

---

# **BACHELORARBEIT**

---

Herr  
**Julian Knipping**

**Matrikel-Nummer: 54655**

**Auslegungsstudie eines Ost-  
West Solarparks: Eine Ana-  
lyse der Ertragsprognose un-  
terschiedlicher Wechselrich-  
ter und Solarmodule**

Mittweida, 2023



# **BACHELORARBEIT**

---

## **Auslegungsstudie eines Ost- West Solarparks: Eine Analyse der Ertrags- prognose unterschiedlicher Wechselrichter und Solarmodule**

Autor:

**Herr Julian Knipping**

Studiengang:

**Elektrotechnik - Automation**

Seminargruppe:

**EA20wM-B**

Erstprüfer:

**Herr Prof. Dr. -Ing. Lutz Rauchfuß**

Zweitprüfer:

**Herr M.Sc. Jan Roloff**

Einreichung:

**Mittweida, 29.11.2023**

Verteidigung/Bewertung:

**Mittweida, 2023**

# **BACHELOR THESIS**

---

## **Design study of an East-West solar park: An analysis of the yield fore- cast of different inverters and solar modules**

author:

**Mr.**

**Julian Knipping**

course of studies:

**Electrical engineering - Automation**

seminar group:

**EA20wM-B**

first examiner:

**Mr. Prof. Dr. -Ing. Lutz Rauchfuß**

second examiner:

**Mr. M.Sc. Jan Roloff**

submission:

**Mittweida, 29.11.2023**

defence/ evaluation:

**Mittweida, 2023**

## **Bibliografische Beschreibung:**

Knipping, Julian:

Auslegungsstudie eines Ost-West-Solarparks: Eine Analyse der Ertragsprognose unterschiedlicher Wechselrichter und Solarmodule – 2023. – 12, 60, 20 S. Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Bachelorarbeit, 2023

## **Referat:**

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Planung von drei Solarparks. Dabei werden unterschiedliche Wechselrichter verwendet. Die Planung erfolgt über AutoCAD und PVcase. Die spezifischen Eigenschaften hinsichtlich der Über- und Unterdimensionierung der Wechselrichter werden technisch und wirtschaftlich betrachtet. Darüber hinaus werden zwei Verschaltungsvarianten vorgestellt und auf ihren jährlichen Ertrag geprüft. Abschließend erfolgten die Auswertung und Beurteilung der drei Systemkonfigurationen.

## **Vorwort**

Die vorliegende Bachelorarbeit wurde im Wintersemester 2023/2024 in der Abteilung Engineering und Project Execution im Utility Scale in der Firma Iqony Solar Energy Solutions GmbH angefertigt.

Mein aufrichtiger Dank gilt Michael Dotzer, der meine Bachelorarbeit betreut und mich fachlich während der gesamten Bearbeitung unterstützt hat. Seine wertvollen Ratschläge und Anregungen haben maßgeblich zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen.

Desweiteren möchte ich mich bei Johannes Rebstock für die fachlichen Unterstützung bedanken.

Ein besonderer Dank geht auch an alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Firma, die stets ein offenes Ohr für meine Fragen hatten und mit ihrem Wissen weitergeholfen haben.

Seitens der Hochschule möchte ich meinem Betreuer Herrn Prof. Dr. -Ing. Lutz Rauchfuß herzlich für sein konstruktives Feedback und seine Unterstützung danken.

Iqony Solar Energy Solutions GmbH  
Carl-Zeiss-Str. 4  
D-97076 Würzburg

Tel.: 0049 (0)931/25064-0  
www.sens-energy.com



## Aufgabenstellung - Bachelorarbeit

Firma: Iqony Solar Energy Solutions GmbH  
Betreuer: Michael Dotzer

Student: Julian Knipping

### Thema:

Auslegungsstudie eines Ost-West-Solarparks: Eine Analyse der Ertragsprognose unterschiedlicher Wechselrichter und Solarmodule

Im Rahmen der Bachelorarbeit soll über AutoCAD 2023 und dem Add-In PVcase drei Ost-West Solarparks geplant werden. Die spezifischen Eigenschaften hinsichtlich der Über- und Unterdimensionierung der Wechselrichter sollen technisch und wirtschaftlich analysiert werden.

Darüber hinaus sollen zwei Verschaltungsvarianten der Wechselrichter auf ihren Jahresertrag verglichen werden. Die Untersuchungen werden mit der Simulationssoftware PVsyst simuliert und anschließend ausgewertet.

### Arbeitspakete:

- Analyse der Solarmodule und Wechselrichter
- Prüfen der Verschaltungsvarianten
- Technische und wirtschaftliche Betrachtung der Wechselrichter
- Planen der Anlage mit Kabelverlustberechnung

Würzburg den 27.11.2023

Betreuer: *i.V. M. Dotzer*

# Inhalt

<b>Inhalt</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis und Symbolverzeichnis</b>	<b>VI</b>
<b>0 Übersicht</b>	<b>1</b>
<b>0.1 Veranlassung</b>	<b>1</b>
<b>0.2 Zielstellung</b>	<b>1</b>
<b>0.3 Vorstellung des Unternehmens</b>	<b>2</b>
<b>0.4 Kapitelübersicht</b>	<b>2</b>
<b>1 Grundlagen</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Die Globalstrahlung</b>	<b>3</b>
<b>1.2 Aufbau einer Freiflächenanlage</b>	<b>5</b>
1.2.1 Struktur und Betriebsprinzip eines Solarmodul	5
1.2.2 Ersatzschaltbild und Kennlinienverläufe eines Solarmoduls	7
1.2.3 Wirkungsgrad eines Solarmoduls und Temperaturabhängigkeit	12
1.2.4 Technologien Solarmodule	13
<b>1.3 Wechselrichter für Freiflächenanlagen</b>	<b>14</b>
1.3.1 Aufbau und Umwandlung	18
1.3.2 Anlagensysteme	20
<b>1.4 Verkabelung der Module</b>	<b>22</b>
<b>1.5 Anlagenausrichtung und Neigung</b>	<b>23</b>
<b>2 Vorstellung der Wechselrichter und Module</b>	<b>25</b>
<b>2.1 Solarmodule</b>	<b>25</b>
2.1.1 Tabellarischer Vergleich der Module	25
<b>2.2 Wechselrichter</b>	<b>27</b>
<b>3 Vorstellung der Planungssoftware</b>	<b>29</b>
<b>3.1 Ertragssimulationssoftware PVsyst</b>	<b>29</b>
<b>3.2 AutoCAD und PVcase</b>	<b>30</b>



<b>4</b>	<b>Vorüberlegungen und Anlagenplanung .....</b>	<b>31</b>
<b>4.1</b>	<b>Verschaltungsanalyse .....</b>	<b>31</b>
<b>4.2</b>	<b>Modulauswahl .....</b>	<b>32</b>
<b>4.3</b>	<b>Modulbelegungsplan der Anlage .....</b>	<b>34</b>
<b>4.4</b>	<b>Verschaltung der Solarmodule.....</b>	<b>37</b>
4.4.1	Wechselrichterauslegung Sungrow .....	37
4.4.2	Auswertung der PVsyst Ergebnisse .....	42
4.4.3	Leistungsreduzierkurve der Wechselrichter.....	44
4.4.4	Wechselrichterdimensionierung.....	45
<b>5</b>	<b>Planung der Anlage .....</b>	<b>49</b>
<b>5.1</b>	<b>Gegenüberstellung der Solarparks .....</b>	<b>52</b>
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>57</b>
<b>7</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>59</b>
	<b>Literatur .....</b>	<b>61</b>
	<b>Anhang .....</b>	<b>63</b>
	<b>Anhang 1: Datenblatt HiKu6 Mono PERC .....</b>	<b>A-I</b>
	<b>Anhang 2: Datenblatt Trina TSM-DEG19C.20 .....</b>	<b>A-III</b>
	<b>Anhang 3: Datenblatt Huawei SUN2000-215KTL-H0.....</b>	<b>A-V</b>
	<b>Anhang 4: Datenblatt Sungrow SG250HX .....</b>	<b>A-VII</b>
	<b>Anhang 5: Datenblatt SMA Highpower SHP 180-21.....</b>	<b>A-IX</b>
	<b>Anhang 6: DWG – Sungrow .....</b>	<b>A-XI</b>
	<b>Anhang 7: DWG – SMA.....</b>	<b>A-XII</b>
	<b>Anhang 8: DWG – Huawei .....</b>	<b>A-XIII</b>
	<b>Anhang 9: PVSyst Simulationsbericht Sungrow 48 WR .....</b>	<b>A-XIV</b>
	<b>Selbstständigkeitserklärung</b>	

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Innerer Photoeffekt .....	5
Abbildung 2: Funktionsprinzip einer Solarzelle.....	6
Abbildung 3: Ersatzschaltbild Zweiodiodenmodell.....	7
Abbildung 4: Vierquadrantenmodell Solarzellenkennlinie.....	8
Abbildung 5: I/U Kennlinie und P/U – Kennlinie.....	9
Abbildung 6: Reihenschaltung von Solarzellen.....	10
Abbildung 7: Teilverschattung einer Zelle bei Reihenschaltung .....	11
Abbildung 8: Kennlinienverläufe mit und ohne Bypassdioden .....	11
Abbildung 9: I/U – Kennlinie in Abhängigkeit der Temperatur .....	12
Abbildung 10: Vollzellen- und Halbzellensolarmodul .....	13
Abbildung 11: Bifazial Technologie.....	14
Abbildung 12: Teil – und Vollastverhalten Wechselrichter.....	15
Abbildung 13: Schaltbild des Tiefsetzsteller .....	16
Abbildung 14: Schaltbild des Hochsetzsteller .....	17
Abbildung 15: Phasenverlauf einer Wechselspannung .....	18
Abbildung 16: Schaltbild einer Sechsbübrückenschaltung .....	19
Abbildung 17: zentrale Anlage ohne Trafostation .....	20
Abbildung 18: dezentrale Anlage ohne Trafostation .....	21
Abbildung 19: Trafostation 3150 kVA .....	22
Abbildung 20: NS - Seite.....	22

Abbildung 21: Verschaltungsarten .....	23
Abbildung 22: Vergleich einer horizontalen Fläche mit einer geneigten .....	24
Abbildung 23: Trina Solarmodul mit 110 Zellen .....	26
Abbildung 24: Tischkonfiguration PVcase – Aufbau Solarpark.....	35
Abbildung 25: Tischkonfiguration PVcase - Mustertisch.....	35
Abbildung 26: Modulbelegungsplan.....	36
Abbildung 27: Wechselrichter MPP – DC-Eingangsseite .....	37
Abbildung 28: Leistungsverteilung auf Ausrichtung .....	38
Abbildung 29: Nahverschattung und elektrische Verschattung am Morgen (21.12).....	40
Abbildung 30: Leistungsverteilung auf Eingänge.....	41
Abbildung 31: Verschaltungsartanalyse.....	43
Abbildung 32: Wechselrichterverluste SMA.....	46
Abbildung 33: Wechselrichterdimensionierung SMA .....	46
Abbildung 34: Aufbau der WR und GAK (Bildauszug aus einem anderen Projekt).....	50
Abbildung 35: SMA – Konfiguration mit WR (6 WR pro Tisch) und GAK (2 GAK pro Tisch) .....	50
Abbildung 36: Sungrow – Konfiguration (Südteil mit drei Trafostationen und Kabelgräben) .....	51
Abbildung 37: Aufbau einer Ost-West- Anlage mit Trafostation (Bildauszug aus einem anderen Projekt) .....	51

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der Solarmodule .....	25
Tabelle 2: Vergleich Wechselrichter .....	27
Tabelle 3: Auswertung der Solarmodule .....	34
Tabelle 4: Konfiguration Ausrichtung mit 48 WR .....	38
Tabelle 5: Leistungsverteilung auf Ausrichtung - 30 WR .....	39
Tabelle 6: Leistungsverteilung auf Ausrichtung - 18 WR, Konfiguration 1 .....	40
Tabelle 7: Leistungsverteilung auf Ausrichtung - 18 WR, Konfiguration 2 .....	41
Tabelle 8: Verschaltungsart - Auswertung mit 46 WR .....	42
Tabelle 9: Verschaltungsart - Auswertung mit 48 WR .....	42
Tabelle 10: Verschaltungsart - Auswertung mit 52 WR .....	42
Tabelle 11: Auswirkung Umgebungstemperatur auf WR und Solarmodule .....	44
Tabelle 12: Auswertung der PVsyst-Berichte SMA .....	45
Tabelle 13: Auswertung - wirtschaftliche Betrachtung SMA .....	48
Tabelle 14: Gegenüberstellung der Systemkonfigurationen .....	52
Tabelle 15: Anlagen Verschaltung SMA .....	52
Tabelle 16: Anlagen Verschaltung Sungrow .....	53
Tabelle 17: Anlagen Verschaltung Huawei .....	53
Tabelle 18: Kabelverlustberechnung Sungrow .....	56
Tabelle 19: Kabelverlustberechnung Huawei .....	56
Tabelle 20: Kabelverlustberechnung SMA .....	56
Tabelle 21: Auswertung der Systemkonfiguration .....	57

# Abkürzungsverzeichnis und Symbolverzeichnis

## Abkürzungen

<b>AC</b>	Alternating Current
<b>AG</b>	Aktiengesellschaft
<b>AM</b>	Air Mass
<b>CAD</b>	Computer Aided Design
<b>CSI</b>	Canadian Solar Industry
<b>DC</b>	Direct Current
<b>DIN</b>	Deutschen Instituts für Normung
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EMV</b>	Elektro Magnetische Verträglichkeit
<b>GAK</b>	Generatoranschlusskasten
<b>GmbH</b>	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Comission
<b>IGBT</b>	Insulated Gate Bipolar Transistoren
<b>MOSFET</b>	Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistoren
<b>MPP</b>	Maximum Power Point
<b>PAN</b>	Panneau solaire
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>SM</b>	mehrdrähtiger Sektorleiter
<b>STC</b>	Standardtestbedingungen
<b>STEAG</b>	Steinkohlen-Elektrizität Aktiengesellschaft
<b>UV</b>	Ultraviolettstrahlung
<b>US</b>	Utility Scale
<b>VDE</b>	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
<b>WR</b>	Wechselrichter

## Symbole

<b>a</b>	Tastgrad
<b>A</b>	Zellfläche
<b>C°</b>	Umgebungstemperatur in Grad
<b>DC/AC – Verhältnis</b>	Verhältnis zwischen der DC-Leistung und der AC-Leistung
<b>dV</b>	Verlustspannung
<b>E<sub>0</sub></b>	Solarkonstante
<b>E<sub>G, hor</sub></b>	globale Bestrahlungsstärke
<b>I<sub>MPP</sub></b>	Strom Maximum Powerpoint
<b>I<sub>d</sub></b>	Diffusionsstrom
<b>IK</b>	Kurzschlussstrom
<b>I<sub>ph</sub></b>	Photostrom
<b>I<sub>r</sub></b>	Rekombinationsstrom
<b>p</b>	maximale AC – Leistung Wechselrichter
<b>P</b>	Wirkleistung
<b>P<sub>loss</sub></b>	Verlustleistung
<b>P<sub>Mpp</sub></b>	elektrische Leistung Maximum Power Point
<b>P<sub>Opt</sub></b>	Optische Leistung
<b>Q</b>	Blindleistung
<b>R</b>	Effektivwiderstand eines Leiters
<b>S</b>	Scheinleistung
<b>T</b>	Periodendauer
<b>T<sub>a</sub></b>	Auschaltdauer
<b>T<sub>min</sub></b>	Mindesttemperatur
<b>U<sub>LLmax</sub></b>	maximale Leerlaufspannung
<b>U<sub>LL</sub></b>	Leerlaufspannung
<b>U<sub>MPP</sub></b>	Zellspannung Maximum Power Point
<b>W</b>	Energiezustand / Arbeit
<b>α<sub>1</sub></b>	Leerlaufkoeffizienten
<b>α<sub>s</sub></b>	Sonnenazimut
<b>ρ</b>	Reflexionsgrad
<b>τ</b>	Transmissionsgrad
<b>φ</b>	Phasenwinkel

# 0 Übersicht

Im einleitenden Kapitel werden die Motivation und die Zielstellung dieser Bachelorarbeit besprochen. Im Anschluss erfolgt ein kurzer Überblick zu den einzelnen Kapiteln dieser Arbeit.

## 0.1 Veranlassung

Im Rahmen meiner Studiausbildung an der Hochschule Mittweida absolvierte ich ein Praktikum im Unternehmen Iqony Solar Energy Solution GmbH, während dessen die Idee für die Bachelorarbeit entstand.

Die technische Umsetzung eines Solarparks ist geprägt von der Vielzahl der zur Auswahl stehenden Hersteller und Technologien. Weiterhin gilt es, die Verfügbarkeit insbesondere der Solarmodule und Wechselrichter in größeren Mengen zu berücksichtigen. Diese Einflussfaktoren brachten mich auf die Idee, drei geeignete Wechselrichterhersteller zu vergleichen, welche mir von meinem Betreuer, Michael Dotzer vorgegeben wurde. Bei der Gestaltung einer Freiflächenanlage gibt es verschiedene Möglichkeiten in Hinblick auf die Optimierung eines verlustarmen Systems. Eine davon, ist die Dimensionierung und Verschaltung der Wechselrichter, welche genauer betrachtet wird.

In der heutigen Zeit entwickeln die Hersteller kontinuierlich neue Technologien, welche Dienstleistungsunternehmen wie die SENS GmbH ständig mit neuen konzeptionellen Möglichkeiten für ein effizientes System auf der Freifläche versorgt. Diese gilt es, fortlaufend zu vergleichen, um Vor- und Nachteile jedes Systems besser zu verstehen und für den Kunden die effizienteste und wirtschaftlichste Lösung bieten zu können.

## 0.2 Zielstellung

Ziel der Arbeit ist es, einen technischen Vergleich zwischen drei Stringwechselrichtern und Solarmodulen auszuarbeiten, um anschließend einen objektiven Blick auf die Systemkonfiguration zu erhalten. Bei der Auswahl der Systemkonfigurationen wird der wirtschaftliche Teil aufgrund praxisnaher Planung berücksichtigt.

Weiterhin ist das Ziel dieser wissenschaftlichen Untersuchung, mithilfe einer Simulationsoftware zwei Verschaltungsvarianten der Wechselrichter auf einer Ost-West-Anlage zu prüfen. Durch die Software können verschiedene Szenarien und Parameter geprüft werden,

womit sich nach einer Auswertung theoretische Rückschlüsse auf die Ergebnisstruktur ziehen lassen.

Es wird vermutet, dass die Standorteigenschaften einen maßgeblichen Einfluss auf die Wahl der Systemkonfiguration des Solarparks haben.

