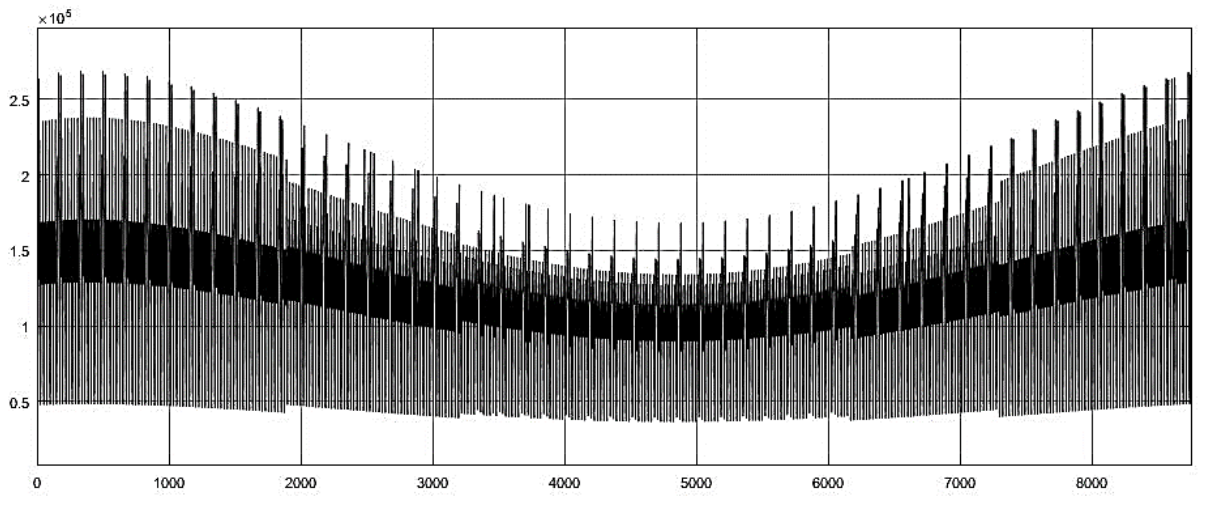


Abbildung 104. Simulationsbild der Haushaltsleistung (Zeitraum ein Jahr)

Die auffälligen Spitzlinien in Abbildung 104, stellen den Verbrauch am Wochenende dar, was auch ähnlich wie in Abbildung 70 (Kapitel 7.2.2.5) aussieht; nur beschreibt Abbildung 104 lediglich die tägliche Spitzeleistung um 20 Uhr. In Großordnung sieht der monatliche Verbrauchsverlauf der beiden Abbildungen sehr ähnlich aus, damit ist die Richtigkeit des Imports bestätigt.

8.1.4. Analyse Modul Akkumulator

In diesem Modul soll der Energieverlauf des Akkumulators simuliert werden. Nach den Formeln aus Kapitel 7.1.4 soll ein Integrationsvorgang durchgeführt werden, um die Differentialleistung in die Differenzialenergie umzuwandeln. Die ständig schwankende Leistung an einem Tag oder im Jahr, erschwert die Erkennung der Integrationsprozesse, dafür brauchen wir zuerst ein Testmodell um den Integrationsvorgang zu erleuchten.

8.1.4.1. Auswertung des Testmodells des Akkumulators

Mit dem Input eines konstanten Impulssignals mit der Amplitude von 50 (siehe Abbildung 105), trennen wir zuerst die Signale, die größer oder kleiner als Null sind; die Energie soll in den Akkumulator eingespeist werden wenn das Signal positive ist, und die Energie wird von dem

Akkumulator ausgezogen, wenn das Signal negativ ist. Der Grund dafür ist, dass der Wirkungsgrad der Einspeisung und das Ausliefern der Energie (η_{ein} und η_{aus}) unterschiedlich sein soll. Nennenswert ist, dass beim Ausliefern der Energie in Abbildung 105, die negativen Signale mit $1/\eta_{aus}$ multipliziert werden; das liegt daran, dass der Verlust während die Energie aus dem Akkumulator gezogen wird, entsteht, deswegen soll mehr Energie von dem Akkumulator genommen werden als gefordert, um den Verlust zu kompensieren.

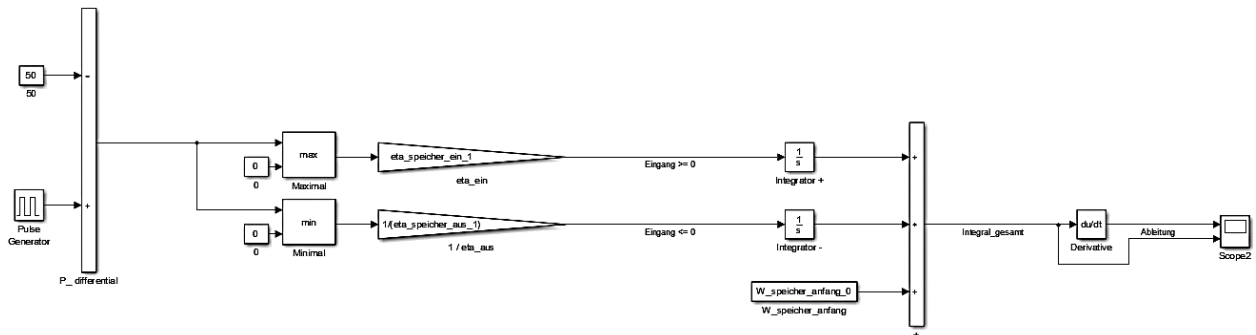


Abbildung 105. Aufbau des Testmodells

Zuerst werden η_{ein} und η_{aus} als eins eingesetzt, damit wir das Trennungsergebnis nach positiv und negativ beobachten können.

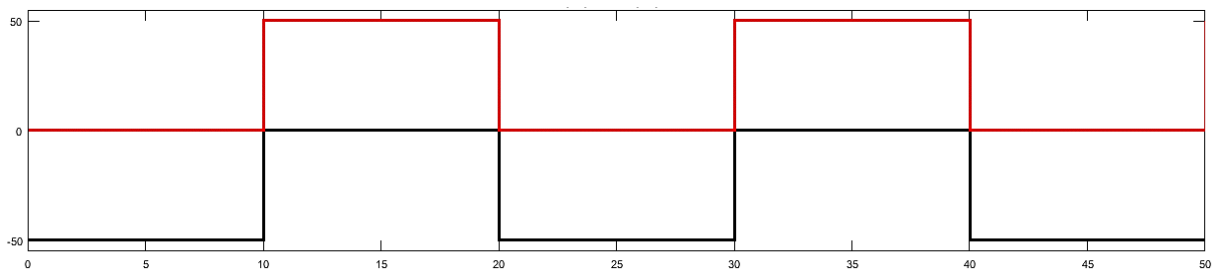


Abbildung 106. Testbild der positiven und negativen Eingangssignale mit $\eta_{ein}=1$ und $\eta_{aus}=1$

Im Vergleich zu Abbildung 67, ist der Eingangsimpuls in Abbildung 106 nach positiv (die rote Linie) und negativ (die schwarze Linie) getrennt, und die maximalen und minimalen Werte (Amplitude in Abbildung 67) behalten einen Absolutwert von 50.

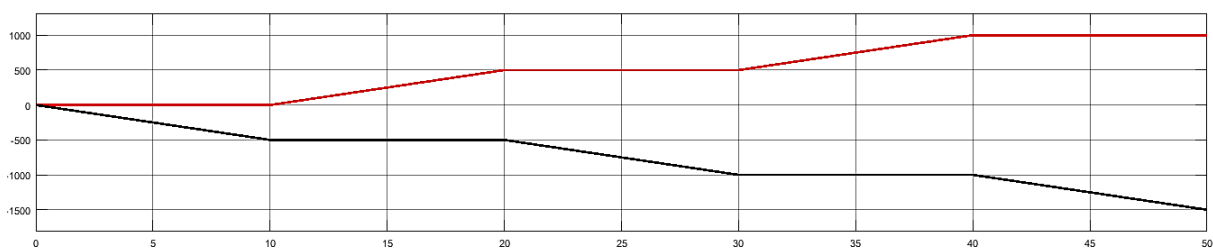


Abbildung 107. Testbild der Integration von den Eingangssignalen mit $\eta_{ein}=1$ und $\eta_{aus}=1$

Abbildung 107 ist das Integrationsergebnis von Abbildung 106, die beiden Kurven fangen von Null an, weil der Initialwert als Null eingestellt war. In den ersten zehn Schritten bleibt das positive Signal am Nullwert, deswegen bleibt die rote Integrationslinie auch Null; das negative Signal bleibt

-50, aufgrund der „Null“ am Anfang, soll die schwarze Integrationskurve in den ersten zehn Schritten, die Energiemenge -50 pro Schritt senken, an dem zehnten Schritt wird die Energiemenge genau bis -500 (-50 * 10 Schritte) gesenkt. Von dem 10ten bis zum 20sten Schritt ist das positive Signal +50, deswegen steigert sich die positive Integrationskurve innerhalb von 10 Schritten zu 500 (+50 * 10 Schritte); währenddessen ist das negative Signal null, sodass die schwarze Integrationslinie unverändert von dem zehnten Schritt bleibt.