### 0.3 Vorstellung des Unternehmens

Die Iqony Solar Energy Solutions GmbH wurde im Juli 2019 von der STEAG Energy Services GmbH übernommen und trägt seitdem den Firmennamen Solar Energy Solutions. Die STEAG Energy Services ist wiederum eine Tochtergesellschaft der Steinkohlen-Elektrizität AG (STEAG) mit Hauptsitz in Essen und ist somit Teil einer der größten Stromerzeuger in Deutschland. 2023 benannte die STEAG ihren grünen Ableger um in Iqony, was für Individuell, Intelligent, Qualität, Aktiv und Energy steht.

Die SENS ist ein Dienstleistungsunternehmen, welches in vielen Ländern im Bereich der regenerativen Energien agiert. Die Dienstleistungen umfassen die Entwicklung und Errichtung von großen Flächen-photovoltaik-Anlagen (Utility Scale), ganzheitliche Energielösungen für Industrie und Gewerbe (Commercial & Industrial) und die Wartung von Aufdachanlagen (Energy Services)

Der Hauptsitz der Iqony Solar Energy Solutions befindet sich in Würzburg. Nennenswert ist auch die Tochtergesellschaft des Unternehmens SENS. Die Optenda GmbH mit dem Standort in Stuttgart bietet Dienstleistungen für Energiemanagement und Energieberatung. International ist die SENS auch noch mit weiteren Niederlassungen vertreten.

### 0.4 Kapitelübersicht

Die Bachelorarbeit besteht aus sieben Kapiteln.

Zu Beginn der Arbeit werden die Grundlagen der Photovoltaiktechnik, die Grundlagen für die Errichtung einer Freiflächenanlage, die Verkabelung der Module und die Anlagenausrichtung und Neigung im **Kapitel 1** erläutert. Anschließend folgt im **Kapitel 2** die Vorstellung und Datenblattanalyse der drei Wechselrichter und die Vorstellung der Solarmodule.

Im **Kapitel 3** werden die verwendeten Programme vorgestellt und im **Kapitel 4** Vorüberlegungen und Anlagenplanung der drei Solarparks ausführlich erläutert.

Hinterher wird im **Kapitel 5** die auf Basis der Simulationsoftware entstandene Konfigurationen der einzelnen Systeme mit Hilfe einer Ertragsprognose und einer Kabelverlustberechnung verglichen und Vor- und Nachteile analysiert.

Schließlich werden im **Kapitel 6** die Ergebnisse der drei Solarparks ausgewertet. Anschließend folgt im **Kapitel 7** das resultierende Fazit.



# 1 Grundlagen

## 1.1 Die Globalstrahlung

Bei der Ertragsprognose einer Freiflächenanlage nutzt die Simulationsoftware PVsyst die Einstrahlungsdaten der vergangenen Jahre. <sup>1</sup> Um diese Berechnung insbesondere der Verluste verstehen zu können, ist es wichtig, Grundkenntnisse der globalen Sonneneinstrahlungen zu erläutern.

Außerhalb der Erdatmosphäre strahlt die Sonne mit einer Bestrahlungsstärke von  $E_0 = 1367 \text{ W/m}^2$  (Solarkonstante  $E_0$ ), dabei handelt sich um eine mittlere Strahlungsleistung je Flächenelement.<sup>2</sup>

Diese Bestrahlungsstärke dient jedoch nicht als Grundlage für die Ertragsprognose einer Photovoltaikanlage. Die Photonen oder auch Lichtteilchen genannt unterliegen auf den Weg hin zu den Erdoberflächen verschiedenen Reduktionsfaktoren.

Die Reduktionsfaktoren bzw. Störfaktoren sind<sup>3</sup>:

- Reduktion durch Reflexion an der Atmosphäre
- Reduktion durch Absorption der Atmosphäre
- Reduktion durch Rayleigh-Streuung
- Reduktion von Mie - Streuung

Aufgrund der molekularen Zusammensetzung der Luft entsteht je nach Wellenlänge des Lichts eine Streuung, die Rayleigh-Streuung.<sup>4</sup>

Die Mie - Streuung hingegen entsteht durch Staubpartikel oder Aerosole in der Zusammensetzung der Luft. Diese variieren stark vom Standort, in ländlichen Gebieten ist die Mie-Streuung geringer als in industriellen Regionen.<sup>5</sup>

---

<sup>1</sup> Vgl. PVsyst (Hrsg.) (o.A): Solargis Data, [https://www.pvsyst.com/help/meteo\\_source\\_solargis.htm](https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_solargis.htm), (Abrufdatum: 17.11.2023).

<sup>2</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel: Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird, Berlin Heidelberg, 2012, S. 17

<sup>3</sup> Vgl. Quaschnig: Regenerative Energiesysteme, 11. Auflage, Berlin, 2021, S. 75

<sup>4</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 76

<sup>5</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 76

Diese Streuungen werden unter Berücksichtigung des Transmissionsgrad  $\tau$  und dem Reflexionsgrad  $\rho$  in der Formel für die globale Bestrahlungsstärke berücksichtigt<sup>6</sup>:

$$E_{G, \text{hor}} = \gamma_S \cdot \tau_{\text{Absorption}} \cdot \tau_{\text{Rayleigh}} \cdot \tau_{\text{Mie}} \cdot \tau_{\text{Wolken}} \cdot (1 + \rho) \quad (1)$$

Der Stand der Sonne ist ebenfalls ein entscheidendes Kriterium für die resultierende Solarleistung. Je nach Sonnenhöhenwinkel  $\gamma_S$  ergibt sich ein AM – Wert (Air Mass, Luftmasse). Dieser Wert repräsentiert den Faktor der Abweichung des Sonnenlichts von der kürzesten Distanz.<sup>7</sup>

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_S} \quad (2)$$

Um eine einheitliche Bewertung für Solarmodule zu erhalten wurde dieser Wert von der IEC (International Electrotechnical Commission, Internationale Elektrotechnische Kommission) auf einen Wert von  $\sin \gamma_S = 41,81^\circ$  in den Normen im Bereich der Elektrotechnik festgelegt. Daraus ergibt sich einen AM - Wert von 1,5. Dieser Wert hat sich gerade in den Frühjahr- und Herbst Monaten als ein durchschnittliches Jahresspektrum herauskristallisiert.<sup>8</sup>

Die am Boden verwertbare Globalstrahlung resultiert aus der Direktstrahlung, welche einen Anteil von  $835 \text{ W/m}^2$  ausmacht und aus der Diffusstrahlung, die durch die zuvor erläuterten Reduktionsfaktoren entsteht. Unter Standardtestbedingungen (STC) ergibt sich ein Wert von  $1000 \text{ W/m}^2$  und muss für die Berechnung der Solarleistung berücksichtigt werden.<sup>9</sup>

Eine Freiflächenanlage kann diese globale Sonneneinstrahlung aufnehmen und diese in nutzbare Energie umwandeln. Im nachfolgenden Teil wird der Aufbau erläutert um anschließend die einzelnen Komponenten genauer in ihrer Funktion und Wirkungsweise darzulegen.

---

<sup>6</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 77

<sup>7</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 76-77

<sup>8</sup> Vgl. Mertens: Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 6. Auflage, München, 2022, S. 43

<sup>9</sup> Vgl. Mertens, 2022, S. 44

## 1.2 Aufbau einer Freiflächenanlage

Die Freiflächenanlage besteht im Wesentlichen aus Solarmodulen, welche durch den photoelektrischen Effekt das eintreffende Licht in elektrischen Strom umwandeln, Gleichstromleitungen (DC), Zentral – oder Stringwechselrichter, Wechselstromleitungen (AC) und aus Trafostationen. Nachdem der Strom in der Komponentenreihenfolge umgewandelt wurde und anschließend in der Trafostation gesammelt vorliegt wird er über Mittelspannungsleitungen an das öffentliche Netz übergeben.<sup>10</sup>

### 1.2.1 Struktur und Betriebsprinzip eines Solarmodul

Die physikalische Struktur einer Solarzelle gleicht der einer Diode. Die Zelle besteht aus einem p – dotierten und n -dotierten Halbleiter. Ein Halbleiter besitzt die Eigenschaft ohne äußere Einwirkungen als ein Nichtleiter zu wirken. Ist der Halbleiter jedoch unter einer Einstrahlung in Form eines Photons der Sonne ausgesetzt, wird der Halbleiter zum Leiter.<sup>11</sup> Dieser von Albert Einstein beschriebene Effekt nennt sich innerer Photoeffekt und ist die Grundlage der Solarenergie<sup>12</sup>. Mit Hilfe des Bändermodells kann das Prinzip genauer erläutert werden. Ein Halbleiter besitzt ein Valenzband, ein Bandabstand oder verbotene Zone und ein Leitungsband. Das Leitungsband ist unbesetzt. Das Valenzband hingegen ist besetzt mit Elektronen, welche durch den Einfluss von Strahlung über den Bandabstand angehoben werden.<sup>13</sup>

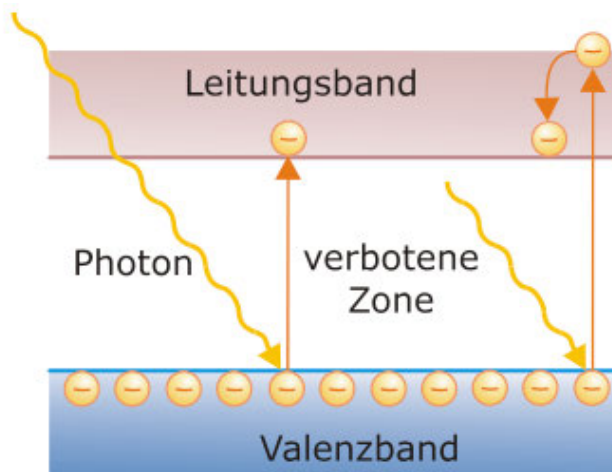


Abbildung 1: Innerer Photoeffekt

Quelle: Quaschnig, 2022, S.195

<sup>10</sup> Vgl. Der Energieparkentwickler (Hrsg.) (o.A): Funktionsweise einer Photovoltaikanlage, <https://www.uka-gruppe.de/buerger-kommunen/funktionsweise-einer-photo-voltaik-anlage> (Abrufdatum: 27.20.2023)

<sup>11</sup> Vgl. Chemie.DE (Hrsg.) (o.A): Halbleiter, <https://www.chemie.de/lexikon/Halbleiter.html>. (Abrufdatum: 27.10.23)

<sup>12</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 195

<sup>13</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 194-195

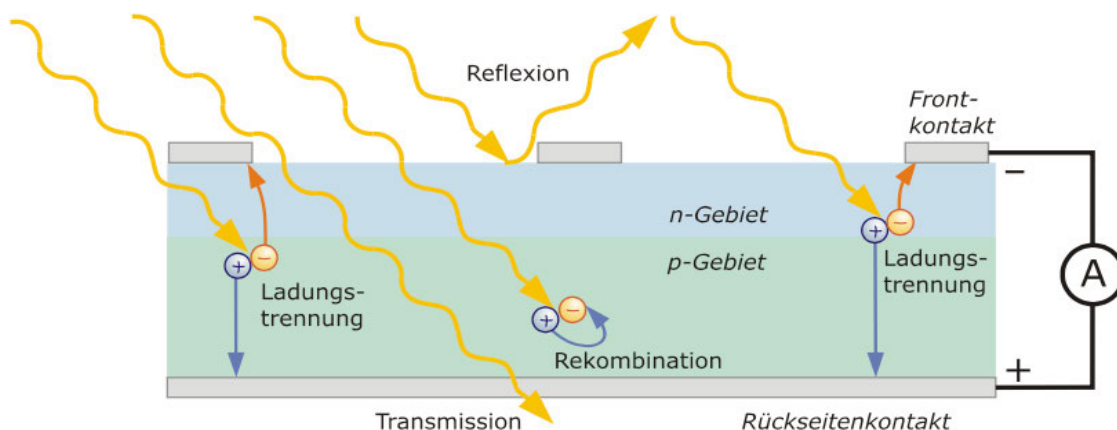
Die dafür notwendige Energie  $W$  ist wie folgt definiert:

$$W = h \cdot f \quad (3)$$

Diese Formel beschreibt die Energie eines einzelnen Photons und setzt sich aus dem Planckschen Wirkungsquantum  $h$  und der Frequenz  $f$  zusammen.<sup>14</sup> Das Wirkungsquantum stellt eine Naturkonstante mit dem Wert von  $6,6 \cdot 10^{-34} \text{Ws}^2$ <sup>15</sup> und beschreibt die Eigenschaften von Teilchen und Welleneigenschaften.<sup>16</sup>

Die Frequenz gibt an, wie oft sich die elektromagnetische Strahlung pro Sekunde verändert und wirkt sich aus auf die Wellenlänge. Je größer die Frequenz, desto kleiner die Wellenlänge.<sup>17</sup>

Das angehobene Elektron wird mit Hilfe eines p-n Übergangs, welcher durch ein elektrisches Feld bei Anlegen einer Spannung zwischen dem Front- und Rückseitenkontakt entsteht, transportiert. Um die gewünschte Leitfähigkeit zu erhalten, muss der Halbleiter mittels Dotierung verunreinigt werden.<sup>18</sup> Die Dotierung erfolgt über andere Stoffe, welche eine abweichende Valenzelektronenzahl besitzen. Die Polarität ist abhängig vom verwendeten Stoff bzw. der Anzahl der dotierten Fremdatomen. Nutzbare Fremdatome sind Bor (B) oder Aluminium (Al).<sup>19</sup>



**Abbildung 2: Funktionsprinzip einer Solarzelle**

Quelle: Quaschnig, 2022, S.200

<sup>14</sup> Vgl. Mertens, 2022, S. 65

<sup>15</sup> Vgl. Mertens, 2022, S. 65

<sup>16</sup> Vgl. Chemie.de (Hrsg.) (o.A): Plancksches Wirkungsquantum, [https://www.chemie.de/lexikon/Plancksches\\_Wirkungsquantum.html](https://www.chemie.de/lexikon/Plancksches_Wirkungsquantum.html) (Abrufdatum 28.10.2023)

<sup>17</sup> Vgl. TU Dresden (Hrsg.) (o.A), Modul 2 - Physikalische Grundlagen - Die Elektromagnetische Strahlung - Wellen- und Teilchenmodell der elektromagnetischen Strahlung, <https://tu-dresden.de/bu/umwelt/geo/ipf/fern/studium/tutorial/tutorial-fernerkundung/tutorial-211> (Abrufdatum: 28.10.2023).

<sup>18</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 195-198

<sup>19</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 198-200

Silizium eignet sich aufgrund der Verfügbarkeit als geeigneter Werkstoff für dieses Prinzip. Das Halbleitermaterial wird je nach Reinheit in zwei verschiedenen Ausführungen zusammengesetzt, monokristallines oder polykristallines Silizium.<sup>20</sup> Diese unterscheiden sich größtenteils durch ihren Wirkungsgrad.<sup>21</sup> In der Praxis wird bei größeren Freiflächenanlagen nahezu ausnahmslos monokristallines Silizium verwendet.

## 1.2.2 Ersatzschaltbild und Kennlinienverläufe eines Solarmoduls

Ein Solarmodul besteht aus mehreren Zellen und kann mit Hilfe eines Zweidiodenmodell beschrieben werden. Der Aufbau des Ersatzschaltbildes kann je nach Komplexität variieren. Zwei Dioden stellen jeweils die Rekombinationsprozesse und Diffusionsprozesse dar. Eine Rekombination in der Zelle tritt auf, wenn das Photon und dessen Energiemenge nicht ausreicht. Das angehobene Elektron fällt vom Leitungsband wieder in das Valenzband und besetzt das zuvor entstandene Loch.<sup>22</sup>

Diffusionsprozesse entstehen bei der Trennung und bei dem Transport der Ladungsträger und erzeugen so, einen Stromfluss.<sup>23</sup> Bei der Darstellung einer realen Solarzelle müssen die Verluste berücksichtigt werden. Diese entstehen durch den Widerstand des Halbleitermaterials, durch den Front- und Rückseitenkontakt der Solarzelle und durch die Kontaktwiderstände der Stecker des Solarmoduls.<sup>24</sup> Diese Widerstände werden im Ersatzschaltbild in Reihe verschaltet. Der Parallelwiderstand zu den Dioden, stellt die Leckströme dar, die am p-n Übergang oder an den Kanten der Solarzelle durch Kristallfehler entstehen.<sup>25</sup>

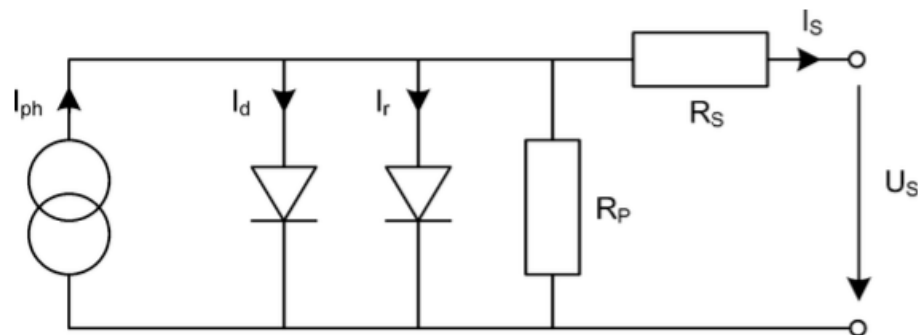


Abbildung 3: Ersatzschaltbild Zweidiodenmodell

Quelle: Wesselak u. Vosswinckel, 2015, S. 37

<sup>20</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 202

<sup>21</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 204

<sup>22</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2012, S. 34

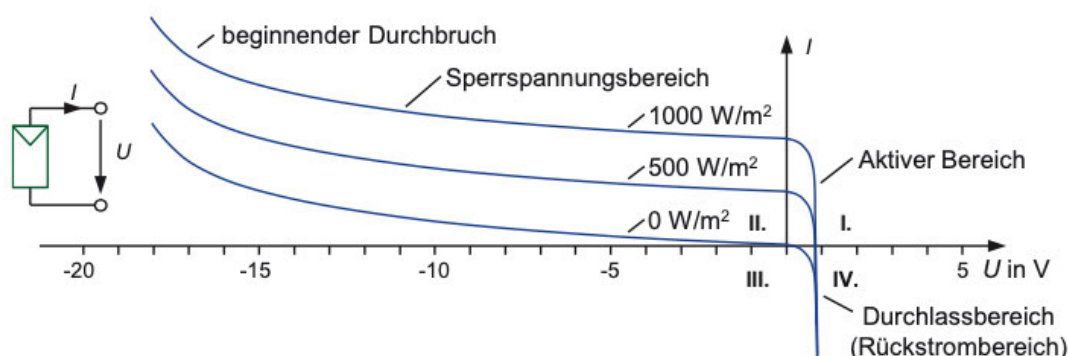
<sup>23</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 198