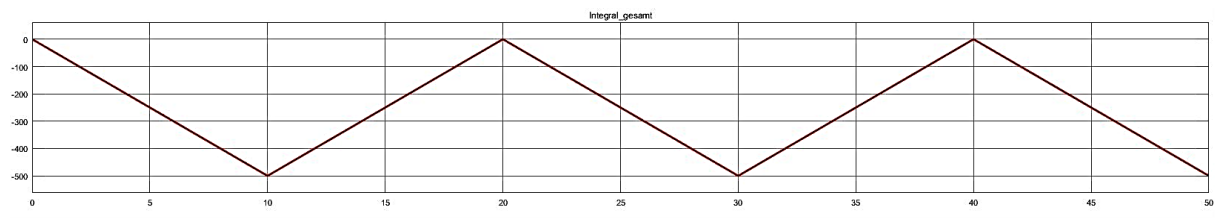


Abbildung 108. Testbild der gesamten Integrationsergebnisse mit $\eta_{ein}=1$, $\eta_{aus}=1$ und $W_0 = 0$

Mit einem Anfangswert von Null ($W_0 = 0$), zeigt Abbildung 108 das gesamte Integrationsergebnis; die positive und negative Integrationslinie in Abbildung 107 werden Schrittgleich addiert.

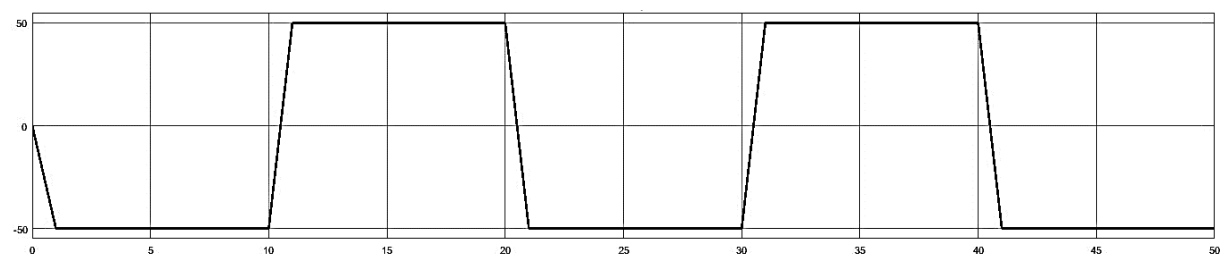


Abbildung 109. Testbild der Ableitung von der gesamten Integration

Zum Ende wird durch Ableitung des Integrationsergebnisses aus Abbildung 108, die Ausgangskurve beobachtet. Da in dem ersten Testmodell alle Parameter wie η_{ein} , η_{aus} und W_0 eingestellt sind, sodass die Werte von den Eingangssignalen nicht beeinflusst werden, soll das Ableitungsergebnis von Abbildung 109, genau wie das Eingangssignal von Abbildung 67 aussehen. Vergleichen wir die beiden Testbilder sehen wir, dass die Werte jeder zehn Schritte fast gleich sind, nur zeigt Abbildung 109 am Anfang jeder Änderung eine schräge Linie, statt senkrechte Linie, was den Ablauf des Ableitungsvorgang widerspiegelt.

Als zweiten Teil des Testmodells wird der Anfangswert als 500 definiert, d.h. alle Vorgänge vom Addieren der einzelnen Integrationsergebnisse bleiben gleich, und das gesamte Integrationsergebnis soll nach $W_0 = 500$ geändert werden.

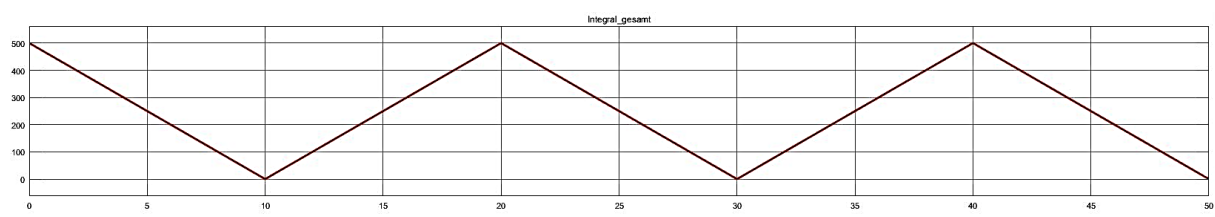


Abbildung 110. Testbild der gesamten Integrationsergebnisse mit $\eta_{ein}=1$, $\eta_{aus}=1$ und $W_0=500$

Wie in Abbildung 110 dargestellt, ist die ganze Integrationskurve im Vergleich zu Abbildung 108 mit einem Wert von 500 nach oben geschoben, hiermit ist die Mitfunktion des Anfangswertes W_0 bestätigt.

Um den Einfluss von dem Wirkungsgrad zu sehen, werden $\eta_{aus}=1$ und $W_0=0$ eingegeben, und $\eta_{ein}=0,95$ als einzigen geänderten Parameter (Test 4 in Tabelle 26). Mit der Einführung der $\eta_{ein} = 0,95$, ist das positive Eingangssignal um 5% gesunken und das negative Signal bleibt unverändert (Abbildung 111); die Integrationsergebnisse werden entsprechend auf 95% des initialen positiven Eingangssignals abgestiegen. In Abbildung 112 sehen wir, dass die rote Integrationslinie ab dem 40sten Schritt deutlich unter dem Wert von 1000 steht.

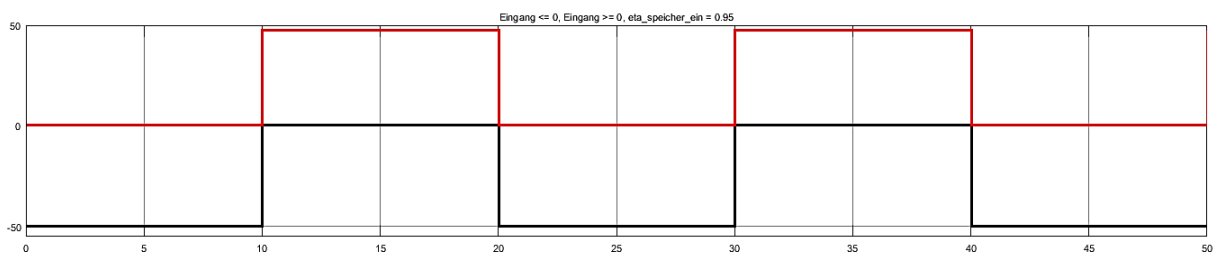


Abbildung 111. Testbild der positiven und negativen Eingangssignale mit $\eta_{ein}=0,95$ und $\eta_{aus}=1$

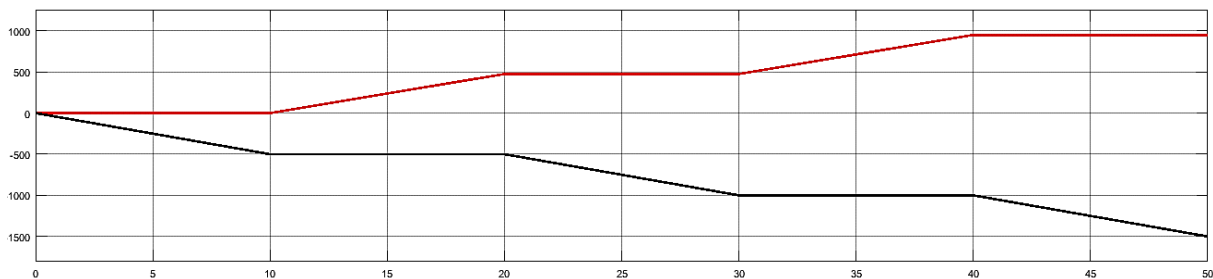


Abbildung 112. Testbild der Integration von den Eingangssignalen mit $\eta_{ein}=0,95$ und $\eta_{aus}=1$

An dem gesamten Integrationsergebnis können wir feststellen, dass das um konstant 5% gesunkene Eingangssignal auf die gesamte Energiemenge im Laufe der Zeit immer deutlicher wirkt, da das positive Eingangssignal konstant durch den Wirkungsgrad geschwächt wird.

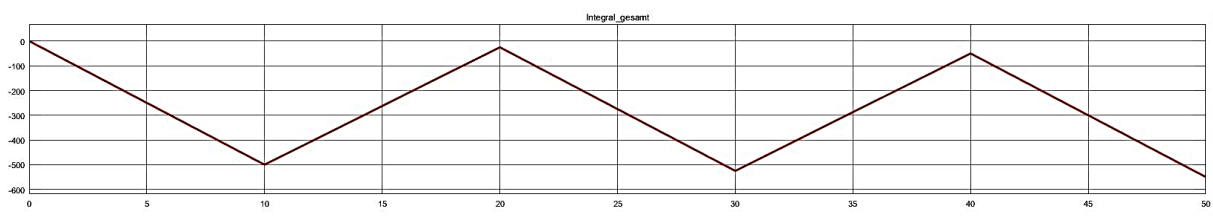


Abbildung 113. Testbild der gesamten Integrationsergebnisse mit $\eta_{ein}=1$, $\eta_{aus}=1$ und $W_0=500$

Ähnliche Testergebnisse werden auch von der Änderung der η_{aus} erwartet, hier werden die Simulationsergebnisse nicht einzeln aufgelistet.

8.1.4.2. Auswertung des Akkumulators

Wie im Kapitel 7.1.4 vorgestellt ist, bedeutet eine positive Differenzialleistung eine Speicherung in dem Speicher, während bei der negativen Differentialleistung die Energie aus dem Akku gezogen werden soll.

Am 01. Januar läuft in Hamburg keine Energie in den Akkumulator, weil die positive Differenzialleistung (die rote Linie in Abbildung 114) den ganzen Tag Null zeigt. Abbildung 115 stellt die Energiemenge dar, die an dem Tag aus dem Speicher gezogen (die rote Linie) werden soll.

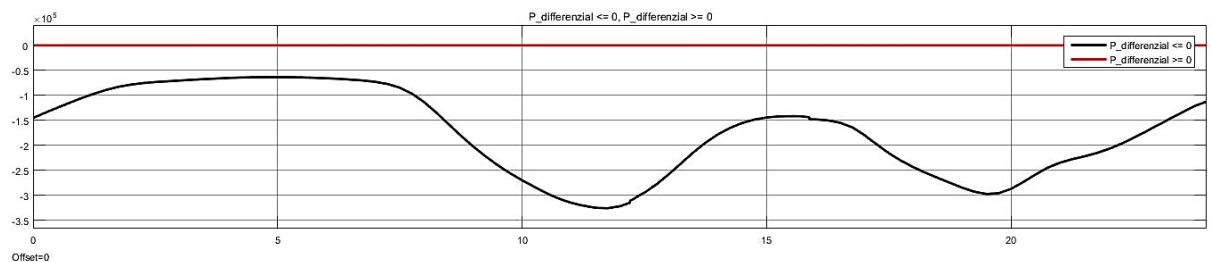


Abbildung 114. Simulationsergebnis der Differenzialleistung am 01. Januar

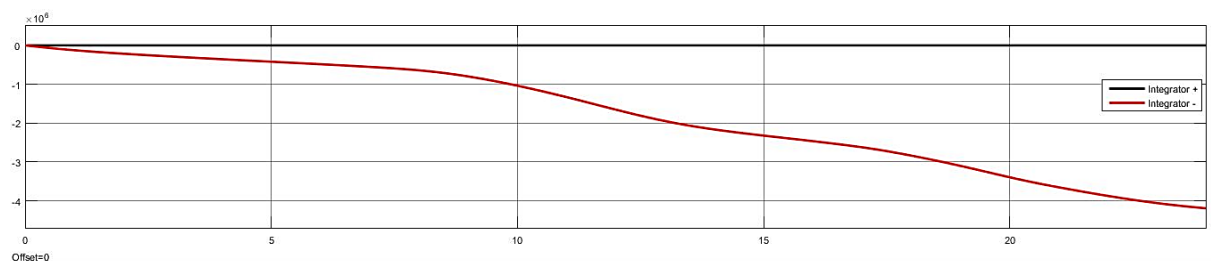


Abbildung 115. Simulationsergebnis der Differenzialenergie am 01. Januar

An einem Sommertag wird der Akkumulator häufig aufgeladen, wie Abbildung 116 zeigt; die Sonne scheint ca. um sechs Uhr morgens, und die Einwohner in Hamburg stehen auch langsam auf (siehe Haushalsleitung im Sommer von Abbildung 103), deswegen wird am Anfang mehr Strom verbraucht als erzeugt. Wegen dem starken Sonnenlicht, werden tagesüber Licht nicht angeschaltet und die Sonne geht erst gegen 20 bis 22 Uhr unter, zwischen 9 bis 19 Uhr trifft der erzeugte Solarstrom deswegen nicht nur den Haushaltsverbrauch, sondern wird auch in dem Akku gespeichert.

Es ist schön zu sehen, dass die positive Differenzialleistung (die rote Linie in Abbildung 116) einen ähnlichen Verlauf wie die Kurve der Sonnenstrahlung auf den Modulflächen in Abbildung 94 hat. Dies liegt daran, dass am Anfang und Ende eines Tages, im Haushalt mehr Strom verbraucht wird als in den anderen Zeitabständen, während die Solarflächen in der Mitte des Tages am meisten bestrahlt werden.

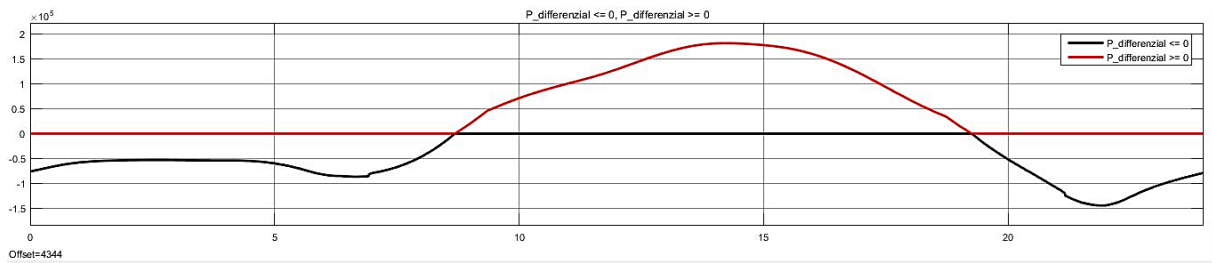


Abbildung 116. Simulationsergebnis der Differenzialleistung am 01. Juli

Abbildung 117 zeigt uns die Energiemengen, die jeweils am Ende des Tages in dem Akkumulator gespeichert werden oder von dem Speicher gefordert wurde.

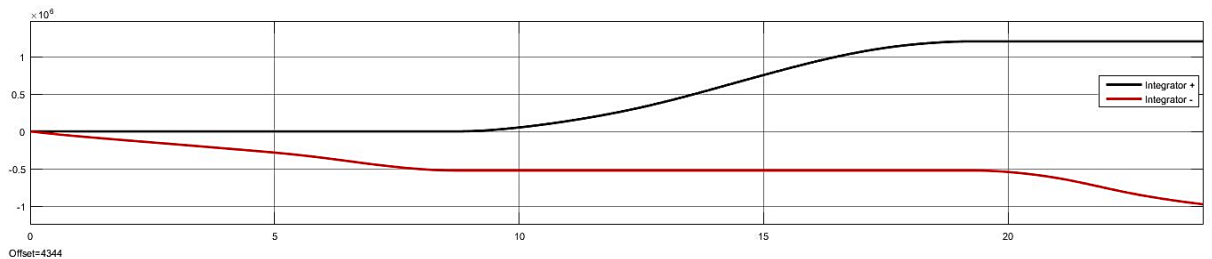


Abbildung 117. Simulationsergebnis der Differenzialenergie am 01. Juli

Ein Jahresüberblick von der Ein- und Auspeisung bekommen wir aus Abbildung 118; zwischen März und Oktober (ca. von $s=1200$ bis $s=7000$) wird fast täglich überschüssige Solarenergie im Netz gespeichert. D.h., mit der Menge der Solarmodule und Solarzellen von Initialisierungsdaten aus Kapitel 7.2.2.4, reicht Hamburg der Solarstrom für ein Einfamilienhaus und zusätzlicher Speicherung in dem Akkumulator für über ein halbes Jahr.