<sup>24</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2012, S. 37

<sup>25</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2012, S. 36

Der durch Photonen generierte Strom  $I_{ph}$  steht in direkten Zusammenhang mit der Einstrahlungsstärke. Der Gesamtstrom der Zelle ergibt sich aus der Subtraktion des Rekombinationsstrom  $I_r$  und des Diffusionsstrom  $I_d$  sowie der Berücksichtigung der parallel und in Reihe geschalteten Widerstände.<sup>26</sup>

Im nächsten Abschnitt werden die Datenblätter der Solarmodule ausgewertet. Dabei wird zu erkennen sein, dass ein einzelnes Solarmodul über eine hohe Leerlaufspannung besitzt. Diese Spannung ist das Ergebnis aus einer Verschaltung mehrerer einzelner Zellen. Durch die Verschaltung kann es zu Sperrspannungen und Rückströme führen, was sich mit Hilfe eines Vierquadranten – Modells erklären lässt.<sup>27</sup>



**Abbildung 4: Vierquadrantenmodell Solarzellenkennlinie**

Quelle: Mertens, 2022, S. 169

Das grün dargestellte Bauteil im Schaltplan auf der linken Seite, repräsentiert ein Solarmodul. Auf der Abszisse wird die Leerlaufspannung ( $I = 0$ ) dargestellt, diese kennzeichnet die Spannung ohne Verbraucher. Die Leerlaufspannung ist abhängig vom natürlichen Logarithmus der Bestrahlungsstärke.<sup>28</sup> Die Ordinate beschreibt den Kurzschlussstrom ( $U = 0$ ) und ist stark abhängig von der Einstrahlung, dieses Verhalten liegt an der Intensität, je mehr Photonen auf die Zelle treffen, desto mehr Elektronen im Halbleiter werden angeregt.<sup>29</sup> Im ersten Quadranten wird der aktive Bereich dargestellt. Dieser Generatorbetrieb beschreibt den Verlauf im Idealbetrieb bei  $U > 0$  einer Solarzelle. Zu erkennen ist, dass die Einstrahlungsintensität nahezu proportional zum Strom ist. Die Leerlaufspannung hingegen ist annähernd konstant.<sup>30</sup>

<sup>26</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2012, S. 37

<sup>27</sup> Vgl. Mertens, 2022, S. 169

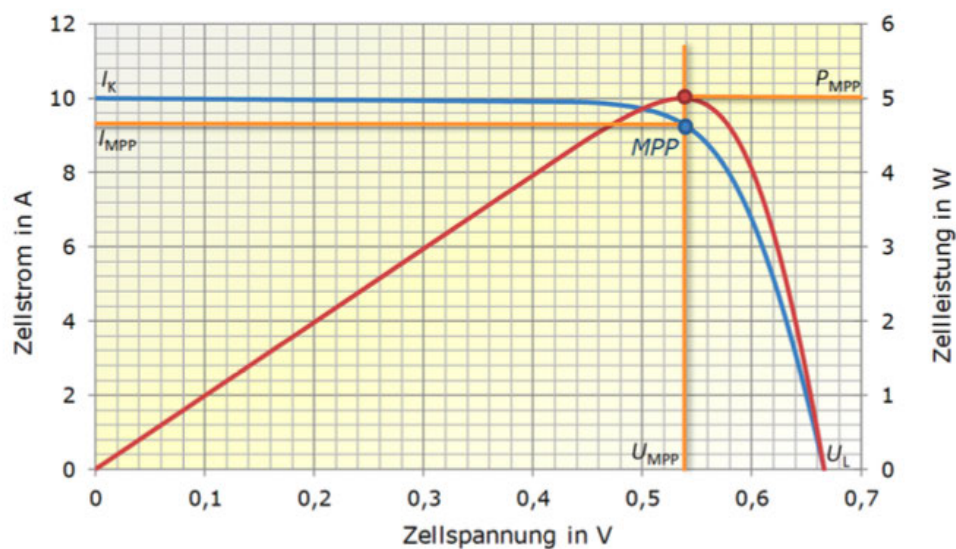
<sup>28</sup> Vgl. Mertens, 2022, S. 101

<sup>29</sup> Vgl. Mertens, 2022, S. 177

<sup>30</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 221-222

Der zweite Quadrant bildet die Solarzelle als Verbraucher ab.<sup>31</sup> Sobald an der Zelle ein größerer Strom anliegt, als die Zellen selbst produzieren tritt der Lawineneffekt ein. Dieser tritt bei einem steilen Anstieg des Stroms und bei einer bestimmten Sperrspannung auf (Diode in Sperrichtung).<sup>32</sup> Im vierten Quadranten kommt es zu den Dioden – Durchlassbereich, dabei bleibt die Spannung positiv und der Strom wird negativ. Dieser Vorgang kommt durch einen Rückwärtsbetrieb bzw. durch einen Rückwärtsstrom des Solarmoduls zustande.<sup>33</sup>

Die sich aus der I/U - Kennlinie resultierende Leistung ist wie erwähnt abhängig von der Temperatur und der Einstrahlungsintensität. Diese äußeren Einflüsse wirken sich auf das maximal erbringbare Leistungsmaximum, den Maximum Power Point (MPP) aus und setzt sich aus der Spannung und dem Strom zusammen. Bei der Berechnung des Leistungsmaximum muss berücksichtigt werden, dass dieser unterhalb des Produktes aus Leerlaufspannung  $U_L$  und Kurzschlussstroms  $I_K$  liegt.<sup>34</sup>



**Abbildung 5: I/U Kennlinie und P/U – Kennlinie**

Quelle: Quasching 2022, S. 220

<sup>31</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 172

<sup>32</sup> Vgl. Chemie.de (Hrsg.) (o.A): Lawineneffekt, <https://www.chemie.de/lexikon/Lawineneffekt.html> (Ab-rufdatum: 28.10.2023).

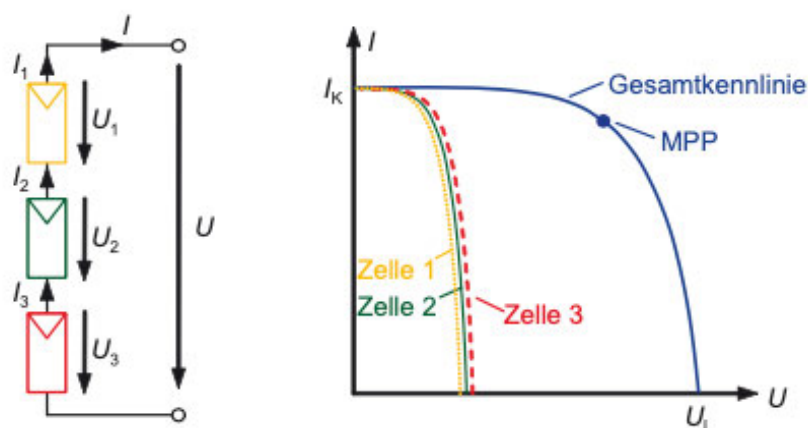
<sup>33</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 169-170

<sup>34</sup> Vgl. Quasching 2022, S. 219-220

In Abbildung 5 ist zu erkennen, dass die Zellspannung  $U_{MPP}$  (variiert je nach Hersteller) einen Wert von ca. 0,53 V beträgt. Um eine handhabbare Spannung zu erzielen, werden die Solarzellen innerhalb eines Solarmoduls verschaltet.<sup>35</sup>

Die einzelnen Solarzellen können seriell oder parallel verschaltet werden. Bei einer Parallelschaltung von Zellen liegt an jeder Zelle die gleiche Spannung an und die Ströme werden pro Zelle addiert.<sup>36</sup>

Für die Praxis ist diese Verschaltung jedoch nicht relevant, da sich aufgrund der resultierenden hohen Ströme dicke Kabelquerschnitte benötigt würden. Für die Verschaltung eines Solarmoduls ist die Reihenschaltung besser geeignet. Dabei bleiben die Ströme gering, was zu einem kleineren Kabelquerschnitt führt, und die Spannungen addieren sich.<sup>37</sup>



**Abbildung 6: Reihenschaltung von Solarzellen**

Quelle: Mertens, 2022, S.171

Die Gesamtkennlinie stellt den Verlauf einer maximal möglichen Strom - Spannungskennlinie abhängig von der Einstrahlungsintensität dar und der Anzahl der verschalteten Zellen.<sup>38</sup>

Freiflächenanlagen werden in der Praxis so geplant, dass die einzelnen Module nicht verschattet werden. Allerdings können durch einen schmalen Tischreihenabstand, umliegende Gebäude oder Stromtrassen dazu führen, dass einzelne Module zeitweise verschattet werden. Wie man in Abbildung 7 erkennen kann, fällt die Gesamtkennlinie bei einem verschatteten Solarmodul drastisch ab.

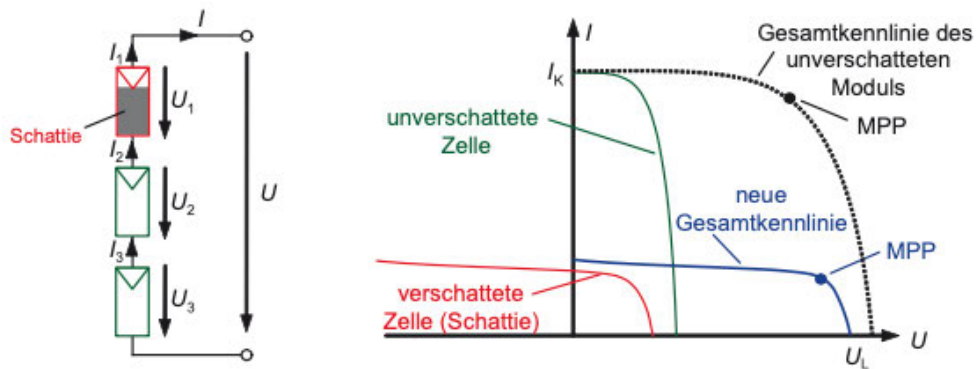
<sup>35</sup> Vgl. Quaschnig 2022, S. 225

<sup>36</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 169-170

<sup>37</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 171

<sup>38</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 171



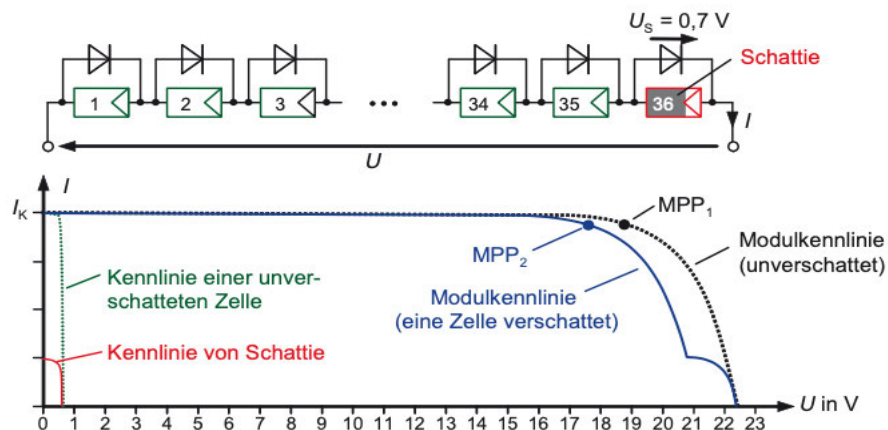


**Abbildung 7: Teilverschattung einer Zelle bei Reihenschaltung**

Quelle: Mertens, 2022, S.172

Durch die Verschattung wird das rot gekennzeichnete Solarmodul im zweiten Quadranten (Abbildung 4) betrieben. Die Ströme  $I_2$  und  $I_3$  der Solarzellen werden durch das Solarmodul geleitet und es entsteht eine negative Spannung. Um diese drastische Leistungsreduktionen zu vermeiden, werden Bypassdioden eingesetzt.<sup>39</sup>

Die Bypassdioden werden parallel entgegen der Stromrichtung zu den Zellen eingebaut. Arbeiten die Solarzellen im ersten Quadranten liegt an den Bypassdioden eine positive Spannung an und sperren diese. Sobald aufgrund von einer verschatteten Zelle eine negative Spannung anliegt, wirkt die Diode in Durchlassrichtung und überbrückt somit das Modul. Die davor geschalteten Zellen müssen somit nicht ihre addierten Ströme durch das verschattete Modul leiten. Durch das Überbrücken entstehen lediglich Verluste in Höhe von 0,7 V.<sup>40</sup>



**Abbildung 8: Kennlinienverläufe mit und ohne Bypassdioden**

Quelle: Mertens, 2022, S.173

<sup>39</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 172

<sup>40</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 172

Eine weitere bedeutungsvolle Aufgabe der Bypassdioden ist das Vermeiden von Hotspots. Diese entstehen durch punktuelle Verschmutzung oder Beschädigung einer einzelnen Zelle. Ein Hotspot verursacht eine erhöhte Temperatur und kann zu Beschädigung einer Zelle oder des gesamten Moduls führen.<sup>41</sup>

### 1.2.3 Wirkungsgrad eines Solarmoduls und Temperaturabhängigkeit

Der Wirkungsgrad eines Solarmoduls ist weiterhin ein entscheidendes Kriterium, welches aus den Datenblättern der Hersteller zu entnehmen ist. Dieser gibt an, welcher Teil der auf die Solarzelle aufkommenden optischen Leistung  $P_{Opt}$  als elektrische Leistung  $P_{Mpp}$  resultiert. Die optische Leistung ist gebunden an die Intensität der Einstrahlungsstärke  $E$  multipliziert mit der effektiven Zellfläche  $A$ .<sup>42</sup>

$$\eta = \frac{P_{Mpp}}{P_{Opt}} = \frac{P_{Mpp}}{E \cdot A} \quad (4)$$

Aufgrund der unterschiedlich einwirkenden Umgebungstemperaturen des Solarmoduls muss die Temperaturabhängigkeit besonders berücksichtigt werden. Bei steigender Temperatur im Halbleiter kommt es zu einer größeren Schwingung der Elektronen. Dieser thermische Prozess verursacht, dass die Elektronen in das Leitungsband gelangen und eine Eigenleitungsichte versuchen, was zu einer Erhöhung des Sättigungsstroms führt. Dieser Strom führt zu einer Verringerung der Leerlaufspannung. Ebenfalls ist der Kurzschlussstrom betroffen. Die Temperatureinwirkung auf das Modul löst eine Minimierung der Bandlücke aus, was dazu führt, dass die Elektronen eine geringere Photonenintensität benötigen, um in das Leitungsband zu gelangen.<sup>43</sup>

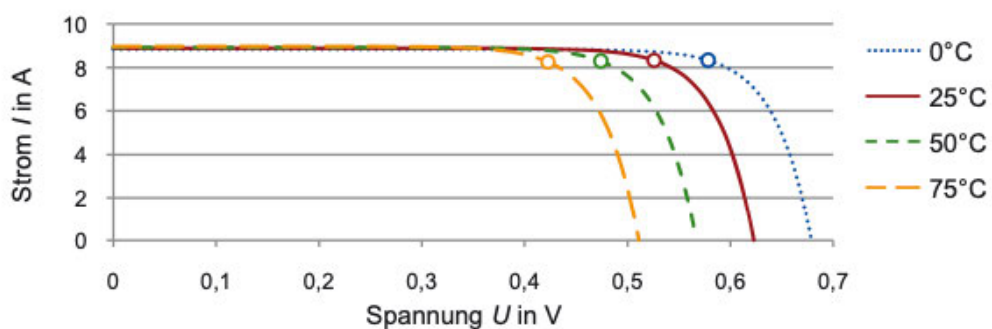


Abbildung 9: I/U – Kennlinie in Abhängigkeit der Temperatur

Quelle: Mertens 2022, S.104

<sup>41</sup> Vgl. Mertens 2022, S.174-176

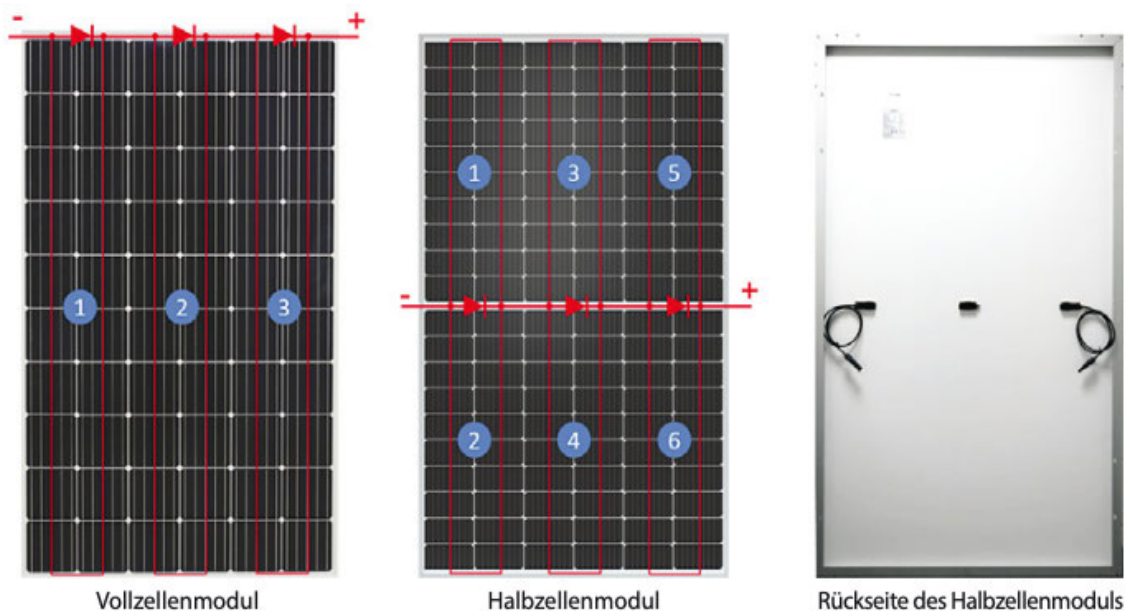
<sup>42</sup> Vgl. Mertens 2022, S.102

<sup>43</sup> Vgl. Mertens 2022, S.103-104

## 1.2.4 Technologien Solarmodule

Die Solartechnologie spielt eine bedeutende Rolle hinsichtlich ihres Wirkungsgrades und verzeichnet kontinuierliche Fortschritte, was zu einem intensiven Wettbewerb unter den Herstellern führt. Für den Vergleich verschiedener Wechselrichterkonfigurationen werden zunächst im Kapitel 2 zwei Hersteller in ihrer Performance verglichen. Die Module verwenden eine Halbzellentechnik, welche im folgenden Abschnitt genauer erläutert wird.

Der Unterschied zu herkömmlichen Solarmodulen in ihrem Aufbau ist lediglich die Verwendung einer halben Zelle. Die Zellverbinder mehrerer in Reihe geschalteter Zellen verursachen einen Leistungsverlust. Bei der Parallelschaltung von halben Zellen, entsteht ein nur halb so großer Strom. Daraus resultiert ein Verlust von  $\frac{1}{4}$  der ursprünglichen Verlustleistung. Desweiteren kommt es zu einer geringeren thermischen Entwicklung aufgrund der geringeren Leistung pro Halbzelle.<sup>44</sup>



**Abbildung 10: Vollzellen- und Halbzellensolarmodul**

Quelle: Mertens 2022, S.181

In der Abbildung 10 ist zu erkennen, dass die Halbzellenmodule eine doppelte String Anzahl (Anzahl der jeweils in Reihe geschalteten Zellen) vorweisen wie die Vollzellenmodule. Durch die Parallelschaltung der Strings addieren sich die einzelnen Ströme und die Gesamtleistung bleibt identisch des Vollzellenmoduls.<sup>45</sup>

<sup>44</sup> Vgl. Mertens 2022, S.181-182

<sup>45</sup> Vgl. Mertens 2022, S.181-182

Eine weitere technologische Besonderheit bei einem der im Kapitel 2 erläuterten Solarmodul ist die Bifazial - Technologie. Diese basiert auf Modifizierung der Rückseite einer Zelle.<sup>46</sup> Die Rückseite der Zelle ist identisch der Vorderseite aufgebaut und sorgt für eine Aufnahme des reflektierten Photons des Bodens. Je nach Albedo unterscheidet sich der Rückstrahlungswert. Der Albedo beschreibt den prozentualen Rückstrahlungswert der diffusen Strahlung.<sup>47</sup> Die Reflektion ist deutlich ineffizienter im Vergleich zu der Vorderseite jedoch steigert es den Gesamtwirkungsgrad des Solarmoduls um bis zu 25 %.<sup>48</sup>



**Abbildung 11: Bifazial Technologie**

Quelle: Eigene Darstellung

### 1.3 Wechselrichter für Freiflächenanlagen

Für die Nutzung der generierten Nennleistung der Solarmodule muss die Gleichspannung (DC) in eine sinusförmige Wechselspannung (AC) umgewandelt werden.<sup>49</sup>

Dabei spielt der Wirkungsgrad des Wechselrichters unter verschiedenen Lastbereichen eine wesentliche Rolle. In den Sommermonaten arbeitet der Wechselrichter zeitweise im Spitzenlastbereich, diese Auslastung kommt jedoch nur an wenigen Stunden im Jahr vor.<sup>50</sup>

---

<sup>47</sup> Vgl. Spektrum (Hrsg.) (2001): Albedo, <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/albedo/241>, (Abrufdatum: 30.10.2023)

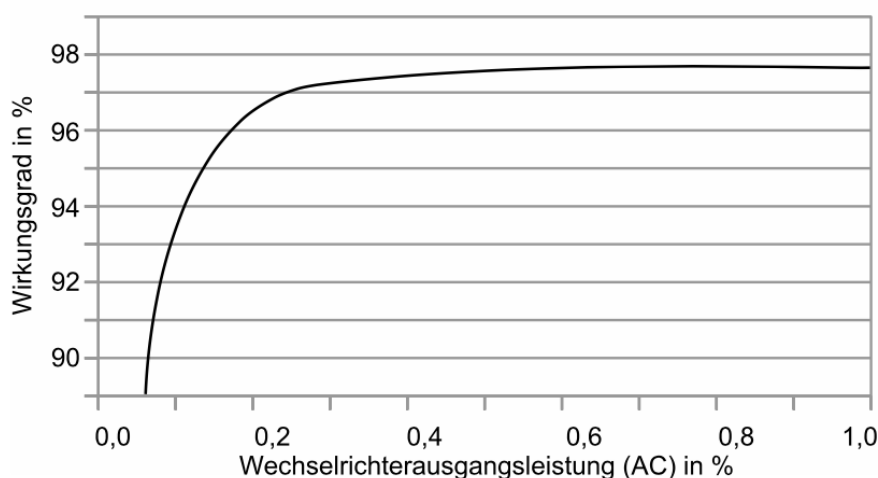
<sup>48</sup> Vgl. Solarwatt (Hrsg.) (o.A): bifacial solar module, <https://www.solarwatt.de/ratgeber/bifaciale-solar-module>, (Abrufdatum: 30.10.2023).

<sup>49</sup> Vgl. Mertens 2022, S.223

<sup>50</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 263

Bedeutsamer gerade für die Region Deutschland ist der Teillastbereich, daher werden die Wechselrichter im Vergleich zu der installierten DC - Leistung eher unterdimensioniert. Weiterhin gilt es bei der Planung der Anlage auch den wirtschaftlichen Aspekt zu berücksichtigen.<sup>51</sup>

In der Abbildung 12 ist der allgemeine Wirkungsgradverlauf eines Wechselrichters bei Teillast und Vollastverhalten dargestellt. Die Kurve zeigt zu Beginn einen exponentiellen Anstieg mit zunehmender Auslastung. Interessanterweise erreicht die Kurve ab einem bestimmten Punkt eine Sättigung und verläuft dann nahezu linear, bis sie sogar wieder leicht abfällt. Aus dieser Grafik lässt sich schließen, dass Wechselrichter in der Solarbranche für den Teillastbetrieb konzipiert sind.<sup>52</sup>



**Abbildung 12: Teil – und Vollastverhalten Wechselrichter**

Quelle: Wesselak u. Vosswinckel, 2015, S. 83

Wechselrichter für größere Solarparks werden trafolos aufgebaut, das bedeutet sie besitzen keine galvanische Trennung. Eine Aufgabe des Trafos im Wechselrichter ist die Wechselstromseite von der Gleichstromseite galvanisch voneinander zu trennen. Bei einem traflosen Wechselrichter ist eine Fehlerstromüberwachung zwingend notwendig, diese ist in der Lage bei einem Fehlerstrom die Anlage vom Netz zu trennen.<sup>53</sup>

Aufgrund der Reihenschaltung werden die Spannungen je Modul im String addiert, daraus resultiert eine Gesamtstringspannung. Unter Berücksichtigung des negativen Temperaturkoeffizienten muss die Gesamtstringspannung ermittelt werden. Diese darf die zulässige Eingangsspannung des Wechselrichters nicht übersteigen.<sup>54</sup>

<sup>51</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2012, S. 79

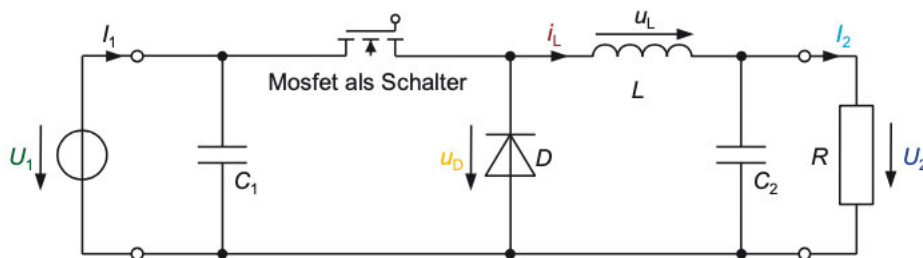
<sup>52</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2012, S. 83

<sup>53</sup> Vgl. Mertens 2022, S.224-226

<sup>54</sup> Vgl. Photovoltaikbuero (Hrsg.) (2009): Wechselrichterauslegung, <https://photovoltaikbuero.de/pv-know-how-blog/ist-bei-der-wechselrichterauslegung-zu-beachten-kriterium-1/> (Abrufdatum: 17.11.23).

Die Eingangsspannung variiert je nach Umgebungstemperatur und Verschattung. Um diese Faktoren zu berücksichtigen und immer die höchsterzielbare Leistung aus Eingangsstrom und Eingangsspannung zu erhalten, verwendet der Wechselrichter einen MPP-Tracker (Maximum PowerPoint Tracker).<sup>55</sup> Dieser ermöglicht durch Messung der Kenngrößen eine optimale Leistungsanpassung. Über einen DC/DC-Wandler kann die Eingangsspannung transformiert werden. Die Spannungen werden mit Hilfe von Tiefsetzstellern herunter reguliert bzw. mit Hochsetzstellern hoch konvertiert.<sup>56</sup>

Der Tiefsetzsteller basiert auf das Prinzip einer Pulsweitenmodulation. Die Pulsweitenmodulation erfolgt durch getaktetes Einschalten der Eingangsspannung  $U_1$  auf den Ausgang. Dabei ist der Tastgrad  $a$  für die Ausgangsspannung  $U_2$  entscheidend. Der Tastgrad errechnet sich aus der Einschaltdauer  $T_E$  dividiert mit der Periodendauer  $T$ .<sup>57</sup>



**Abbildung 13: Schaltbild des Tiefsetzsteller**

Quelle: Mertens 2022, S. 216

$$0 \leq U_2 \leq U_1$$

$$U_2 = \frac{T_E}{T} \cdot U_1 = a \cdot U_1 \quad (5)$$

Die Ausgangsspannung muss anschließend noch geglättet werden. Dafür werden Kondensatoren und eine Spule verwendet. Die Kondensatoren glätten die Eingangsspannung, während die Drosselspule den Strom konstant hält. Als Schalter wird ein Halbleiterschalter verwendet.<sup>58</sup>

<sup>55</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 240

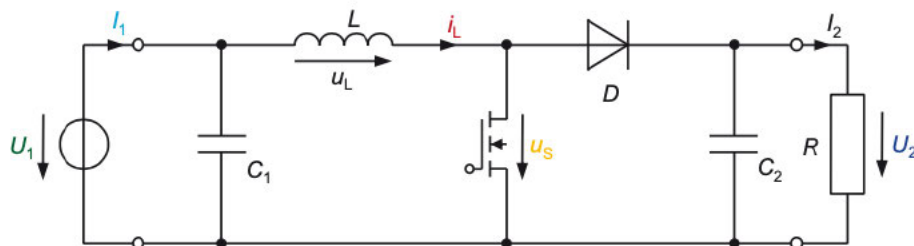
<sup>56</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 235-239

<sup>57</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 215

<sup>58</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 215

Der Hochsetzsteller konvertiert eine kleinere Gesamtstringspannung in einer höhere Ausgangsspannung. Die Konvertierung erfolgt mit Hilfe eines Transistors, einer Drossel, einer Diode und Kondensatoren. Die Ausgangsspannung resultiert ausfolgender Formel:<sup>59</sup>

$$U_2 = \frac{T}{T_a} \cdot U_1 \quad (6)$$



**Abbildung 14: Schaltbild des Hochsetzsteller**

Quelle: Mertens 2022, S. 217

Die Wahl des richtigen Tastgrad ( $T_a = \text{Auschaltdauer}$ ) kann die Ausgangsspannung auf ein deutlich höheres Spannungsniveau als die Eingangsspannung bringen. Eine längere Einschaltphase als Ausschaltphase verursacht eine höhere Spannung aufgrund des ansteigenden Stroms durch die Drossel. Durch den ansteigenden Strom wird in der Drossel eine Energie gespeichert, welche in der Ausschaltphase auf die Ausgangsspannung geleitet wird.<sup>60</sup>

Für die optimale Leistungsanpassung werden unter Ausnutzung der Hochsetz- und Tiefsetzsteller verschiedene Verfahren benutzt. Eines davon ist das Suchschwingverfahren, dieses prüft zunächst die aktuell erzeugte Leistung und ermittelt einen Tastgrad. Anschließend wird wieder die Leistung ermittelt, liegt diese im höheren Leistungsbereich als zuvor war der gewählte Tastgrad zielführend. Dieser Prozess findet so lange statt bis der neue Tastgrad einen geringeren Leistungswert erzielt.<sup>61</sup>

<sup>59</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 217-218

<sup>60</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 217-218

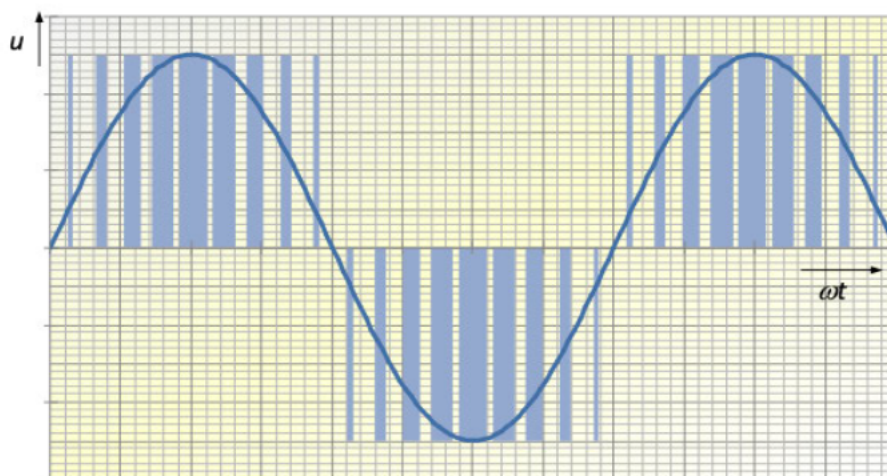
<sup>61</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 219-220

### 1.3.1 Aufbau und Umwandlung

Nach der erfolgten Optimierung der Gleichspannung vom DC–DC–Wandler folgt die Umwandlung der Gleichspannung in eine Wechselspannung. Dafür werden in modernen Wechselrichtern, sechspulsige Drehstrom – Brückenschaltungen (B6) verwendet. Die Drehstromschaltung besteht aus einer oberen und unteren Brückenhälfte, welche jeweils mit der Plus- und mit der Minusklemme verbunden ist.<sup>62</sup>

Jede Brückenhälfte besteht aus drei Halbleiterelementen.<sup>63</sup> Für die Verschaltung kommen in den meisten Fällen sogenannte IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistoren) oder MOSFET (Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistoren) mit einer üblichen Schaltfrequenz von 1,5kHz bis 6kHz in Frage<sup>64</sup>. In der Freiflächenanlage werden 1500 V DC Eingangssysteme verwendet, hierfür werden 1700 V Halbleiter (bei 70% der Leerlaufspannung) verwendet. Kommt es jedoch zu einer vollen Auslastung der Eingangsspannung muss eine Serienschaltung von zwei Halbleitern (2x 1200V) appliziert werden.<sup>65</sup>

Für die 3 – Phasige Umwandlung werden die Schalter unterschiedlich kommutiert. Für den Aufbau der Phasen sind immer Zwei Schalter gleichzeitig leitend. Diese werden unterschiedlich geschaltet bzw. gesperrt und erzeugen so eine dreiphasige Wechselspannung.<sup>66</sup>



**Abbildung 15: Phasenverlauf einer Wechselspannung**

Quelle: Quaschnig, 2022, S. 261

---

<sup>62</sup> Vgl. Joachim Specovius: Grundkurs Leistungselektronik, Berlin, 3. Auflage, 2009, S. 153

<sup>63</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 260

<sup>64</sup> Vgl. Nöding: PV-Stromrichter höherer Leistung für 1.500V Systemspannung Bewertung, Vergleich, Realisierung, Kassel, 2016, S. 5

<sup>65</sup> Vgl. Nöding, 2016, S. 37

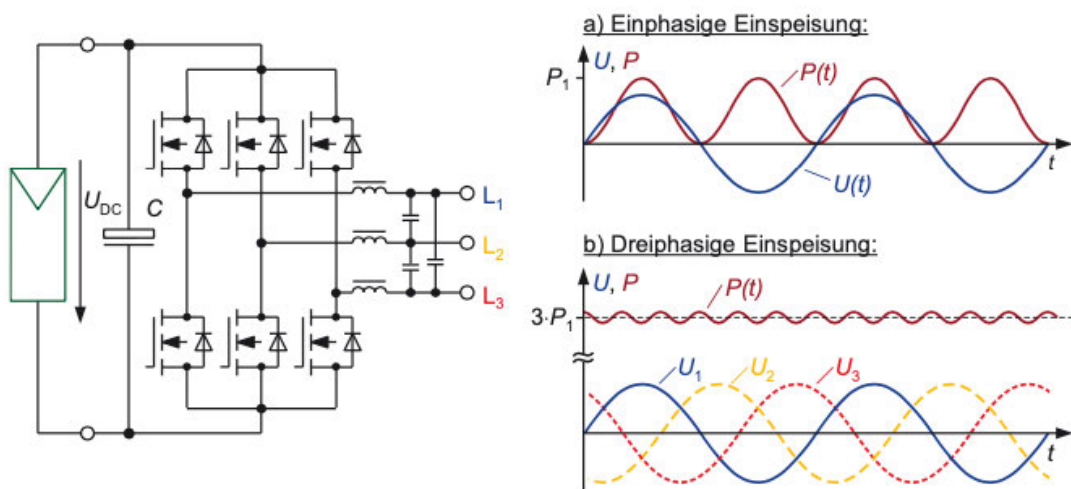
<sup>66</sup> Vgl. Specovius, 2009, S. 153-154



In der Abbildung 15 ist zu erkennen, dass während des Prozesses unterschiedlich lange Pulse entstehen und eine Phase erzeugen, deren Höhe durch die blauen Pulse bedingt ist. Die Amplitude der Phase erreicht ihren Höhepunkt bei dem breitesten Puls und nimmt anschließend wieder ab. Dieser Vorgang basiert auf der Technik einer Pulsweitenmodulation.<sup>67</sup>

Die abwechselnden Halbperioden entstehen durch gezieltes Ansteuern der Schalter. Um eine gewünschte Netzfrequenz zu erhalten, werden Tiefpassfilter nach der Umwandlung zwischen geschaltet. Durch die teils hochfrequenten Impulse für die Modulation, werden zusätzlich EMV – Filter (Elektro Magnetische Verträglichkeit – Filter) verwendet, um die hohen Signalanteile zu entfernen. Jedem Halbleiterschalter wird eine Bodydiode parallel verschaltet, diese bewirkt, dass durch Längsinduktivität der Strom nicht Null wird.<sup>68</sup>

Die in der Abbildung 16 dargestellte dreiphasige Wechselspannung kann ohne Berücksichtigung der Vorgaben des Netzanbieters in Bezug auf einen Blindleistungsanteil, das Nieder- und Mittelspannungsnetz unzulässig beanspruchen. Daher muss der Wechselrichter je nach Vorgaben des Netzanbieters einen gewissen Anteil an Blindleistung bereitstellen.<sup>69</sup>



**Abbildung 16: Schaltbild einer Sechsbückenschaltung**

Quelle: Mertens 2022, S. 229

<sup>67</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 260-261

<sup>68</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 225

<sup>69</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 240

Durch eine Phasenverschiebung der Grundschwingung entsteht Blindleistung. Dabei werden die Spannungen und Ströme versetzt eingespeist. Eilt der Strom der Spannung voraus, reden wir von einer kapazitiven Blindleistung. Eilt der Strom der Spannung nach erhalten wir eine Induktive Blindleistung. Aus der Quadratische Summe von Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$  resultiert die Scheinleistung. Diese ist abhängig vom Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  und wird vom Energieversorger vorgegeben.<sup>70</sup>