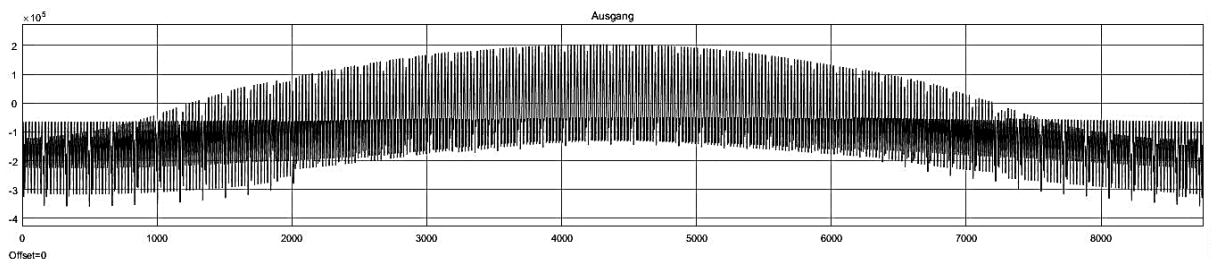


Abbildung 118. Simulationsergebnis der Differenzialleistung (Zeitraum ein Jahr)

Allgemein sehen wir auf Abbildung 119, dass mehr Energie aus dem Akku abgefragt wird als in den Akku eingespeist, da die Kurve immer unter der Nulllinie bleibt; das fast konstante Stück zwischen $s=2000$ und $s=6000$, weist auf eine gute Zusammenpassung von Frage und Nachfrage hin.

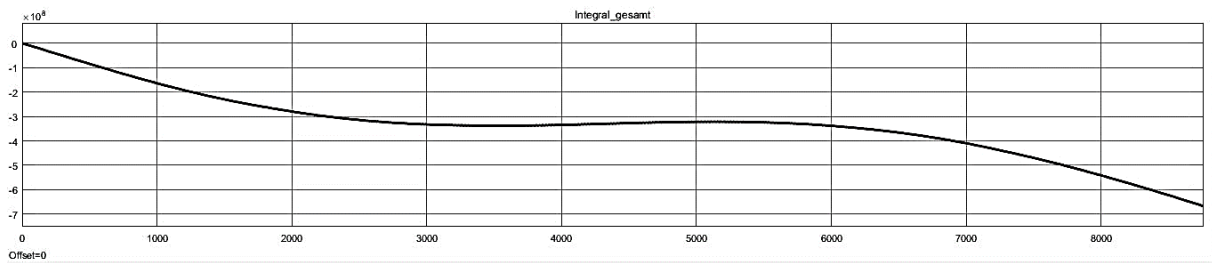


Abbildung 119. Simulationsergebnis der Differenzialenergie (Zeitraum ein Jahr)

Hier ist ein Vergleich wie in Abbildung 120 sinnvoll zu zeigen; die rote Linie ist die Differenzialleistung von „Eingang“, die theoretisch danach in der Form von Energie in und aus dem Speicher sein soll, und die schwarze Linie „Ausgang“ sind die tatsächlichen Verläufe wie bei Abbildung 118.

Im Teil der positiven Leistung sind die roten Linien leicht über den schwarzen Linien, d. h., weniger Energie wird tatsächlich in dem Akku gespeichert, als die vom Haushaltsverbrauch übrige Solarenergie; das liegt an dem Einspeisungswirkungsgrad, denn es gibt einen Verlust während des Transports der Energie von den Solarmodulen zu dem Akkumulator.

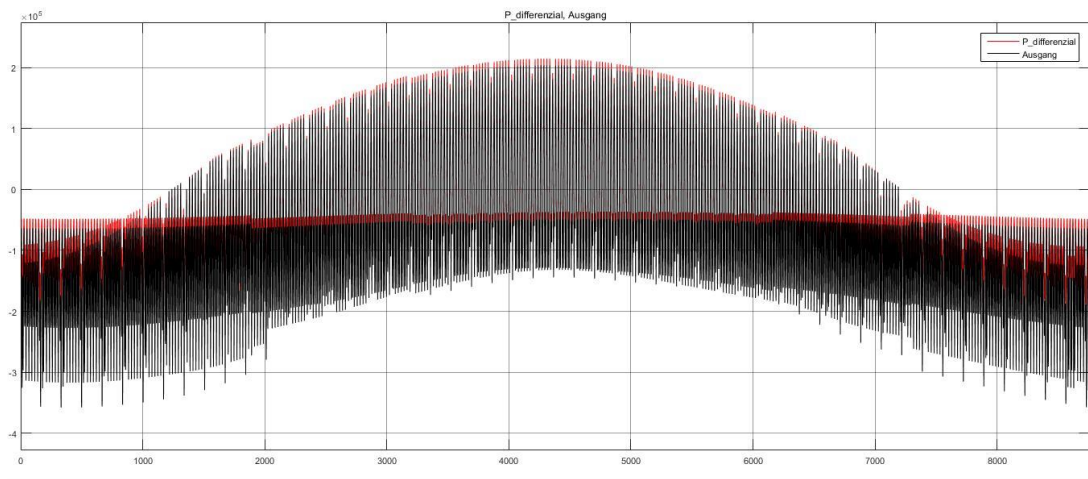
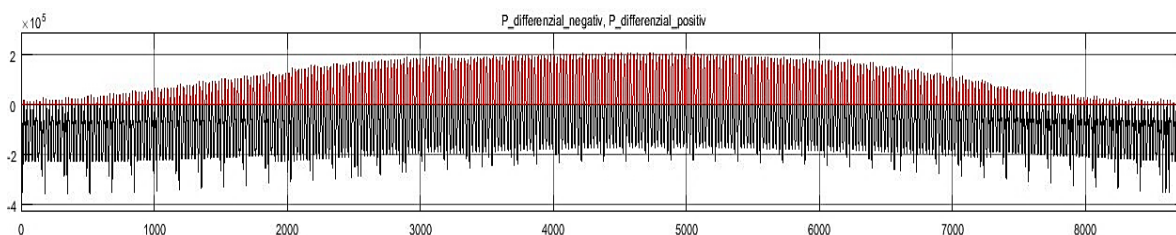


Abbildung 120. Simulationsergebnis der Ein- und Ausgangsdifferentialleistung

Wenn die Differenzialleistung negativ ist, wird viel mehr Energie aus dem Akku gezogen, als von dem Haushalt wirklich verlangt wird, aufgrund eines niedrigen Ausspeisungswirkungsgrads von dem Akkumulator.



Am Ende des Kapitels sehen wir die Differenzialleistung („Eingang“ ohne Berücksichtigung des Transportwirkungsgrades) von Shanghai, und zwar unter den gleichen Einstellungswinkeln der Solarflächen, der gleichen Menge und Dimension der Solarmodule wie von Hamburg. Im Allgemeinen wird der Winter in Shanghai mehr bestrahlt als in Hamburg (siehe Abbildung 121), sodass ein Teil der Solarleistung in den Akku laufen kann; während im Sommer in Hamburg die Sonne länger und mehr strahlt, sodass in der Mitte des Jahres, in Hamburg teilweise über $2 \cdot 10^5 \text{ W/m}^2$ Solarleistung von dem Haushaltsverbrauch übrig ist. Hier ist aber wichtig zu erwähnen, dass die Simulation der Differentialleistung Shanghais den Haushaltsverbrauch von Hamburg benutzt hat; vielleicht ist die Stromverbrauch in Shanghai deutlich höher als in Hamburg in Hinsicht auf die Dimension der Stadt, deswegen können wir hier nicht leicht behaupten, ob es sich mehr lohnt, einen haushalts-geeigneten Akku für Shanghai als für Hamburg zu anschaffen. Vor allem müssen wir noch die Qualität der Anlagen und die Professionalität der Installateure berücksichtigen.

8.2. Punkte zur Verbesserung und Erweiterung

Eine Photovoltaik-Anlage für den Haushalt mit Akkumulator ist ein bedeutendes Thema, welches unter verschiedenen Aspekte betrachtet werden sollte, z.B. die Wirtschaftlichkeit durch die Dimensionierung, die Zusammenpassung mit dem Netz usw. In einem beschränkten Zeitraum hat die Autorin sich auf den Aufbau des Simulink-Modells konzentriert, sodass die erzeugte Solarleistung und der Energieverlauf des Akkumulators durch das Modell simuliert werden konnte. In diesem Kapitel werden die Punkte und Themen, die verbessert und erweitert werden sollten, aufgelistet. Es gibt sicherlich noch viele Punkte, die nicht erwähnt werden konnten; dieses Kapitel dient demnach als ein Inspirationsparagraph.

8.2.1. Modul Solarstrahlung

Durch Berücksichtigung des Schaltjahres und einem genauen Parameter für die Diffusstrahlung, kann das Modul Solarstrahlung verfeinert werden.

Punkt 1: Schaltjahr

Alle vier Jahre gibt es ein Schaltjahr, in dem es 29 Tage im Februar gibt, dadurch ergeben sich im Schaltjahr insgesamt 366 Tage, statt normalerweise 365 Tage; das vergangene Jahr 2016 war z.B. ein Schaltjahr.

In dem Simulationsmodell bezieht sich der aktuelle Umdrehungsgrad J' [°] (Kapitel 7.1.1.2) auf die Zahl der Tage im Jahr. Im Modell werden alle Jahre mit 365 Tagen, entsprechend 8760

Stunden berechnet. Darüber hinaus soll der Simulationsparameter *szeit* von Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** auch geändert werden; zur Simulation über ein Jahr, sollen 8784 Stunden statt 8760 Stunden als Simulationsendzeit eingegeben werden.

Zum Verfeinern sollte die Zahl der Tage im Jahr als Parameter definiert werden, sodass das Modell entsprechend mit 365 oder einem Tag mehr simuliert werden kann.

Punkt 2: Parameter k_t für die Diffusstrahlung

Im Modell werden durch eine Fallunterscheidung mit dem Parameter k_t die Diffusstrahlung berechnet. Dafür wurden Annäherungsformeln nach statistischen Wetterdaten benutzt. Es gibt mehr Literatur (z. B. die Berichte von Reini und Beckmann [13]), die über die Korrektur- und Einflussfaktoren von Diffusstrahlung diskutieren, mit Einfügen der Faktoren erhöht sie die Genauigkeit der Formeln.

Punkt 3: Klarheitsgrad K_H

Der Klarheitsgrad K_H beschreibt die optische Durchlässigkeit der Atmosphäre. Er kommt von den statistischen Messdaten aus dem Pyranometer (Messgeräte für Solarstrahlung, siehe Kapitel 3.3), deswegen kann er den Verlust wegen der Wetterbedingung bestimmen. K_H bezeichnet das Verhältnis zwischen der effektiven auf die horizontale Ebene ankommenden Bestrahlung H_H und der extraterrestrischen Strahlung H_{ex} (in dieser Arbeit als Globalstrahlung EG bezeichnet).

$$K_H = \frac{H_H}{H_{ex}} = \frac{H_H}{EG} \quad (8.2.1.1)$$

Mit oben gegebener Formel kann die „tatsächliche“ Globalstrahlung ermittelt werden. Der Klarheitsgrad kann mit einem Zeitraum von einer Stunde, einem Tag oder einem Monat angegeben werden. In Europa schwankt K_H zwischen 0,25 (Mitteleuropa im Winter) und 0,75 (Südeuropa im Sommer); unter extremen Gewitterwolken sinkt K_H sogar auf 0,1 [12]. D.h. die in dieser Arbeit simulierter Solarstrahlung soll mit einem Mindestverlust von 25% rechnen.

Punkt 4: Direktstrahlungsfaktor R_B

Ähnlich wie der Klarheitsgrad K_H für die Globalstrahlung EG gibt es einen Direktstrahlungsfaktor R_B für die Direktstrahlung auf die Modulflächen E_{direkt} . Der ist von der geografischen Breite φ , den Anstellwinkel β und dem Azimutwinkel des Solarmoduls α_E abhängig. H_{GB} meint die tatsächlich auf die Modulflächen kommende Direktstrahlung.

$$R_B = \frac{H_{GB}}{E_{\text{direkt}}} \quad (8.2.1.2)$$

Die Berechnung für R_B ist sehr kompliziert, deswegen gibt es im Anhang von [12] Tabellen mit den Strahlungsdaten für verschiedenen Standorten, inklusive Angabe von φ , α_E und β ; β ist im Wert von 30° , 45° , 60° und 90° angegeben. Der genaue Rechnungsweg von R_B ist in [34] verfügbar [12].

Punkt 5: Abschattung

Die PV Anlage läuft kaum ohne Abschattung; eine Abschattung durch die Umgebung ist immer dabei, z. B. durch die Bäume, das nebenstehende Gebäude und einen vorbeifliegenden Vogel.

Dafür wird ein Winkelraster in den Kugelkoordinaten verwendet, sodass der direkte und diffuse Abschattungsgrad ermittelt werden kann [11]. Generell ist das Thema Abschattung eine spezifische Forschungsrichtung, die für die Erweiterung dieser Arbeit notwendig ist.

8.2.2. Modul Solarleistung

Die Leistung an nicht MPP Punkte und eine Auswahl der Solarzelle, können die tatsächlich erzeugte Solarleistung stark ändern.

Punkt 1: Leistung an nicht MPP Punkt

Das zweite Modul ist unter der Bedingung, dass die Leistung immer an dem MPP Punkt läuft, aufgebaut; deswegen spielt nur der Wirkungsgrad des ganzen Moduls η , die Dimension des Solarmoduls (Fläche der Solarzelle, Anzahl der Solarzellen und Solarmodulen) und die aus dem ersten Modul simulierte Solarstrahlung, eine Rolle.

In der Realität läuft die Leistung nicht immer an dem MPP und der Modulwirkungsgrad besteht aus vielen kleinen Einflussfaktoren, vor allem die Temperatureinflüsse; diese sind in Kapitel 4.1 Solarzelle erwähnt und teilweise genauer über die Parameter und deren Formel beschrieben, aber unter dem Umfang der Arbeit, können die Parameter für die Solarzelle hier nicht eingesetzt werden.

Punkt 2: Material der Solarzelle

Das Material der Solarzelle ist ein großes Thema, die als Erweiterungspunkt betrachtet werden. Die einzusetzenden Halbleiter, Photodiode und verschiedene Materialien für Solarzellen (z.B. aus Tabelle 3), können alle als einzelne Parameter betrachtet werden.

Zudem kann auch die Wirtschaftlichkeit in Zusammenhang mit deren Lebensdauer und Einsatzmöglichkeit berücksichtigt werden, mit dem der Benutzer des Modells ein optimales Solarmodul auswählen kann.

8.2.3. Modul Haushaltsleistung

Das Lastprofil vom Stromnetz Hamburg ist in diesem Modul benutzt; wie bei der Benutzung der Daten schon erwähnt, ist das ein Prognoseprofil für das Jahr 2017, in dem wir uns jetzt befinden.

Wenn wir dem Speicherstand im Akkumulator an bestimmten Standorten beobachten möchten, reicht das angewendete Lastprofil ganz und gar nicht aus. Wenn eine Familie in den Urlaub geht, könnte die Verbrauchslinie für eine Woche fast null geblieben sein; in manchen Haushalten wird am Wochenende viel gekocht und ferngesehen, während die anderen Familien mehr unter der Woche kochen.

Die Errichtung eines Lastprofils nach individuellem Haushalt, kann ein weiterer größerer Punkt für die Erweiterung des Modells sein.

8.2.4. Modul Akkumulator

Ein unbegrenzter Akkumulator ist in der Wirklichkeit nicht möglich; Hier wird der Anfangsplan dieser Arbeit erklärt und die Schwierigkeit begründet, weitere Perspektive für die weitere Arbeit wird ebenfalls gezeigt.

Punkt 1: Begrenzung der Speicherkapazität

Als einen wichtigen Punkt der Arbeit, konnte die Autorin leider unter diesem Punkt das erwartete Ziel nicht völlig erreichen.

Der anfängliche Plan war, dass durch Begrenzung der Speicherkapazität und nicht nutzbare Restenergie, den Ein- und Ausspeisungsverlauf des Akkumulators zu simulieren. Tagsüber soll die überschüssige Solarenergie in den Akkumulator eingespeist werden bis der Akku voll ist, danach wird die noch überschüssige Solarleistung in das Netz eingespeist. Wenn keine Erzeugung der Solarleistung stattfindet, soll zuerst die Energie aus dem Akkumulator geholt werden, bis er leer (die maximale nutzbare Energiegrenze des Akkus erreicht) ist, danach wird die Netzleistung benutzt. Abbildung 122 stellt den Energieverlauf vom Akku dar. E_{max} ist die

gesamte Kapazität des Akkus. E_{min} meint die maximale Entladetiefe eines Akkus, bis der die Lebensdauer eines Akkus nicht beschädigt werden kann. E_{frei} ist der freie Platz im Akku für die weitere Einspeisung und E_{belegt} ist die besetzte Energiemenge im Speicher.