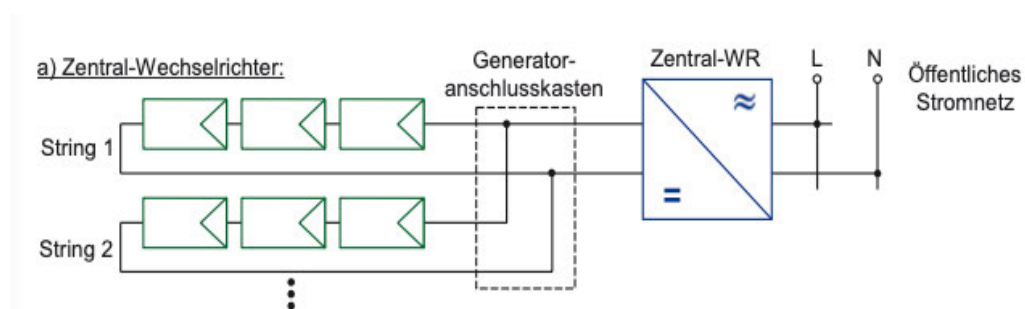
$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (8)$$

$$Q = S \cdot \sin \varphi \quad (9)$$

Die am Stromnetz befindlichen Lasten können je nach Region und Land abweichen. In den industriereichen Regionen werden meist induktive Lasten aufgrund der verwendeten Verbraucher (Motoren) hervorgerufen.<sup>71</sup>

### 1.3.2 Anlagensysteme

Zunächst unterscheidet man grundsätzlich zwischen dezentralen und zentralen Systemen. Bei einem zentralen System werden mehrere Solarmodule in Reihe verschalten und die einzelnen Strings über einen Generatoranschlusskasten (GAK), der die Strings bündelt an einen zentralen Wechselrichter geleitet. Die einzelnen Strings werden aufgrund der gebündelten Schaltung über einen MPP betrieben, im Falle einer Verschattung kann dieser MPP nur bedingt auf eine Optimierung eingehen und könnte so Leistungsverluste verzeichnen. Weiterhin werden bei diesem System eine hohe Menge Gleichstromkabel benötigt.<sup>72</sup>



**Abbildung 17: zentrale Anlage ohne Trafostation**

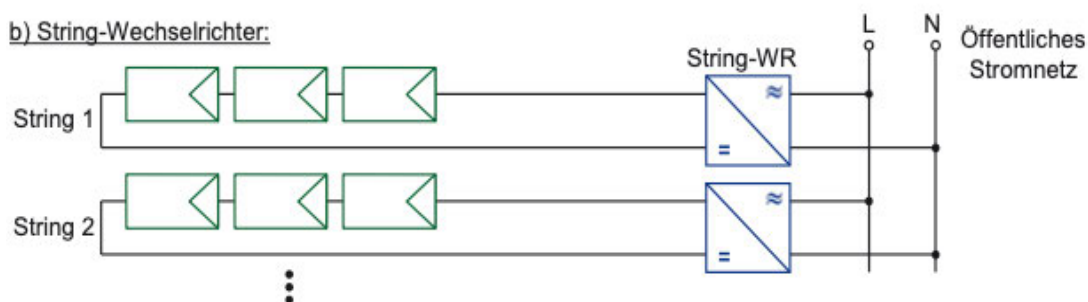
Quelle: Mertens 2022, S. 222

<sup>70</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 240-243

<sup>71</sup> Vgl. Stefan Schori (Hrsg.) (2022): Spannungs-/Blindleistungsoptimierung, 2023, [https://arbor.bfh.ch/19098/1/Netzipulstaugung\\_Schori\\_2022\\_V1\\_2\\_Arbor.pdf](https://arbor.bfh.ch/19098/1/Netzipulstaugung_Schori_2022_V1_2_Arbor.pdf) (Abrufdatum: 01.11.2023).

<sup>72</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 221-222

Ein dezentrales System bietet in Bezug auf Optimierung und Standortabhängigkeit wesentlich mehr Flexibilität. Der Stringwechselrichter kann über mehrere MPP verfügen und kann somit individuell für jeden String den optimalen Leistungspunkt ermitteln und steuern. Durch die Aufteilung der Strings können Fehler einer Anlage durch Monitoring des Wechselrichters genau diagnostiziert werden. Ein weiterer Vorteil ist, im Falle einer Störung wird lediglich ein einzelner Wechselrichter ausfallen, dies ist bei einem zentralen System, bei dem die komplette Anlage ausfällt, nicht der Fall.<sup>73</sup>



**Abbildung 18: dezentrale Anlage ohne Trafostation**

Quelle: Mertens 2022, S. 222

Wie sich der Kabelbedarf AC - und DC - seitig in der Theorie ausprägt wird im Kapitel 4 genauer untersucht. Die Einspeisung in das Netz der beiden Anlagenkonzepte erfolgt in der Regel bei einer Freiflächenanlage aufgrund der hohen Modulleistung über Trafostation. Diese sind in der Abbildung 17 und 18 nicht zu erkennen und werden folgend genauer erläutert.

Eine Trafostation dient als intermediäre Schnittstelle zwischen den Wechselrichtern einer Freiflächenanlage und dem Netzanschluss. Eine Aufgabe ist es, die erzeugte AC – Leistung in Form von Niederspannung auf einer Mittelspannung zu transformieren. Diese sind bereits mit installiertem Schaltfeld (SF<sub>6</sub> - gasisoliert) ausgelegt. Das bedeutet es ist gasdicht gekapselt und kann auf engem Raum konzipiert werden.<sup>74</sup> In der Abbildung 20 sind die AC-Kabel der Wechselrichter zu erkennen. Diese werden auf der Niederspannungsseite der Trafostation angeschlossen.

<sup>73</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 222

<sup>74</sup> Vgl. VDE Leipzig/Halle (Hrsg.) (2022): SF<sub>6</sub>-isolierte Schaltanlage, <https://www.vde-leipzig-halle.de/de/facharbeit-regional/ets/objekt-des-monats/schaltanlage> (Ab-rufdatum: 17.11.2023).



**Abbildung 19: Trafostation 3150 kVA**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 20: NS - Seite**

Quelle: Eigene Darstellung

## 1.4 Verkabelung der Module

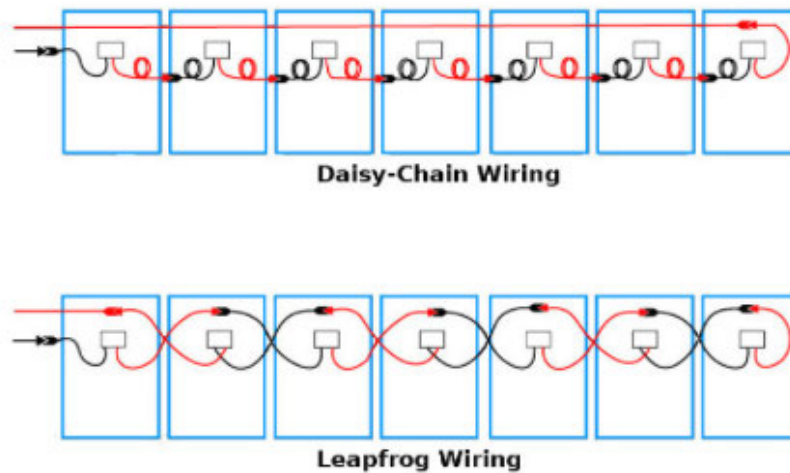
Aufgrund der Zusammenschaltung der Module zu einem String ist die Verkabelung in Bezug auf Sicherheit, Funktionalität und Leistungsabgabe unter Berücksichtigung deren Verluste ein wichtiger Bestandteil in Hinblick auf die Optimierung. Jedes Solarmodul ist ausgestattet mit zwei Gleichspannungskabel, einmal positive Polarität und einmal negative Polarität. In den vorherigen Kapiteln wurde geklärt, dass die Solarmodule in Reihen verschaltet sind. Um die Reihenschaltung zu realisieren, können die Module über zwei Verfahren verkabelt werden.<sup>75</sup>

Bei der Daisy-Chain Verkabelung werden Solarmodule nacheinander montiert. Die Verkabelung erfolgt vom Pluspol zum Minuspol des Folgemoduls, bis das letzte Modul des Strings erreicht wird. Am Ende eines Strings muss der Pluspol des letzten Moduls bis zum Anfang bzw. zum Wechselrichtereingang oder Generatoranschlusskasten verlegt werden. Um Leiterschleifen zu vermeiden, muss bei der Verlegung der Kabel darauf geachtet werden, diese niederinduktiv auszulegen.<sup>76</sup>

---

<sup>75</sup> Vgl. Alternergy (Hrsg.) (2023): Solar Panel Wiring Basic Techniques: Daisy-Chain and Leapfrog, <https://www.alternergy.co.uk/blog/post/solar-panel-wiring-techniques-daisy-chain-and-leapfrog> (Abrufdatum: 02.11.2023).

<sup>76</sup> Vgl. Alternergy, (2023)



**Abbildung 21: Verschaltungsarten**

Quelle: Alternergy, 2023

Eine gängige und in der Praxis oft umgesetzte Verschaltung ist die Leap Frog – Verschaltung. Hier werden die Module abwechselnd um 180 Grad gedreht. Der entscheidende Vorteil dabei ist die Polarität. Der Pluspol wird nun an den Minuspol des übernächsten Moduls angeschlossen. Bei diesem Verfahren wird ein Modul übersprungen, welchen dann für den Rückweg des Kabels verwendet wird. Mit Hilfe dieser Methodik wird ein Rückführungskabel gespart und so die Kosten im Vergleich zu Daisy-Chain minimiert. Die Halbzellenmodule eignen sich aufgrund der sich in der Mitte befindlichen Bypassdioden und der Kabelanschlussstellen ideal für diese Verschaltungsart. Ein Nachteil jedoch ist die Übersichtlichkeit bei der praktischen Umsetzung.<sup>77</sup>

## 1.5 Anlagenausrichtung und Neigung

In der Praxis werden die Solarparks üblicherweise in südlicher Ausrichtung oder in einer zweigeteilten Ost-West-Ausrichtung ausgelegt.

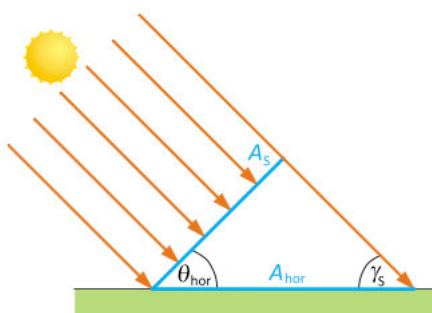
Die Ausrichtung und Neigung können je nach geografischer Lage unterschiedliche Erträge erzielen. Das liegt an Position und Einfallswinkel der Sonne, welche sich mit Hilfe von zwei verschiedenen Winkeln, die Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und des Sonnenazimuts  $\alpha_s$  beschreiben lassen. Die Sonnenhöhe beeinflusst den Neigungswinkel der Solarmodule und der Azimut die Auslegungsrichtung der Freiflächenanlage.<sup>78</sup>

<sup>77</sup> Vgl. Alternergy, (2023)

<sup>78</sup> Vgl. Quaschnig, 2022, S. 84-85

Bei der Planung einer Freiflächenanlage kann aufgrund geometrischer Eigenschaften ein idealer Azimut zur Sonne nicht immer eingehalten werden. Um den Azimut einer Anlage bestimmen zu können, wurde eine Abweichung der Sonne von der Südrichtung wie folgt festgelegt. Ist eine Anlage generell in Richtung Süden ausgelegt und neigt leicht nach Westen, wird der Azimut positiv festgelegt. Neigt die Anlage leicht Richtung Osten, wird der Azimut negativ festgelegt. (Süden = 0 Grad, Osten = – 90 Grad, Westen = + 90 Grad)<sup>79</sup>

Die Praxis bestätigt, dass ein abweichender Azimut unterhalb von 30 Grad je Ausrichtung keinen größeren Leistungsverlust vermerkt. Die Bestrahlungsstärke setzt sich zusammen aus der direkten und der diffusen Bestrahlungsstärke, hinzu kommt noch ein zusätzlicher Anteil aufgrund der Reflektion der Strahlung vom Boden.<sup>80</sup>



**Abbildung 22: Vergleich einer horizontalen Fläche mit einer geneigten**

Quelle: Quaschning, 2022, S. 88

Durch eine Neigung der Solarmodule trifft die gleiche Strahlungsdichte auf wie bei einer horizontal verlegten Solaroberfläche, obwohl dies eine größere Fläche erfordert wie in Abbildung 22 zu erkennen.<sup>81</sup>

Die Solartische einer Freiflächenanlage werden alle mit dem gleichen Neigungswinkel bzw. bei Ost-West-Anlagen mit zwei Neigungswinkel errichtet. Dabei ist jedoch nicht allein der Sonnenverlauf maßgebend. Die Grundrechenzahl und die gewünschte Leistung beeinflussen den Neigungswinkel ebenfalls. Die Grundrechenzahl gibt die Fläche an, die durch einen Solarpark in einem gekennzeichneten Gebiet bebaut werden darf und wird von der örtlichen Gemeinde vorgeschrieben. Ein kleinerer Neigungswinkel führt zu einem kleineren Reihenabstand der Solartische und demzufolge zu einer größeren DC – Leistung auf der Anlage.<sup>82</sup>

---

<sup>79</sup> Vgl. Mertens 2022, S. 51-52

<sup>80</sup> Vgl. Quaschning, 2022, S. 88

<sup>81</sup> Vgl. Quaschning, 2022, S. 88-89

<sup>82</sup> Vgl. Wesselak u. Vosswinckel, 2015, S. 91-92

## 2 Vorstellung der Wechselrichter und Module

### 2.1 Solarmodule

Die Auswahl der geeigneten Module für dieses Projekt stammt primär aus positiven Erfahrungswerten und der Verfügbarkeit in größeren Mengen. Bei der Modulauswahl wird weiterhin auf einen Markt etablierten Hersteller bzgl. der Qualität und deren Zertifizierung gesetzt. Die Leistungsklassen werden identisch gewählt und sind beide monokristallin aufgebaut. Prinzipiell unterscheiden sich die Solarmodule lediglich in ihrer geometrischen Größe und dem Aufbau der Zelltechnologie, da das Trina Solarmodul ein Bifazial – System verwendet. Im folgenden Teil werden tabellarisch die Solarmodule verglichen, hierbei handelt es sich um ein TSM-DEG19C.20 der Firma Trina und um das HiKu6 Mono PERC von Canadian Solar.

#### 2.1.1 Tabellarischer Vergleich der Module

Solarmodul - Technologie	Trina	Canadian
Wirkungsgrad in %	20,7	21,1
max. Nennleistung in Wp	540	540
optimale Betriebsspannung in Volt (VMPP)	31,4	41,3
optimaler Betriebsstrom in Amper (IMPP)	17,21	13,08
Leerlaufspannung (Voc) in V	37,7	49,2
Kurzschlussstrom (Isc) in A	18,3	13,9
Max. Systemspannung	1500	1500
Zell Anzahl	110	144
Dimension in mm	2384 x 1096 x 35	2261 x 1134 x 30
Temperaturkoeffizienten in %/Grad		
PMAX	-0,34	-0,34
Voc	-0,25	-0,26
Isc	0,04	0,05

Tabelle 1: Vergleich der Solarmodule

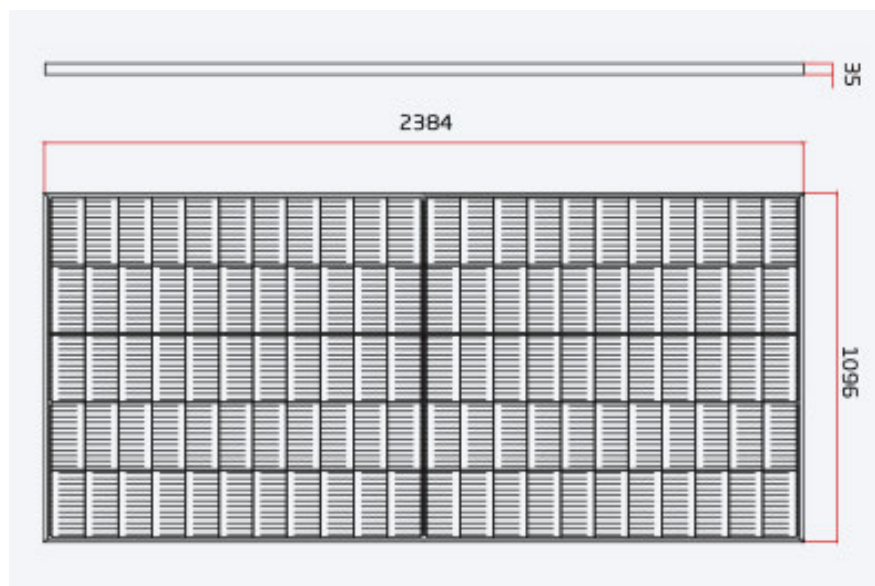
Im folgenden Teil werden die technischen Eigenschaften der Solarmodule analysiert.

Um einen wettbewerbsfähigen Maßstab zu erzielen, wurde bei der Systemkonfiguration eine einheitliche Wattklasse von  $P_{Mpp} = 540 \text{ Wp}$  ausgewählt. Die Modulleistung ergibt sich aus folgender Formel:

$$P_{Mpp} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (10)$$

Die herausragenden Unterschiede der Solarmodule umfassen die geometrische Dimension, den Zellaufbau sowie die Spannungs- und Stromebenen. Ein größeres Modul hat in Hinblick auf die Flächeneffizienz einer Solaranlage einen entscheidenden Vorteil. Bei der Planung mit einer größeren Moduloberfläche werden weniger Tischreihen für dieselbe Systemleistung, als bei kleineren Modulen benötigt. Im Fall einer nicht planaren Geometrie kann jedoch ein Vorteil der kleineren Solarmodule entstehen. Ein Nachteil ist, dass die Montage eines größeren Solarmoduls teurer ausfällt und sollte somit in der Gesamtrechnung ins Verhältnis gesetzt werden.

Die Zelltechnologie unterscheidet sich abgesehen von der Bifazial Eigenschaft auch in Hinblick auf ihren Aufbau und der in Reihe verschalteten Zellen. Bei dem Trina Solarmodul, ist in der Abbildung 23 und aus dem Datenblatt zu entnehmen, dass ein Solarmodul aus 110 Zellen besteht. Die genaue Verschaltungsart und Anzahl der Strings werden nicht offenkundig bekannt gegeben. Aus der Abbildung des Trina Solarmoduls lassen sich jedoch 3 Strings pro Modulhälfte und 11 bzw. 22 Zellen in Reihe geschaltet erkennen ((5 x 11) x 2).



**Abbildung 23: Trina Solarmodul mit 110 Zellen**

Quelle: Datenblatt Trina TSM-DEG19C.20



Das Solarmodul der Firma Canadian Solar verwendet 144 Halbzellen. Bei der Verschaltung werden je Hälfte 6 x 12 Halbzellen in Reihe verschalteten. (ähnlich dem Aufbau aus der Abbildung 10)

Ein technisch entscheidender Unterschied besteht in den Spannungs- und Stromebenen. Dieser Unterschied hat eine große Bedeutung für die Stringaufteilung und das MPP – Tracking. Die limitierte Grenze der verwendeten Wechselrichter und die der maximalen Gesamtstringspannung der Module beträgt 1500 V. Die Gesamtstringspannung setzt sich aus der Anzahl in Reihe geschalteten Solarmodule fest. Bei Trina werden weniger Zellen in einem Modul in Reihe verschalten (110), als bei dem Canadian Solar Modul (144), was zu einer geringeren Modulspannung führt. Aufgrund dieser Verschaltung können bei den Trina Modul mehr Solarmodule in Reihe geschaltet werden als bei dem Canadian Solar Modul. Durch eine geringere Modulanzahl kann der Wechselrichter einen feinfühligere MPP erzielen und so in einem minimalen Bereich die Verluste verringern. Aufgrund der hohen Spannung des Canadian Solarmodul resultiert ein geringerer Modulstrom. Diese Eigenschaft ermöglicht es, zwei Strings pro MPP parallel zusammenzuschalten. Dieser Vorteil ist abhängig vom zulässigen Eingangsstrom des Wechselrichters. Eine Parallelschaltung zweier Strings ist auch mit den Trina Solar Modulen realisierbar, ist jedoch mit mehr Verlusten aufgrund des ansteigenden Nennleistungsverhältnis verbunden.

## 2.2 Wechselrichter

Wechselrichter Technologie	Sungrow SG250HX	Huawei SUN2000-215KTL-H0	SMA Highpower 180-21
Wirkungsgrad in %	99	99	99,2
DC ( Eingang)			
Max. Leerlaufspannung in V	1500	1500	1500
Max. Strom pro MPP in A	30	30	180
Max. Kurzschlussstrom in A pro MPP	50	50	325
Start - Eingangsspannung in V	500	550	1079
Nennspannung in V	1160	1080	1012
DC-Eingänge	24	18	2
MPP Tracker	12	9	1
AC (Ausgang)			
AC - Wirkleistung in W	250000	215000	180000
Nennspannung in V	800	800	690
Max. Strom in A	180,5	155,2	151

**Tabelle 2: Vergleich Wechselrichter**

Für die Planung einer Ost - West - Anlage ist von Bedeutung, Wechselrichter zu verwenden, die eine hohe Anzahl an MPP-Tracker bzw. eine hohe AC – Wirkleistung generieren. Aufgrund der speziellen Bauweise der Modultische, welche es ermöglicht die Solarmodule als eine Art Dach anzuordnen, entsteht ein hoher Flächennutzungsfaktor, der in der Regel als B - Plan (Bebauungsplan) als eine Grundrechenzahl vorgegeben sind. Diese beschreibt die bebaute Fläche auf der Anlage. Um den Flächennutzungsfaktor gerecht zu werden, ist es sinnvoll größerer Wechselrichter zu verwenden.

Ähnlich wie bei den Solarmodulen wurde die Auswahl auf einen Markt etablierten Hersteller gesetzt, sowie Preise und auf einer Verfügbarkeit in größeren Mengen. Als näherungsweise ähnlich wird bei dem 14 MWp Projekt der Sungrow SG250HX und der Huawei SUN2000-215KTL-H0 verglichen. Zusätzlich wird die Anlage noch mit dem SMA Sunny Highpower PEAK 3 geplant, dieser soll die Vorzüge eines String- und Zentralwechselrichter kombinieren und eine hohe Leistungsdichte ermöglichen.

Der Sungrow- und der Huawei Wechselrichter arbeiten nach dem Prinzip eines Stringwechselrichter. Um eine hohe Anzahl an Solarmodulen effizient aufzunehmen, werden mehrere MPP – Tracker verwendet.

Der SMA-Wechselrichter verwendet die Eigenschaften eines String- und Zentralwechselrichters. Um die parallele Verschaltung mehrerer Strings zu ermöglichen, wird ein GAK zwischen den Modulen und dem Wechselrichter installiert. Der GAK fungiert als Schnittstelle und bündelt die einzelnen Strings zu einem gemeinsamen Strompfad. Dabei wird die Gleichspannung über ein Kabel mit größerem Querschnitt zum Wechselrichter geleitet. Die dabei auftretenden Unterschiede der elektrischen Kenngrößen der Module oder Verschaltungen und Strahlungsinhomogenität können dabei nicht für jeden einzelnen String berücksichtigt werden.

## 3 Vorstellung der Planungssoftware

### 3.1 Ertragssimulationssoftware PVsyst

PVsyst ist in der Solarbranche eine anerkannte Software zur Ertragssimulation einer Solaranlage und wurde 1992 entwickelt. Aufgrund der Vielfältigkeit wird diese Software weltweit genutzt und kann zur Leistungsoptimierung einer Anlage äußerst hilfreich sein. Bei der Berechnung einer Simulation werden die geografischen Koordinaten geladen, mit diesen können die Sonneneinstrahlungen, möglicher Schattenwurf durch umliegende Objekte und Wetterdaten, basierend auf einen Zeitabschnitt von hier 1995 – 2015 berücksichtigt werden. Weiterhin werden die Höhendaten und die Zeitzone bei der Berechnung einkalkuliert. Für eine präzise Analyse werden sogenannte PAN – Files für Solarmodule und OND-Files für Wechselrichter in der Datenbank gespeichert, diese werden regelmäßig aktualisiert. Die Files werden vom Hersteller oder unabhängigen Firmen angeboten und enthalten beispielsweise Temperaturverhalten, tatsächliche Wirkungsgrade oder ermittelte Strom- und Spannungskurven der Module und Wechselrichter unter verschiedenen Bedingungen.<sup>83</sup>

Nachdem ein Park über PVcase geplant wurde, wird eine pvc-Exportdatei erstellt und in PVsyst geladen. Diese enthält grundlegende Eigenschaften der Anlage, unter anderem den Reihenabstand und den Einfallswinkel der Module. Anschließend wird die genaue Anzahl der Solarmodule und Wechselrichter eingepflegt. Aus diesen Kenndaten wird eine Simulation erstellt. Über ein durch die Simulation erstelltes Verlustdiagramm, welche in den nachfolgenden Kapiteln ausführlich analysiert werden, kann eine Optimierung der Anlage durchgeführt werden. Eine wirtschaftliche Diagnose kann ebenfalls auf Grund der angegebenen Systemproduktion erstellt werden. Diese gibt die erzeugte Energiemenge im Jahr an. Für die Effizienz einer Anlage unabhängig von ihrer Anlagengröße berechnet PVsyst den spezifischen Ertrag. Dabei wird die tatsächlich erzeugte Energie mit der Nennleistung der Solarmodule dividiert. Dieser Wert ermöglicht es unterschiedliche Solaranlagen miteinander zu vergleichen. Außerdem wird die Performance Ratio angegeben, diese beschreibt die Qualität einer Solaranlage und ist als Qualitätsfaktor zu werten. Darüber hinaus kann die vom Netzbetreiber vorgegebene Blindleistung berücksichtigt werden. Für die Berechnung der Scheinenergie ins Netz muss im Vorfeld der Phasenwinkel  $\cos\varphi$  angegeben werden.<sup>84</sup>

---

<sup>83</sup> Vgl. PVsyst (Hrsg.) (o.A): features, <https://www.pvsyst.com/features/>, (Abrufdatum: 07.11.2023)

<sup>84</sup> Vgl. PVsyst, features

## 3.2 AutoCAD und PVcase

Für die Planung präziser technische Zeichnungen im zweidimensionalen oder dreidimensionalen Bereich wird die von Autodesk entwickelte Software AutoCAD in verschiedenen Branchen weltweit verwendet. Nutzer können maßstabsgerecht unter Verwendung von beispielsweise Volumenkörpern, Flächen, Netzobjekten, Punkten oder Linien Pläne zeichnen.<sup>85</sup>

In der Solarbranche wird zusätzlich noch das erweiterte Programm PVcase über AutoCAD genutzt. Das Add-in ermöglicht dem Planer, eine Freiflächenanlage realitätsnah zu zeichnen. Unter Berücksichtigung der exakten Modulgröße, Wechselrichterpositionierung und Kabelverlegung kann ein Entwurf zum Teil automatisiert gezeichnet werden. Eine weitere äußerst hilfreiche Funktion, ist nach fertiger Planung die detaillierte Zusammenstellung der benötigten Komponenten und verwendeten Kabellängen. Diese Informationen werden zur ersten wirtschaftlichen Prognose der Anlage benötigt. Weiterhin können die Kabellängen direkt in der Kabelverlustberechnung berücksichtigt werden.<sup>86</sup>

---

<sup>85</sup> Vgl. Autodesk (Hrsg.) (o.A): Die wichtigsten Funktionen von AutoCAD 2024, <https://www.autodesk.de/products/autocad/features>, (Abrufdatum: 07.11.2023).

<sup>86</sup> Vgl. PVcase (Hrsg.) (o.A): ground mount, <https://pvcase.com/ground-mount/>, (Abrufdatum: 07.11.2023)

# 4 Vorüberlegungen und Anlagenplanung

## 4.1 Verschaltungsanalyse

Ein besonderes Merkmal einer Ost-West-Anlage ist die Ausrichtung der Solarmodule. Diese sind dachförmig aufgebaut und jeweils den Himmelsrichtungen orientiert. Dabei ist der Designplaner mit verschiedenen Einflussfaktoren hinsichtlich der Optimierung und der realistischen Umsetzung seines Entwurfs konfrontiert. Nach Bekanntgabe der verwendeten Module und möglichen Wechselrichter werden diese auf einer vorgegebenen Fläche positioniert. Dabei liegt der Fokus zunächst auf dem Azimut und dem Neigungswinkel der Solarmodule. Diese zwei Faktoren beeinflussen den Jahresertrag maßgeblich, sollen jedoch in dieser Arbeit nicht weiter untersucht werden. Die Analyse dieser Arbeit basiert auf der Verschaltungsart der Wechselrichter mit den Solarmodulen. Es wird weiterhin untersucht, welcher Wechselrichter für diese Auslegung anhand einer technischen und wirtschaftlichen Betrachtung am besten performt.

Ein Wechselrichter versorgt eine Ausrichtung. Dabei werden die Solarmodule der Ostseite auf einen Wechselrichter verschaltet und die der Westseite auf einen anderen. Aus der Wirkungsgradkennlinie bestimmter Eingangsspannung der gewählten Wechselrichter geht hervor, dass der Verlauf der Kennlinie im Teillastbereich konstant horizontal verläuft, hingegen im Volllastbereich minimal fällt. Letzteres lässt sich auf eine höhere Wärmeentwicklung bei 100% AC-Ausgangsleistung zurückführen. Um den Kennlinienverlauf im Teil- und Volllastbereich zu berücksichtigen, wird in dieser Arbeit die Wechselrichter auf beide Himmelsrichtungen ausgelegt. Durch die Rotation der Erde um ihre eigene Achse, fällt am frühen Morgen bis zum Mittag direktes Sonnenlicht auf die Ost- und diffuses Licht auf die Westfläche der Solarmodule. Dies ist vergleichbar mit der Westausrichtung, bei welcher am Nachmittag direktes Licht auf die West- und diffuses Licht auf die Ostfläche fällt. Beide Sachverhalte sollen den Wechselrichter jeweils im Teillastbereich auslasten. Zur Mittagszeit, wenn die Sonne ihren Hochstand erreicht hat, treffen die meisten Photonen auf die gesamte Solaranlage. In diesem Zeitfenster kann der Wechselrichter unter bestimmten Voraussetzungen in den Volllastbereich gelangen, wobei Wärmeverluste entstehen. Anhand des Sungrow Wechselrichters sollen die beiden Ausrichtungsvarianten verglichen werden. Diese Auslegungen werden mit dem Simulationstool PVsyst getestet und sollen theoretische Resultate liefern. (Die Verteilung der Wechselrichter auf beide Himmelsrichtungen wird folgend auf „Eingänge“ und die andere Variante auf „Ausrichtung“ gekürzt). Der Begriff „Eingang“ wird aufgrund der Verteilung der Strings auf die DC-Eingänge des Wechselrichters verwendet.

## 4.2 Modulauswahl

Ein Bestandteil dieser Arbeit ist die Ertragsprognose und Kompatibilitätsüberprüfung zweier Solarmodule. Dafür muss zunächst ermittelt werden, wie viele Module sich in Reihe pro Wechselrichtereingang unter einer möglichen Umgebungstemperatur verschalten lassen. Aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten der Module wird die niedrigste mögliche Temperatur betrachtet. Alle drei Wechselrichter weisen die identischen technischen Eigenschaften hinsichtlich der maximalen Leerlaufspannung auf, weshalb die Unterschiede nicht berücksichtigt werden. Ziel des Verfahrens ist es, eine Modulanzahl für die Anlage zu berechnen, welche anschließend unter Berücksichtigung einer Wechselrichterauslegung simuliert wird. Aus der Simulation heraus können die Jahreserträge der beiden Solarmodule verglichen werden. Ausgehend vom Ergebnis wird das, für diesen Zweck, bessere Solar-Modul für die weitere Planung verwendet.

Zunächst muss die maximale Leerlaufspannung  $U_{LLmax}$  eines Moduls berechnet werden. Abhängig von der Leerlaufspannung  $U_{LL}$ , der Mindesttemperatur  $T_{min}$  der Umgebung und dem Leerlaufkoeffizienten  $\alpha_1$  kann diese variieren. Anschließend wird die maximale Eingangsspannung pro MPP  $U_{MPPmax}$  des WR mit der errechneten Leerlaufspannung dividiert.

Allgemeine Formel:

$$U_{LLmax} = U_{LLSTC} + (T_{min} - 25) \cdot U_{LLSTC} \cdot \frac{\alpha_1}{100} \quad (11)$$

$$\text{String Anzahl} = \frac{U_{MPPmax}}{U_{LLmax}} \quad (12)$$

Max. Leerlaufspannung und theoretische String Anzahl, TSM-DEG19C.20 Trina:

$$U_{LLmax} = 37,7 \text{ V} + (-10 - 25) \cdot 37,7 \cdot \frac{-0,25}{100} = 40,99 \text{ V}$$

$$\frac{1500 \text{ V}}{40,99 \text{ V}} = 36,59$$

Max. Leerlaufspannung und theoretische String Anzahl, HiKu6 Mono PERC Canadian Solar:

$$U_{LLmax} = 49,2 \text{ V} + (-10 - 25) \cdot 49,2 \cdot \frac{-0,25}{100} = 53,68 \text{ V}$$

$$\frac{1500V}{53,68V} = 27,94$$

Ein Überschreiten der maximalen Modulanzahl pro String führt zu einer Überspannung am MPP – Eingang des Wechselrichters. Der Wechselrichter würde aufgrund von Überhitzung, im besten Fall, sofort abschalten. Bei der Modulanzahl pro String muss die Unterkonstruktion (UK) berücksichtigt werden. Je nach Umsetzbarkeit muss gegebenenfalls zwischen elektrischen und mechanischen Aspekten ein Kompromiss gefunden werden.

Eine UK mit 27 Modulen kann mechanisch mit 3x9er, 3x18er oder 3x27er Tischen umgesetzt werden. Die Tische für einen 36er String können unter folgenden Kombinationen realisiert werden: 3x12 (ein String), 3x24 (zwei Strings) oder 3x36 (drei Strings) Module. Dabei steht die „3“ jeweils für die Anzahl der Reihen pro Tisch und wird limitiert durch die maximal zulässige Anlagenhöhe und die variable Zahl, in diesem Fall „9“, „12“, „18“, „24“, „27“ oder „36“ durch die in Reihe verschalteten Solarmodule.

Als nächstes muss eine geeignete Modulanzahl definiert werden. Diese muss durch die jeweilige String Anzahl teilbar sein und um einen realitätsnahen Vergleich ziehen zu können, mindestens 10 MW erzielen. Eine Modulanzahl von 27.000 erfüllt genau diese Kriterien.

27.000 Module erreichen eine maximale Gesamtnennleistung unter STC:

$$27.000 \cdot 540 \text{ Wp} = 14580 \text{ kWp}$$

Für eine Simulation benötigt PVSyst die Wechselrichteranzahl. Diese Anzahl wird mit Hilfe eines hauseigenem auf Basis von Excel entwickelten Tool berechnet. Die Datenbank des Tools wird ständig mit aktuell verwendeten Solarmodulen und Wechselrichtern gepflegt und kann so auf Daten zugreifen, die für die Berechnung relevant sind. Für den Vergleich der Solarmodule ist das Nennleistungsverhältnis nicht maßgeblich. Das Nennleistungsverhältnis DC:AC-Verhältnis setzt sich aus der gesamten Modul- und Wechselrichterleistung zusammen. Es beschreibt eine Über- oder Unterdimensionierung eines Solarparks.<sup>87</sup> Für diesen Vergleich werden zunächst 46 Wechselrichter verwendet.

$$\frac{DC}{AC} - \text{Verhältnis} = \frac{14580 \text{ kWp}}{46 \cdot 250 \text{ kW}} = 1,2$$

---

<sup>87</sup> Vgl. Maysunsolar (Hrsg.) (o.A): Leistungsverhältnis, <https://www.maysunsolar.de/blog/was-ist-das-leistungsverhältnis-dc-ac-verhältnis-einer-pv-anlage>, (Abrufdatum: 17.11.2023).

Für die Bestätigung der Ergebnisse und zur Gewährleistung der Genauigkeit wurde eine weitere Simulation mit dem Huawei Wechselrichter durchgeführt:

Auswertung der Simulationen:

Konfiguration	Trina + Huawei	CSI + Huawei	Trina + Sungrow	CSI + Sungrow
Wechselrichteranzahl	46	46	46	46
erzeugte Energiemenge in MWh/Jahr	15173	15078	15406	15321
spezifischer Ertrag in kWh/kWp/Jahr	1041	1034	1057	1051
Nennleistung in Wp	540	540	540	540
Moduloberfläche in Quadratmeter	70547	69227	70547	69227
Anzahl	27000	27000	27000	27000
Kollektorverluste in kWh/kWp/Tag	0,25	0,27	0,21	0,23
Module pro String	36	27	36	27
Modultechnologie	Bifazial	Monofazial	Bifazial	Monofazial

**Tabelle 3: Auswertung der Solarmodule**

Ausgehend von der erzeugten Energiemenge in Megawattstunden pro Jahr ist erkennbar, dass die Trina Solarmodule trotz geringerem Wirkungsgrad den höchsten Energieertrag liefern. Aus dem PVSyst Bericht lässt sich entnehmen, dass die größten Verlustunterschiede bei der PV-Umwandlung entstehen. Dazu gehören die Verluste aufgrund der Strahlungsstärke und der dazu einhergehenden Temperatur. Die Ursache dafür, liegt an der unterschiedlichen Modultechnologie (Bifazial und Monofazial) und an der Zellanordnung. Für die weiteren Untersuchungen wird das Trina Solarmodul verwendet.