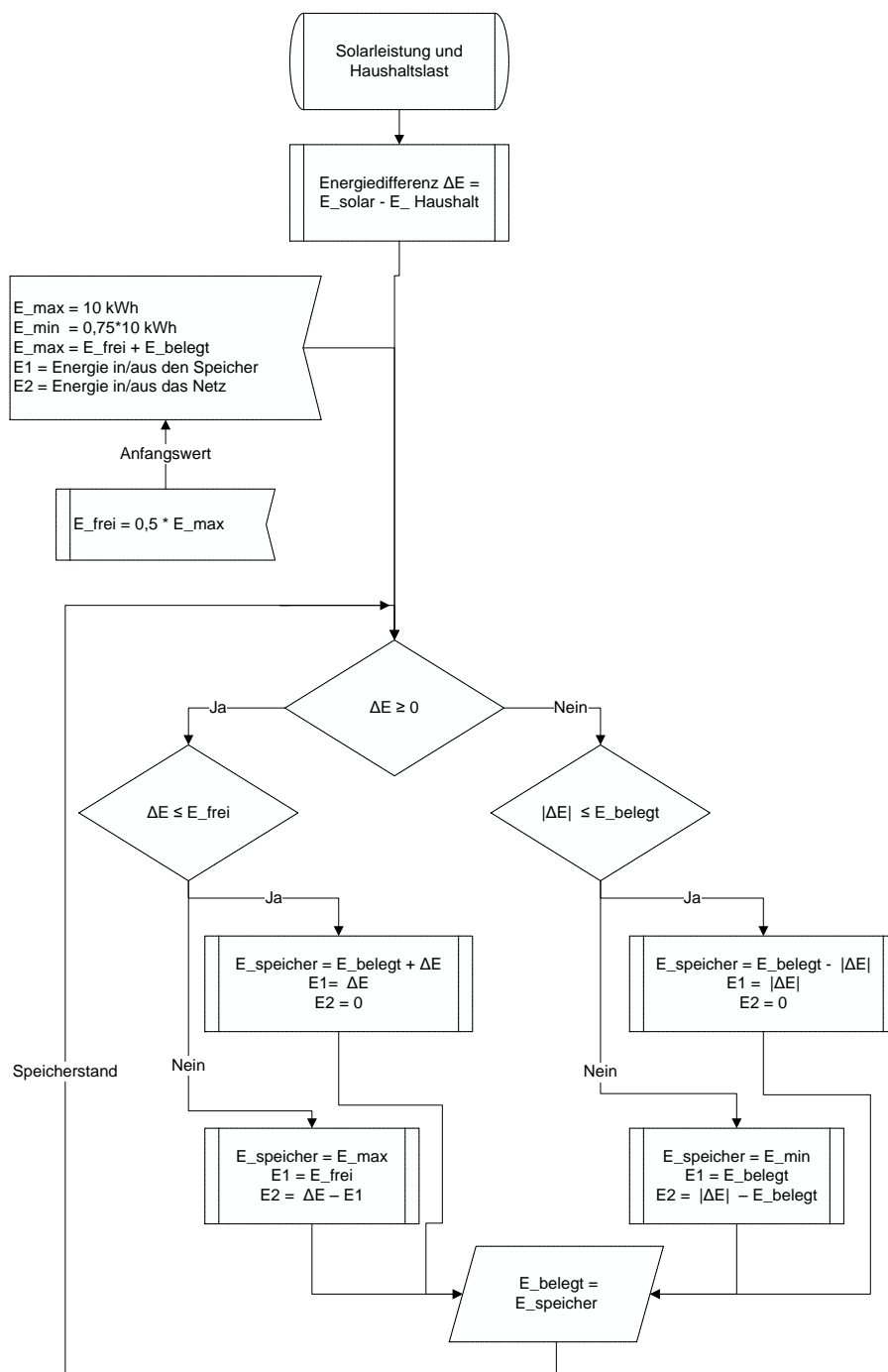


Abbildung 122. Flussdiagramm Stand des Akkumulators (eigene Darstellung)

Die Umsetzung der Reihenfolge von Nutzungsquellen, fordert einen Durchblick über den Energiestand des Akkumulators von jedem Simulationsschritt. Eine Umrechnung von Leistung zur Energie ist im Modul notwendig, weil die Differenz zwischen dem Solarstrom und Haushaltsverbrauchsstrom in der Form von Leistung [W] bezeichnet wird, während die Kapazität in dem Akkumulator immer als Energie [kW] beschrieben wird. Aus dem Akku bekommen wir

immer die summierte Arbeit in einem bestimmten Zeitraum, nämlich die Energie. Die Arbeit aus dem Netz wird wiederum als Leistung bezeichnet. Die Umkalkulierung zwischen Energie und Leistung erschwert die Darstellung, ob der Akku in dem letzten Simulationsschritt schon voll ist oder nicht.

Aufgrund des oben genannten Problems wird in diesem Modell der Akku als eine unendliche Quelle, genau wie das Netz funktioniert, dargestellt. So kann der erzeugte Solarstrom entweder direkt von dem Haushalt benutzt werden, oder er wird in dem Speicher eingespeist; umgekehrt wird der gefragte Haushaltsstrom beim Zeitpunkt ohne Solarstrahlung immer aus dem Akku gezogen, damit wird das Netz total durch den unbegrenzten Akkumulator ersetzt.

Punkt 2: Auswahl des Akkutyps

Aufgrund des erklärten Problems in Punkt 1, werden der Typ des Akkumulators und deren Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt. Dennoch ist die Auswahl des Akkus eine wichtige Perspektive, unter Berücksichtigung der Lebensdauer und Anschaffungskosten, den Nutzungsgrad des erzeugten Solarstroms zu zeigen. Dafür sind in Kapitel 6 der Aufbau und das Prinzip des Speichers und dessen Einsatzmöglichkeit schon vorgestellt. Die Überlegung des Typs des Akkumulators zeigt den Nutzungsgrad der Solarleistung, während die Berücksichtigung der Solarzellenarten den Nutzungsgrad der Sonnenstrahlung darstellen kann.

9. Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit war, den Aufbau eines Modells einer Photovoltaik-Anlage mit Akkumulator in Matlab-Simulink darzustellen.

Dafür wurde das ganze Modell in vier Module unterteilt. Diese sind Solarstrahlung, Solarleistung, Haushaltsverbrauch und Akkumulator. Der Benutzer kann durch Eingabe eines bestimmten Standorts und der Ausrichtung der Photovoltaik Anlage eine Prognose über die hergestellten Erträge und der gespeicherten Energie im Akkumulator im minütlichen oder stündlichen Zeitabschnitten bekommen.

Das Simulationsmodell wurde zuerst hinsichtlich der geografischen Lage von Hamburg und einer optimalen Ausrichtung der Solarflächen in Bezug auf die Sonnenstrahlung in Hamburg parametrisiert. Danach werden die Erträge der Solaranlage unter verschiedenen Anstellwinkel und Azimutwinkel simuliert, sodass wir feststellen können, dass die Leistung durch eine richtige Ausrichtung im Vergleich zu einer horizontalen Ebene, erhöht wird; die Richtigkeit der optimalen Winkel ist damit auch bestätigt. Anschließend wurde die Solarstrahlung von drei weiteren Standorten aus simuliert, sodass ein Vergleich des Sonnenangebots durchgeführt werden kann.

Modul Solarleistung und Modul Haushaltsverbrauch wurden mit vereinfachten Bedingungen dargestellt. Im Modul Solarleistung wird angenommen, dass die Photovoltaik Anlage immer am MPP (Maximum Power Point) arbeitet, sodass daraus eine maximale Leistung resultiert. Durch eine anpassende Dimensionierung bekommen wir die erzeugte Solarleistung.

Im Modul Haushaltsverbrauch ist das prognostizierte Lastprofil für Haushalte vom Stromnetz Hamburg genommen worden. Das Lastprofil richtet sich nach der Jahreszeit, dem typischen Tagesverbrauch, ein Unterschied zwischen den Wochentagen und das Wochenende ist ebenfalls berücksichtigt. Durch eine Berechnung der Leistungsdifferenz zwischen den Ausgängen von den beiden Modulen, kann der Speicherstand in dem folgenden Modul Akkumulator ermittelt werden.

Als Ausgang des ganzen Simulationsmodells wird die in den Akku ein- und auszuspeisende Energie dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Kapazität des Akkus unbegrenzt ist. Die Anfangsspeicherkapazität und die Wirkungsgrade des Akkumulators werden berücksichtigt.

Im Allgemeinen ist das Simulationsmodell mit vier Modulen komplett aufgebaut. Vom Sonnenhöhenwinkel zur Globalstrahlung und von der Solarleistung zur Differenzleistung, ein anschauliches Simulationsergebnis ist vorgelegen. Das Modul Akkumulator soll noch mit einer Begrenzung der Kapazität verbessert werden. Eine von Autorin geplante Validierung der simulierten Ergebnissen mit anderen PV Simulationsprogrammen wie z.B. PVsyst, ist wegen

Zeitbeschränkung leider nicht durchgeführt, jedoch durch die Simulation mit verschiedenen Variablen und einen Vergleich der Simulationsergebnissen mit der Literaturquelle, sowie den Aufbau eines Testmodells, soll die Durchführbarkeit dieses Modells ebenfalls bestätigt.

In dem letzten Kapitel der Arbeit wird einen Ausblick über die zu erweiternden Punkte gegeben, sodass das Modell in der darauffolgenden Arbeit verbessert und verfeinert werden kann.