### 4.3 Modulbelegungsplan der Anlage

Da in dieser Arbeit der Fokus auf den Vergleich der Wechselrichter und auf die Analyse der Ausrichtungsvarianten liegt, spielt bei der Planung der Freiflächenanlagen der genaue Standort keine bedeutende Rolle. Weiterhin werden möglichen Vorgaben der örtlichen Gemeinde und Behörden außer Acht gelassen.

Als erstes muss für die 27.000 Solarmodule ein sogenannter Geltungsbereich definiert werden. Dieser dient als Grundstücksgrenze und wird nach innen von der Zaungrenze mit einem 0,50 m Abstand umrandet. Um eine gleichzeitige händige Berührung des Zauns und der Solaranlage aus Sicherheitsgründen zu vermeiden, wird die PV-Fläche, im Abstand von 3 m nach innen vom Zaun errichtet.

Nach dem die PV-Fläche definiert wurde müssen die Maße des verwendeten Solarmodul über PVcase eingetragen werden. Anschließend erfolgt die Tischkonfiguration. Dabei muss die Anzahl der in Reihe und Spalten verbauten Solarmodule definiert werden. Das Spaltmaß zwischen den Solarmodulen ist aufgrund der Modulklemmen zu wählen. Der Abstand zwischen zwei Tischen ist aufgrund der Ausdehnung bei Wärme der Modulrahmen zu berücksichtigen. Außerdem muss noch der Neigungswinkel definiert werden. Für diese



Untersuchung wurde ein geeigneter Winkel von 10 Grad definiert. Nachdem alle Kenndaten eingetragen sind, erstellt die Software eine Zeichnung des konfigurierten Tisches. Bei diesem Modulbelegungsplan wurden 3x24 und 3x36 Tische verwendet.

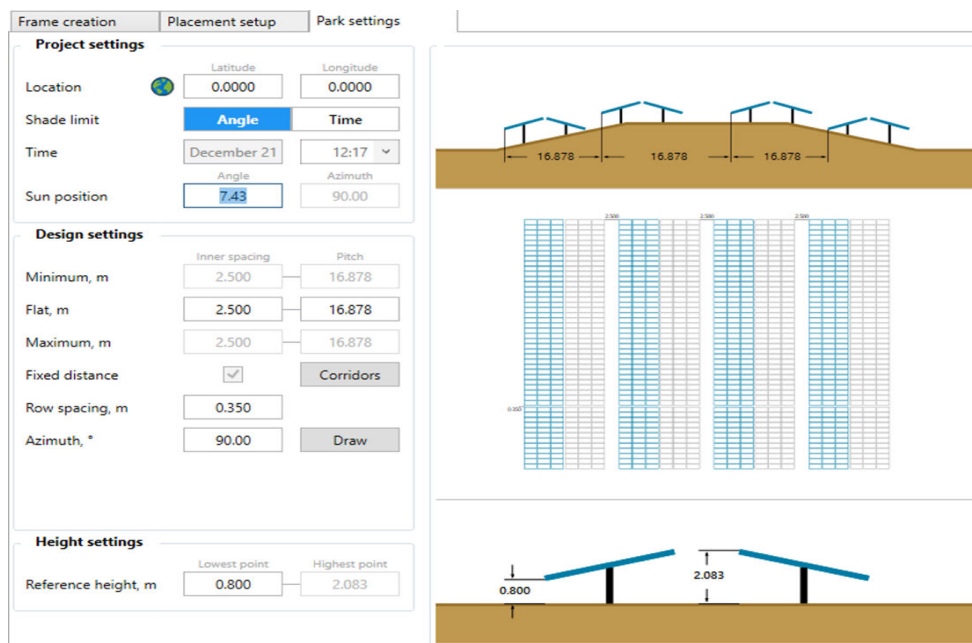


Abbildung 24: Tischkonfiguration PVcase – Aufbau Solarpark

Quelle: PVcase

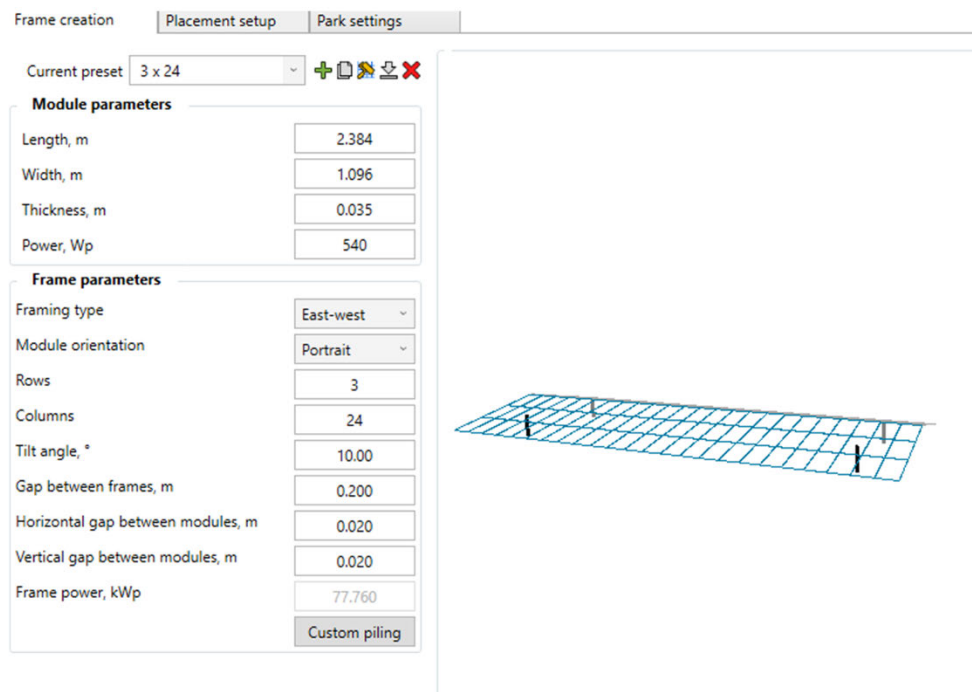
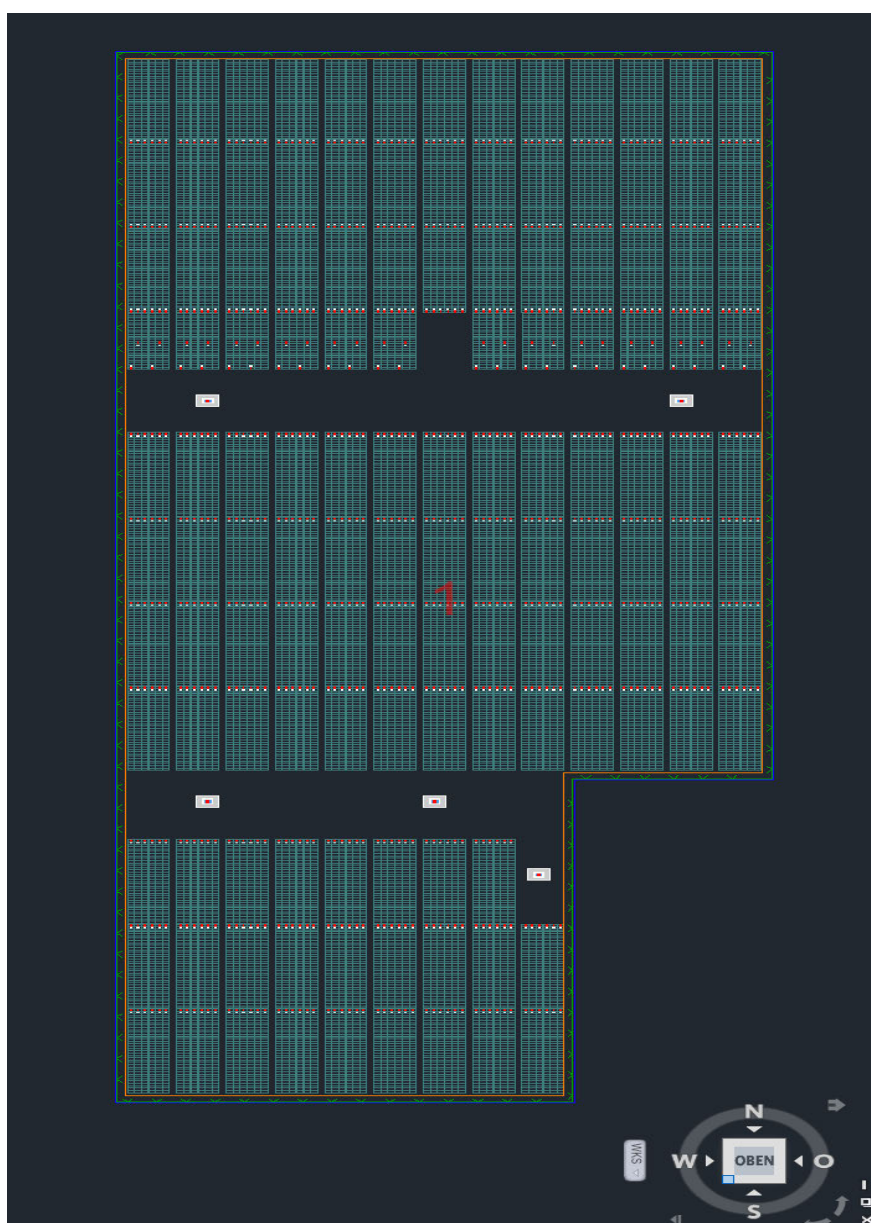


Abbildung 25: Tischkonfiguration PVcase - Mustertisch

Quelle: PVcase

Unter dem Reiter „Park Settings“ wird in der Kategorie „Design Settings“ noch der Reihenabstand, der Tischsprung, der Azimut und die Mindesthöhe der Tischunterkante eingegeben. Der Azimut wird im Idealwinkel für eine Ost-West-Anlage ausgelegt. Dieser beträgt +90 Grad und -90 Grad.

Nachdem eine Vorzugsrichtung für die Auslegung der Solarmodule gewählt wurde, kann über die PVcase Funktion „Generate single area“ automatisch eine Modulbelegung generiert werden. Diese Funktion belegt das komplette Feld und muss anschließend der Modulanzahl von 27.000 Modulen angepasst werden. Für die Trafostationen wurden systematische Abstände zwischen den Modulgruppen angelegt.



**Abbildung 26: Modulbelegungsplan**

Quelle: AutoCAD

## 4.4 Verschaltung der Solarmodule

Die insgesamt 27.000 Solarmodule werden mit 117 - 3 x 36 Tischen und 12 – 3 x 24 Tischen aufgeteilt. Die 3 x 36 Tischen bestehen aus 3 Strings und die 3 x 24 aus 2 Strings. Aus diesen Tischkonfigurationen ergeben sich insgesamt 750 Strings. Diese gilt es effizient zu verschalten. Generell wird in dieser Arbeit das DC:AC-Verhältnis der PVsyst Simulation berücksichtigt und für die Planung verfolgt. Im Vergleich zu dem hauseigenen Tool berücksichtigt PVsyst bei der Berechnung die entstehenden Modultemperatur in Stundenwerte, welche künstlich von Monateinstrahlungswerte auf Stundenwerte modelliert werden. Außerdem geht PVsyst auf die spezifische Effizienz des Wechselrichters und deren Temperaturverhalten aus dem OND-File ein. Als weiterer Vorteil nach erfolgter Planung kann PVsyst die Kabellängen für die Berechnung einbeziehen. Das hauseigene Tool dient in dieser Arbeit als Richtwert für die benötigte Wechselrichteranzahl.

### 4.4.1 Wechselrichterauslegung Sungrow

Für die Wechselrichterauslegung müssen zuerst im Tool unter „Projektinformation“ Reiter die Kennwerte des Moduls aus dem Datenblatt eingepflegt werden. Weiterhin werden die lokalen minimalen Umgebungs- und maximalen Umgebungstemperaturen benötigt. Für die Auslegung der MPP-Tracker verwendet das Tool eine Datenbank. Die Datenbank wird fortlaufend aktualisiert und enthält die erforderlichen Kennwerte der Wechselrichter. Die genaue Modulanzahl pro String wird über eine Formel automatisiert berechnet und dient somit als Kontrolle für die eigene im Vorfeld errechnete Modulanzahl pro String. Der Sungrow Wechselrichter besitzt 12 MPP-Tracker und insgesamt 24 Anschlüsse.

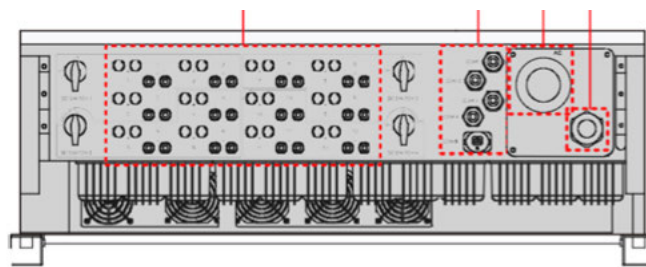


Abbildung 27: Wechselrichter MPP – DC-Eingangsseite

Quelle: Manual SG250HX

Die Strings werden mit einem MC4-Evo2 Stecker verbunden.<sup>88</sup> Die Anzahl der belegten Anschlüsse ist abhängig von der zulässigen DC - Eingangsseite des Wechselrichters und des gewünschten DC:AC -Verhältnis. Bei einer vollen Belegung der Anschlüsse würde auf jedem MPPT aufgrund der Parallel-Schaltung zweier Strings ein Strom von 34,42 Ampere ( $17,21 A \cdot 2$ ) fließen, was zu zusätzlichen Verlusten des Wechselrichters führt. Für eine

<sup>88</sup> Vgl. Sungrow (Hrsg.) (o.A): Manual Sungrow, [https://cs-catalog.s3.amazonaws.com/installation\\_manual/SG250HX\\_User+Manual\\_V15\\_20201106.pdf](https://cs-catalog.s3.amazonaws.com/installation_manual/SG250HX_User+Manual_V15_20201106.pdf) (Abrufdatum 17.11.2023)

optimale Verschaltung werden oft 2 bis 3 Auslegungen konfiguriert, welche verschiedene String Anzahl pro Wechselrichter besitzen. Die Berechnung des DC:AC-Verhältnis erfolgt unter der Berücksichtigung eines Verschiebungsfaktor von  $\cos(\varphi = 0,95V)$ . Für die Untersuchung wird folgende Konfiguration gewählt:

Ausrichtung mit 48 WR	DC:AC - Verhältnis	Anzahl der Strings pro Wechselrichter	Verschaltete Module	Wechselrichter
Auslegung 1	1,31	16	17280	30
Auslegung 2	1,23	15	9720	18
Gesamt	1,27	750	27000	48

**Tabelle 4: Konfiguration Ausrichtung mit 48 WR**

Nachdem die Wechselrichteranzahl bekannt ist, kann diese in die Simulation eingepflegt werden. Anschließend muss über PVsyst unter dem Reiter „Leistungsverteilung zwischen MPPT-Eingängen eines Wechselrichters die gewünschte Auslegung definiert werden. Diese werden jeweils auf Ausrichtung (Ein Wechselrichter pro Ausrichtungsfläche) und auf Eingänge (Ausrichtungsfläche Ost und West auf einen Wechselrichter verteilt) festgelegt. Die Leistungsverteilung auf Eingänge kann manuell oder automatisch über PVsyst erfolgen.

**Gemischte Ausrichtung in einem bestimmten Unterfeld:**  
Verteilung der Wechselrichtereingänge innerhalb jeder Ausrichtung.

Wechselrichteraufteilung für gemischte Ausrichtung

Ausr. #1 375 Ausr. #2 375

Verteilung der Wechselrichtereingänge gemäß Ausric

Wechselrichter SG250HX  
im Unterfeld PV-Anlage

Nur ein gemischter Wechselrichter  
 Auf alle Wechselrichtereingänge verteilt

Strangverteilung

375 Stränge (50 %) in Ausrichtung #2 (Azimut = 90)  
375 Stränge (50 %) in Ausrichtung #1 (Azimut = -90)  
Setze auf 50%

5x Wechselrichter (15Stränge, 15 in Ausrichtung #2)

16x Wechselrichter (16Stränge, 16 in Ausrichtung #2)

1x Wechselrichter (15Stränge, 3 in Ausrichtung #1, 12 in Ausrichtung #2)

12x Wechselrichter (16Stränge, 16 in Ausrichtung #1)

12x Wechselrichter (15Stränge, 15 in Ausrichtung #1)

**Abbildung 28: Leistungsverteilung auf Ausrichtung**

Quelle: PVsyst

Über eine skalierbare Zeile kann die Stringverteilung ausgewählt werden. Bei der Verteilung auf Ausrichtung sollen 375 Strings auf der Ostseite und 375 Strings auf der Westseite zugeordnet werden.

Aufgrund der ungeraden Anzahl an Strings der 18 Wechselrichter muss 1 Wechselrichter gemischt aufgeteilt werden, dadurch kommt es jedoch nicht zu größeren Verlusten bzw. zu einer nennenswerten Abweichung hinsichtlich der Energieerzeugung.