Anhang

A. Ein- und Ausgänge sowie Parameter in Simulink

Alle Ein- und Ausgänge sowie Parameter in vier Modulen werden hier aufgelistet.

Modul 1. Solarstrahlung

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	<i>s</i>	<i>s</i>	aktuelle Simulationszeit [h]
Ausgänge	<i>EG</i>	E_G	horizontale Globalstrahlung [W/m^2]
	<i>E_direkt</i>	E_{Direkt}	horizontale direkte Strahlung [W/m^2]
	<i>E_diffus</i>	E_{Diffus}	horizontale diffuse Strahlung [W/m^2]
	<i>E_direkt_Sol</i>	E_{Direkt_Sol}	Direktstrahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
	<i>E_diffus_Sol</i>	E_{Diffus_Sol}	Diffusstrahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
	<i>E_reflekt_Sol</i>	$E_{Reflekt_Sol}$	reflektierte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
	<i>E_gesamt_Sol</i>	E_{gesamt_Sol}	aktuelle gesamte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m^2]
Parameter	<i>Zeitzone</i>	<i>Zeitzone</i>	Zeitzone [h]
	<i>lambda</i>	λ	geografische Länge [°]
	<i>phi</i>	φ	geografische Breitengrad [°]
	<i>Es</i>	<i>Es</i>	Solarkonstante [W/m^2]
	<i>alpha_E</i>	α_E	Azimut auf die geneigte Fläche [°]
	<i>beta</i>	β	Anstellwinkel [°]
	<i>ALB</i>	<i>Albetowert</i>	Reflexionsfaktor [-]
	<i>gamma_s</i> <i>Gesamtschwächung</i>	<i>Gesamtschwächung</i> (γ_s)	Kennlinie der Gesamtschwächung über der Sonnenhöhe γ_s
	<i>J</i>	J'	aktueller Umdrehungsgrad [°]
	<i>delta</i>	δ	Sonnendeklination [-]
	<i>WOZ</i>	<i>WOZ</i>	wahre Ortszeit [h]
	<i>Zgl</i>	<i>Zgl</i>	Zeitgleichung [min]

Verknüpfungen	<i>MOZ</i>	<i>MOZ</i>	mittlere Ortszeit [h/°]
	<i>LZ</i>	<i>LZ</i>	lokale Zeit [h]
	<i>w</i>	<i>w</i>	Stundenwinkel [°/h]
	<i>gamma_s</i>	γ_s	Sonnenhöhe [-]
	<i>alpha_s</i>	α_s	Sonnenazimut [-]
	<i>Gesamtschwächung</i>	<i>Gesamtschwächung</i>	Schwächungsgrad [%]
	K_t	K_t	Parameter für die Diffusstrahlung [-]
	<i>theta</i>	θ	Einfallswinkel [°]

Modul 2. Solarleistung

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	<i>E_{gesamt_Sol}</i>	<i>E_{gesamt_Sol}</i>	aktuelle gesamte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m ²]
Ausgänge	<i>P_{solar}</i>	<i>P_{solar}</i>	aktuelle Solarleistung auf den Solarflächen [W]
Parameter	<i>eta</i>	η	Wirkungsgrad der Solarzelle [%]
	<i>a</i>	<i>a</i>	Länge der Solarzelle [m]
	<i>b</i>	<i>b</i>	Breite der Solarzelle [m]
	<i>n_z</i>	<i>n_z</i>	Anzahl der Solarzelle [-]
	<i>n_m</i>	<i>n_m</i>	Anzahl der Solarmodule [-]
Verknüpfungen	<i>E_{gesamt_Sol}</i>	<i>E_{gesamt_Sol}</i>	aktuelle gesamte Strahlung auf die geneigte Fläche [W/m ²]
	<i>P_{solar}</i>	<i>P_{solar}</i>	aktuelle Solarleistung auf den Solarflächen [W]

Modul 3. Haushaltsleistung

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	<i>s</i>	<i>s</i>	aktuelle Simulationszeit[h]
Ausgänge	<i>P_{haushalt}</i>	<i>P_{haushalt}</i>	typische Haushaltsleistung [W]
Parameter	<i>Haushaltslastprofil</i>	<i>P_{haushalt}(s)</i>	Kennlinie des Haushaltsleistung über der aktuelle Simulationszeit [W]

Verknüpfungen	$P_{haushalt}$	$P_{haushalt}$	typische Haushaltsleistung [W]
----------------------	----------------	----------------	--------------------------------

Modul 4. Akkumulator

	Name im Modell	Formelzeichen	Inhalt
Eingänge	$P_{haushalt}$	$P_{haushalt}$	aktuelle Haushaltsleistung [W]
	P_{solar}	P_{solar}	aktuelle hergestellte Solarleistung [W]
Ausgänge	W_{gesamt}	W	aktuelle gesamte Differenzialenergie [Wh]
Parameter	$eta_{speicher_ein}$	η_{ein}	Wirkungsgrad in dem Speicher [-]
	$eta_{speicher_aus}$	η_{aus}	Wirkungsgrad aus dem Speicher [-]
	$W_{speicher_anfang}$	W_0	Anfangskapazität des Speichers [Wh]
Verknüpfungen	$P_{differenzial_0}$	P_0	Anfangsdifferenzialleistung [W]
	$P_{differenzial_positiv}$	P_+	aktuelle positive Differenzialleistung [W]
	$P_{differenzial_negativ}$	P_-	aktuelle negative Differenzialleistung [W]
	$W_{differenzial_positiv}$	W_+	aktuelle positive Differenzialenergie [Wh]
	$W_{differenzial_negativ}$	W_-	aktuelle negative Differenzialenergie [Wh]
	$P_{differenzial}$	P	aktuelle Differenzialleistung [W]

B. Matlab Daten

Das Dokument generiert aus dem Publisher von Matlab.

Modellierung einer Photovoltaik-Anlage mit Akkumulatoren

Modul_1 Solarstrahlung

Modul_2 Solarleistung

Modul_3 Haushaltsverbrauch

Modul_4 Akkumulator

Eingangssignal

s Einheit Stunde [h]

Simulationsparameter

sstart Simulationsstartzeit

szeit Simulationsendzeit

tstep Stepsize für Simulation mit konstanter Schrittweite

```
% Benutzer definierte Parameter in Modul_1
%         beta           Anstellwinkel
%         ALB           Albeto Wert für die Diffusstrahlung
%         alpha_E       Azimut der Solarfläche
%         Zeitzone      Weltweite einheitliche Zeitzone
%         lambda        Längengrad
%         phi           Breitengrad
%         Schwaechung    Schwächungsgrad der Globalstrahlung
%
% Benutzer definierte Parameter in Modul_2
%         eta           Wirkungsgrad der Solarmodule
%         n_z           Anzahl der Solarzelle
%         n_m           Anzahl der Solarmodule
%         a             Länge der einzelne Solarzelle
%         b             Breite der einzelne Solarzelle
%
% Benutzer definierte Parameter in Modul_3
%         P_haus        typische Haushaltsverbrauchsleistung
%
% Benutzer definierte Parameter in Modul_4
%         eta_speicher_ein  Wirkungsgrad in den Speicher
%         eta_speicher_aus  Wirkungsgrad aus den Speicher
%         W_speicher_anfang  Anfangswert des Speichers
%
% Datum: 04.01.2017
```

Simulink Parameterblock Parameter durchreichen

```
tstep      = 0.001;           % wenn szeit = 24, tstep = 0.001
sstart     = 0;               %      szeit = 8760, tstep = 0.1;
szeit      = 24;             % wenn sstart = 0, Beginn: 01.Januar
                                %      sstart = 4344, Beginn: 01.Juli
```

M1--Solarstrahlung

```
% Solarkonstante
Es          = 1367;           % W/m2

% Albetowert eingeben als 0.2
ALB         = 0.2;

% Interpolation des Schwächungsgrads von der Globalstrahlung
gamma_s     = [-1  0  5*pi/180  10*pi/180  30*pi/180  60*pi/180
90*pi/180]; % °
schwaechung = [ 0  0  1-0.794  1-0.686  1-0.439  1-0.311  1-
0.279]; % [-]

% Anstellwinkel eingeben
beta        = pi/6;           % 30°
beta1       = 0;              % 0°
beta2       = pi/3;           % 60°
beta3       = pi/2;           % 90°

% Azimutwinkel der Solarfläche
alpha_E     = pi/18;           % 10°
alpha_E1    = pi/3;           % 60°
alpha_E2    = pi/2;           % 90°
alpha_E3    = pi;             % 180°

% Geografische Breitengrad phi von Hamburg
phi         = 54*pi/180;       % 54° Hamburg
phi1        = 31*pi/180;       % 31° Shanghai
phi2        = 41*pi/180;       % 41° New York
phi3        = 14*pi/180;       % 14° Samoainseln

% Geografische Länge lambda von Hamburg
lambda      = 10 *pi/180;       % 10° Hamburg
lambda1     = 122*pi/180;       % 122° Shanghai
lambda2     = 73 *pi/180;       % 73° New York
lambda3     = 171*pi/180;       % 171° Samoainseln

%Zeitzone von Hamburg Zeitzone ist +2h (Sommerzeit)
Zeitzone    = +2;              % +2h Hamburg
Zeitzone1   = +8;              % +8h Shanghai
Zeitzone2   = -4;              % -4h New York
Zeitzone3   = +14;             % +14h Samoainseln
```

M2--Solarleistung

```

% Wirkungsgrad der Solarmodule
eta      = 0.163;          % [-]

% Solarzellenfläche A = n_m * n_z * a * b
n_z      = 72;            % 72 Solarzellen pro Solarmodul
n_m      = 30;            % 30 Solarmodule
a        = 1;             % Länge der Solarzelle a ist 1 [m]
b        = 1;             % Breite der Solarzelle b ist 1 [m]

% variable Solarfläche A1 = n_m1 * n_z1 * a1 * b1
n_z1     = 72;            % 72 Solarzellen pro Solarmodul
n_m1     = 15;            % 15 Solarmodule
a1       = 1;             % Länge der Solarzelle a ist 1 [m]
b1       = 1;             % Breite der Solarzelle b ist 1 [m]

```

M3--Haushaltsverbrauch

```

s        = (0:1/4:24*365-0.25);          %[h]
P_haus   = 1000*(xlsread('SLP_H0_2017','D2:D35041')); %[W]

```

M4--Akkumulator-Test

```

eta_speicher_ein_1    = 1;          % Wirkungsgrad in den Speicher [-]
eta_speicher_aus_1    = 1;          % Wirkungsgrad aus den Speicher [-]
W_speicher_anfang_0   = 0;          % Anfangskapazität des Speichers [Wh]
W_speicher_anfang_500 = 500;        % Anfangskapazität des Speichers [Wh]

```

M4--Akkumulator-1

```

eta_speicher_ein      = 0.95;        % Wirkungsgrad in den Speicher [-]
eta_speicher_aus      = 0.75;        % Wirkungsgrad aus den Speicher [-]
W_speicher_anfang     = 5000;        % Anfangskapazität des Speichers [Wh]

```

M4--Akkumulator-2

```

W_min      = 10000*0.25; % max. Entladetiefe [Wh]
W_max      = 10000;      % maximale Speicherkapazität [Wh]

```

Literaturverzeichnis

- [1] International Energy Agency, "Technology Roadmap-Solar Photovoltaic Energy," International Energy Agency, Paris, 2014.
- [2] Stiftung Weltbevölkerung, "Stiftung Weltbevölkerung," 23 12 2015. [Online]. Available: <http://www.weltbevoelkerung.de/aktuelles/details/show/details/news/zum-jahreswechsel-leben-7391068000-menschen-auf-der-erde.html>. [Accessed 23 07 2016].
- [3] International Energy Agency (2016), "Tracking Clean Energy Progress," OECD/IEA, Paris, 2016.
- [4] V. Quaschnig, "Erneuerbare-Energien-und-Klimaschutz.de," 01 02 2016. [Online]. Available: <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/index.php>. [Accessed 23 07 2016].
- [5] K. Mertens, Photovoltaik- Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, München: Carl Hanser Verlag, 2015.
- [6] B. Burger, "Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2015," 13 01 2016. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/folien-stromerzeugung-aus-solar-und-windenergie-im-jahr-2015.pdf>. [Accessed 24 07 2016].
- [7] Bundesgesetz, "Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)," 07 12 1990. [Online]. Available: <http://www.loy-energie.de/gesetze/stromneu.htm>. [Accessed 24 07 2016].
- [8] IWR Online, "IWR: Photovoltaik: Was kommt nach Ende des Vergütungs-Zeitraums?," 21 07 2016. [Online]. Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=31711>. [Accessed 24 07 2016].
- [9] S. Nowak, "PV Systems: Developments and Issues," IEA Workshop, Paris, 2014.
- [10] M. Ziegler, "PV-Installateure maßgeblich für Markenentscheidung — Neue Studie zum Photovoltaikmarkt in Deutschland," Apel + Hoyer, Fotovoltaikzentrum, München, 2011.
- [11] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, München: Carl Hanser Verlag, 2015.
- [12] H. Häberlin, Photovoltaik-Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, VDE Verlag, 2010.
- [13] W. B. J. D. T.Rendl, "Diffuse Fraction Correlations," 12 1990. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/223731821_Diffuse_Fraction_Correlations. [Accessed 21 11 2016].
- [14] Zeitzone.de, "www.zeitzone.de," [Online]. Available: <http://www.zeitzonen.de/>. [Accessed 12 08 2016].
- [15] Wikipedia, "Mittleuropäische Zeit," Wikipedia, 26 06 2016. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Mittleurop%C3%A4ische_Zeit. [Accessed 12 08 2016].
- [16] S. V. Viktor Wesselak, Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird, Nordhausen: Springer Verlag, 2016.

- [17] VDI, DIN 4710-Meteorologische Grundlagen für die Technische Gebäudeausrüstung, 2015.
- [18] DRAKER, "ISO-9060 Standard & Pyranometer Measurement Accuracy," AWS TruePower, 2012.
- [19] Kipp und Zonen, "SHP1 Pyrheliometer," Kipp und Zonen, 15 08 2016. [Online]. Available: <http://www.kippzonen.com/Product/204/SHP1-Pyrheliometer#.V7HEaLvr3mK>. [Accessed 15 08 2016].
- [20] Arbeitsgruppe regenerative Energiesysteme (PRE), Uni Oldenburg, Handbuch zu INSEL, 1994.
- [21] Wolf.M, G. Noel and R. Stirn, Investigation of the Double Exponential in the Current Voltage Characteristics of Silicon Solar Cells, IEEE, 1977.
- [22] Stromnetz Hamburg, "Zählverfahren," 19 09 2014. [Online]. Available: <https://www.stromnetz.hamburg/netznutzung/zaehlverfahren/>. [Accessed 23 10 2016].
- [23] DIN_Norm 43539-4, "Blei-Akkumulatoren; Prüfungen, Ortsfeste Zellen und Batterien," 1984.
- [24] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Leitfaden Photovoltaische Anlagen, Berlin: DGS Berlin, 2013.
- [25] SMA Solar Technology, "SMA Smart Home Planungsleitfaden," 2014-2016. [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/1353/SI-HoMan-PL-de-45.pdf>. [Accessed 07 01 2017].
- [26] Photovoltaik Web, "Vergütung für den erzeugten Solarstrom," Photovoltaik Web, 01 03 2016. [Online]. Available: <https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/finanzierung/einspeiseverguetung-2013>. [Accessed 01 07 2017].
- [27] Hamburg.de, "Stromkosten Vergleich," Vattenfall Europe Sales, 01 2017. [Online]. Available: <http://www.hamburg.de/strompreise/>. [Accessed 01 2017].
- [28] Mathworks, "SIMULINK," 2016. [Online]. Available: <https://de.mathworks.com/products/simulink/features.html#modelle-erstellen>. [Accessed 26 12 2016].
- [29] G. Dietze, Einführung in die Optik der Atmosphäre, Leipzig: Akademische Verlagsgesellschaft Geest & Portig, 1957.
- [30] TÜV Rheinland, Atlas über die Sonnenstrahlung in Europa, Rheinland: TÜV Verlag, 1984.
- [31] R. Schulze, Strahlenklima der Erde, Darmstadt: Steinkoff, 1970.
- [32] A. Wagner, Photovoltaik Engineering, Dortmund: Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2015.
- [33] Time and date, "Time and date," Time and date AS, 01 01 2017. [Online]. Available: <https://www.timeanddate.de/stadt/zeitzone>. [Accessed 01 01 2017].
- [34] E. S. S. K. J. Remund, Meteornorm (1995)-Meteorologische Grundlagen für die Sonnenenergienutzung, Bern: Bundesamt für Energiewirtschaft, 1995.

[35] ISO 9060, "ISO 9060 Pyranometer Classification," ISO.

[36] R. Schulze, Strahlenklima der Erde, Darmstadt: Steinkoff, 1970.

[37] laengengrad-breitengrad.de, "Längengrad, Breitengrad, GPS-Koordinaten von Hamburg," <https://www.laengengrad-breitengrad.de/>, [Online]. Available: <https://www.laengengrad-breitengrad.de/gps-koordinaten-von-hamburg>. [Accessed 06 10 2016].

[38] SMA, "SMA Homesystems," SMA, 31 12 2016. [Online]. Available: <http://www.sma.de/en/home-systems/overview.html>. [Accessed 31 12 2016].