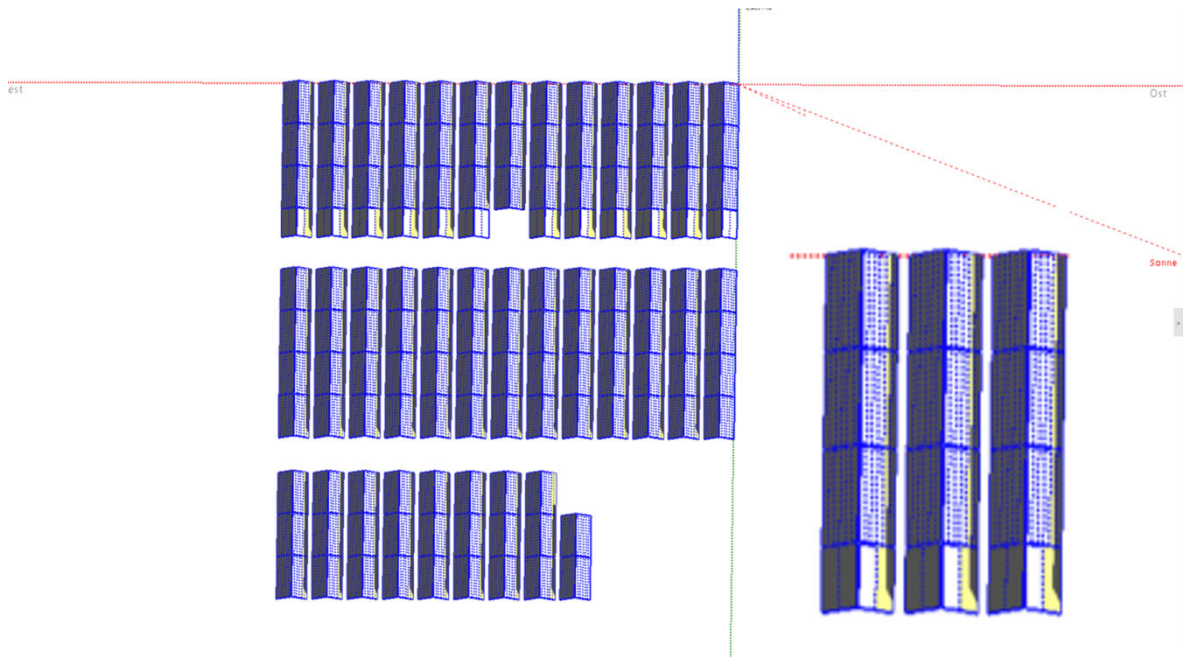
Die Verteilung der 750 Strings auf die Eingänge hingegen muss genauer segmentiert werden. Auf der Basis des hauseigenen Tools erfolgt die Aufteilung der Strings, auf 30 und 18 Wechselrichter.

Stringaufteilung der 30 WR	Strings	Module pro MPP	Ausrichtung	Stringanzahl
Modulverschaltung Gnerator (MPP 1)	2	72	OST	8
Modulverschaltung Gnerator (MPP 2)	2	72	OST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 3)	2	72	OST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 4)	2	72	OST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 5)	1	36	WEST	8
Modulverschaltung Gnerator (MPP 6)	1	36	WEST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 7)	1	36	WEST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 8)	1	36	WEST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 9)	1	36	WEST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 10)	1	36	WEST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 11)	1	36	WEST	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 12)	1	36	WEST	
Gesamt	16	576	-	16

**Tabelle 5: Leistungsverteilung auf Ausrichtung - 30 WR**

Aufgrund der geraden Stringanzahl pro Wechselrichter lassen sich die Strings relativ einfach auf die Ost- und Westflächen aufteilen. Die genaue Stringverteilung der 16 Strings auf die MPP-Tracker spielt eine untergeordnete Rolle. Wichtig ist, dass die Aufteilung der Strings systematisch und einheitlich auf den Tischen gestaltet wird. Die Strings können auf einem Tisch vertikal (von oben nach unten) oder horizontal (tischübergreifend von links nach rechts) ausgelegt werden. Aufgrund der Nahverschattung, ausgelöst durch die aneinander gereihten Tische, bietet sich bei den ersten 8 Strings auf der Ostseite, eine horizontale Verlegung an. So kann verhindert werden, dass bei einer parallel Verschaltung von Zwei Strings auf einem MPP, ein String den gesamten MPP beeinflusst. Trotz der Bypassdioden sollte dieses Phänomen bei der Verschaltung berücksichtigt werden.

Die Abbildung 29 wurde von PVsyst generiert und stellt den Extremfall der Nahverschattung (graue Schraffur) und der elektrischen Verschattung (gelbe Verschattung) am 21.12 am Morgen dar. Die gelbe Verschattung entsteht bei einem String der auf einem Tisch über 2 Reihen (3x24) verschaltet ist. Dabei ist nur die untere Reihe verschattet, zieht jedoch künstlich die obere Reihe mit herunter.



**Abbildung 29: Nahverschattung und elektrische Verschattung am Morgen (21.12)**

Quelle: PVsyst

Für eine gleichmäßige Verteilung der 18 Wechselrichter auf die restlichen 9720 Solarmodule wird die Auslegung in 2 Konfiguration aufgeteilt. Der Grund für die zusätzliche Aufteilung liegt an der ungeraden String Anzahl pro Wechselrichter. Die Konfigurationen werden nachfolgend tabellarisch vorgestellt.

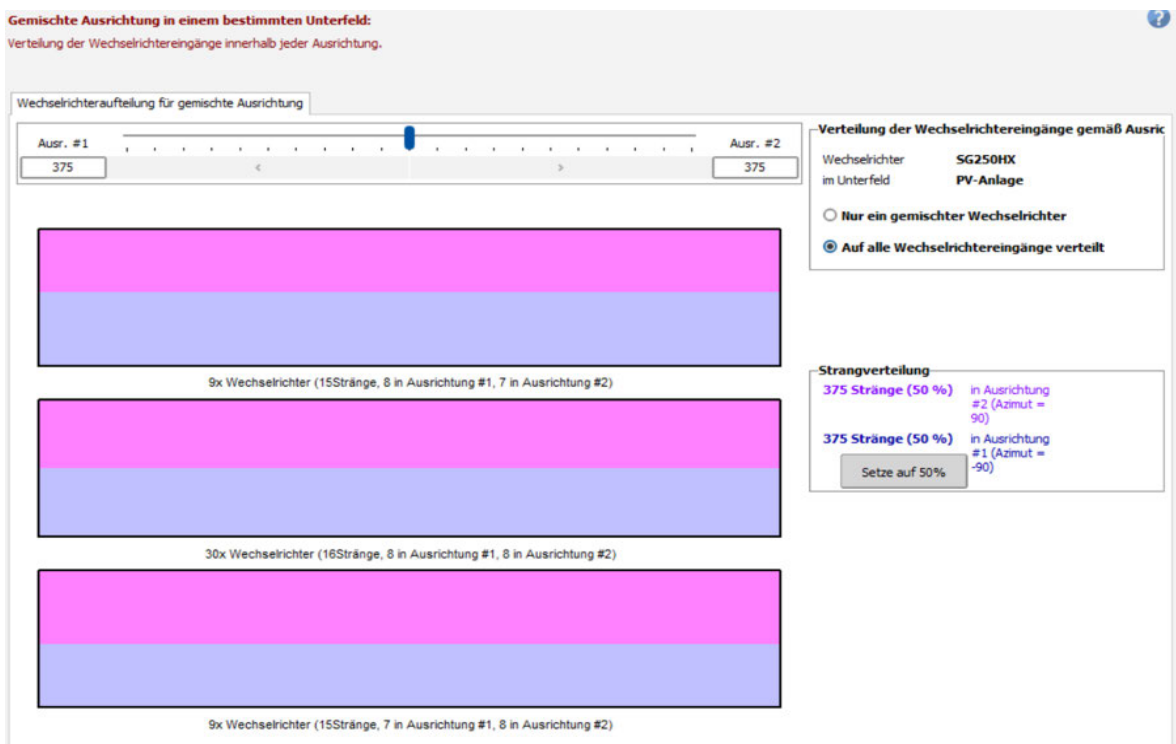
Konfiguration			1		
Stringaufteilung der 18 WR	String	Module pro MPP	Ausrichtung	Stringanzahl	WR - Anzahl
Modulverschaltung Gnerator (MPP 1)	2	72	OST	7	9
Modulverschaltung Gnerator (MPP 2)	2	72	OST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 3)	2	72	OST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 4)	1	36	OST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 5)	1	36	WEST	8	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 6)	1	36	WEST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 7)	1	36	WEST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 8)	1	36	WEST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 9)	1	36	WEST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 10)	1	36	WEST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 11)	1	36	WEST		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 12)	1	36	WEST		
Gesamt	15	540	-	15	-

**Tabelle 6: Leistungsverteilung auf Ausrichtung - 18 WR, Konfiguration 1**

Konfiguration			2			
Stringaufteilung der 18 WR	String	Module pro MPP	Ausrichtung	Stringanzahl	WR - Anzahl	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 1)	2	72	OST	8	9	
Modulverschaltung Gnerator (MPP 2)	2	72	OST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 3)	2	72	OST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 4)	1	36	OST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 5)	1	36	OST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 6)	1	36	WEST	7		
Modulverschaltung Gnerator (MPP 7)	1	36	WEST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 8)	1	36	WEST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 9)	1	36	WEST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 10)	1	36	WEST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 11)	1	36	WEST			
Modulverschaltung Gnerator (MPP 12)	1	36	WEST			
Gesamt	15	540	-	15		-

**Tabelle 7: Leistungsverteilung auf Ausrichtung - 18 WR, Konfiguration 2**

Die von PVsyst generierte Verteilung der Wechselrichtereingänge entsprach dem vorherigen systematischen Ansatz. Die Aufteilung ist der Abbildung 30 zu entnehmen. Die Farben beschreiben die jeweilige Ausrichtung und sind in der nebenstehende Legende unter Strangverteilung erläutert.



**Abbildung 30: Leistungsverteilung auf Eingänge**

Quelle: PVsyst

## 4.4.2 Auswertung der PVsyst Ergebnisse

Nachdem die jeweiligen Konfigurationen ausführlich erläutert wurden, können im folgenden Teil die PVsyst Simulationen ausgewertet werden. Für ein qualifiziertes Ergebnis wurde die Untersuchung mit drei verschiedenen Auslegungen durchgeführt. Die DC:AC - Verhältnisse werden aus den PVsyst Berichten entnommen. Diese weichen von den berechneten Verhältnissen aus dem Wechselrichter auslegung - Tool ab.

Verschaltungsart	Ausrichtung mit 46 WR	Eingänge mit 46 WR
erzeugte Energiemenge in MWh/Jahr	15390	15406
spezifischer Ertrag in kWh/kWp/Jahr	1056	1057
Mehrertrag in MWh/Jahr	16	
Nennleistungsverhältnis DC/AC	1,409	
Lastüberschreitungsverluste in %	0,38	0,25
Wirkleistungsverluste in %	1,37	1,35

**Tabelle 8: Verschaltungsart - Auswertung mit 46 WR**

Verschaltungsart	Ausrichtung mit 48 WR	Eingänge mit 48 WR
erzeugte Energiemenge in MWh/Jahr	15419	15428
spezifischer Ertrag in kWh/kWp/Jahr	1058	1058
Mehrertrag in MWh/Jahr	9	
Nennleistungsverhältnis DC/AC	1,35	
Lastüberschreitungsverluste in %	0,16	0,09
Wirkleistungsverluste in %	1,38	1,36

**Tabelle 9: Verschaltungsart - Auswertung mit 48 WR**

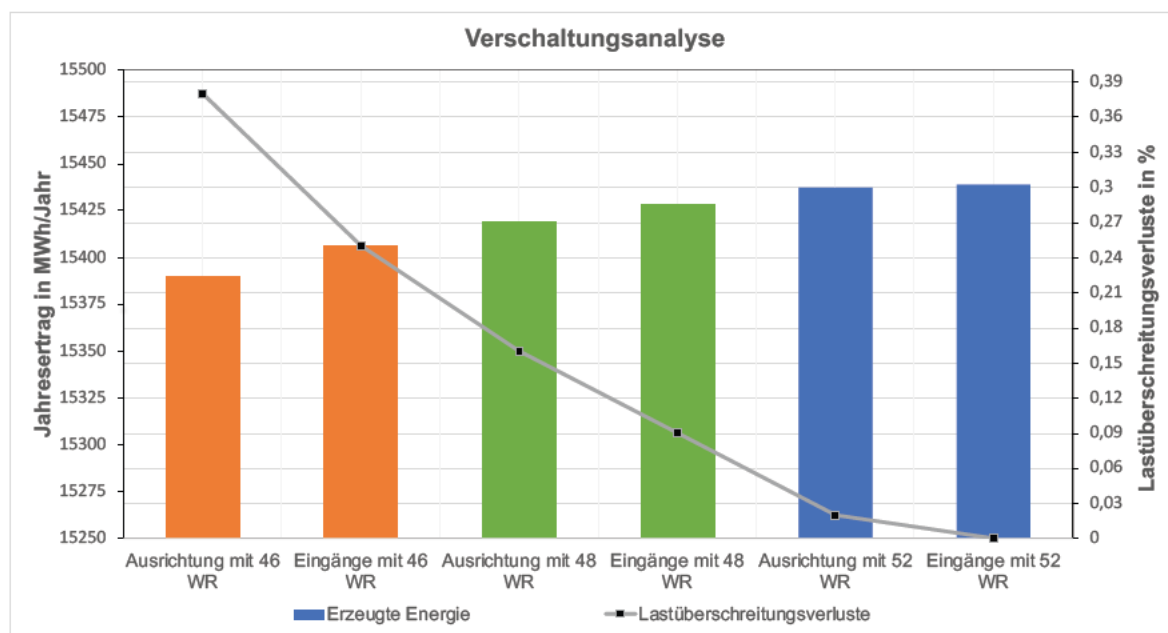
Verschaltungsart	Ausrichtung mit 52 WR	Eingänge mit 52 WR
erzeugte Energiemenge in MWh/Jahr	15437	15439
spezifischer Ertrag in kWh/kWp/Jahr	1059	1059
Mehrertrag in MWh/Jahr	2	
Nennleistungsverhältnis DC/AC	1,25	
Lastüberschreitungsverluste in %	0,02	0
Wirkleistungsverluste in %	1,4	1,38

**Tabelle 10: Verschaltungsart - Auswertung mit 52 WR**



Unter „Zusammenfassung der Ergebnisse“ im PVsyst Bericht stehen die aussagekräftigen Ergebnisse, welche in die Tabelle aufgenommen wurden. Weiterhin wird für die Auswertung das erstellte Verlustdiagramm von PVsyst berücksichtigt. Das Verlustdiagramm unterteilt sich in die Verlustfaktoren der horizontalen Globaleinstrahlungen und die Verluste bei der PV-Umwandlung. Ausgehend von der PV-Feld Nennenergie unter STC -Bedingungen werden die Hauptverlustquellen prozentual aufgegliedert. Dadurch können PV-Anlage verglichen werden, um Vor- und Nachteile eindeutig zu identifizieren.<sup>89</sup>

Aus den Tabellen ist zu entnehmen, dass die erzeugte Energiemenge im Jahr bei der Verschaltung auf die Eingänge einen höheren Leistungsertrag liefert. Weiterhin ist zu erkennen, dass der Ertrag abhängig vom DC:AC - Verhältnis ist. Eine Tendenz in Richtung Unterdimensionierung führt zu einer stärkeren Annäherung der Erträge beider Anlagen. Dies spiegelt auch das Diagramm in der Abbildung 31 wieder. Die fallende Kennlinie verläuft systematisch über jede Auslegungsvariante und kennzeichnet diese. Dabei ist für die gleiche Wechselrichter Anzahl eine zunehmende Annäherung der Markierung erkennbar. Dies äußert sich in einer kontinuierlichen Verkürzung, je mehr Wechselrichter pro Auslegung verwendet werden. Begründen lässt sich dieses Verhalten der Anlage mit der Untersuchung der Lastüberschreitungsverluste. Diese entstehen durch eine zu große Leistung der Solarmodule als die Nennleistung der Wechselrichter. Dies führt zu einer Überhitzung der Wechselrichter und kann bei der Umwandlung einen schlechteren Wirkungsgrad bewirken.



**Abbildung 31: Verschaltungsartanalyse**

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>89</sup> PVsyst Verlustdiagramm, <https://www.pvsyst.com/help/lossdiagram.htm> (Abrufdatum: 09.11.2023)

### 4.4.3 Leistungsreduzierkurve der Wechselrichter

Die hervorgerufene Lastüberschreitung bei Wechselrichter aufgrund der Leistung der Solarmodule muss in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur zusätzliche überprüft werden. Dafür werden die Leistungsreduzierkurven der Wechselrichter genauer analysiert. Diese repräsentiert grafisch den Zusammenhang zwischen der AC-Leistung des Wechselrichters und der Umgebungstemperatur. Mit Hilfe eines Kühlkonzept kann die Wechselrichterleistung trotz ansteigender Temperatur nahezu konstant gehalten werden. Ab einem bestimmten Punkt knickt die Kurve ab und die Leistung reduziert sich deutlich.

Der SMA - Wechselrichter kann bis zu 55 C° seine maximale Ausgangsleistung halten während der Sungrow bei 30 C° und der Huawei bei 33 C° Umgebungstemperatur seine Ausgangsleistung reduziert. Die Leistungsreduzierkurven der WR befinden sich im Anhang. Bei steigender Umgebungstemperatur kommt es aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten des Trina Solarmoduls zu einer Reduzierung der Modulleistung. Dabei verliert das Solarmodul bei einem Temperaturkoeffizienten von -0,34 % im Schnitt 1,7 Wp pro C° ab 25 C°.

Unter STC – Bedingungen erzielen die Solarmodule für die geplante Anlage eine Gesamtleistung von 14,58 MWp. Bei einer Umgebungstemperatur von 50 C° reduziert sich diese Leistung auf 13,39 MWp. Unter der Berücksichtigung der Leistungsreduzierkurve der Wechselrichter und die Leistungen der Solarmodule in Abhängigkeit der Temperatur, ergeben sich unterschiedliche DC:AC – Verhältnisse wie in der folgenden Tabelle zu sehen.

Wechselrichter	Grad in C°	Modulleistung in MWp	Wechselrichterleistung in MVA	DC:AC - Ratio
SMA	25	14,58	11,34	1,29
	35	14,09	11,34	1,24
	45	13,67	11,34	1,21
	50	13,39	11,34	1,18
Huawei	25	14,58	11,61	1,26
	35	14,09	11,45	1,23
	45	13,67	10,53	1,30
	50	13,39	10,21	1,31
Sungrow	25	14,58	12,00	1,22
	35	14,09	11,52	1,22
	45	13,67	10,32	1,32
	50	13,39	9,60	1,39

**Tabelle 11: Auswirkung Umgebungstemperatur auf WR und Solarmodule**

Die Wechselrichterleistungen wurden aus dem nachfolgenden Kapitel entnommen und resultieren aus der Anzahl an Wechselrichter und der jeweiligen max. AC-Ausgangsleistung. Das DC:AC – Verhältnis wurde für vier unterschiedliche Temperaturen berechnet. Während bei Sungrow und Huawei die Ratio kontinuierlich ab 35 C° steigt, bleibt diese bei SMA konstant bis zu 50 C°. In Hinblick auf die Performance des Wechselrichters bietet der SMA einen hohen Optimierungsspielraum.

Dabei darf jedoch nicht der Verlauf beifallenden Umgebungstemperaturen außer Acht gelassen werden. Weiterhin muss der positive Temperaturkoeffizient des Kurzschlussstroms berücksichtigt werden. Dieser ist jedoch sehr gering und in der Region Deutschland zu vernachlässigen.

#### 4.4.4 Wechselrichterdimensionierung

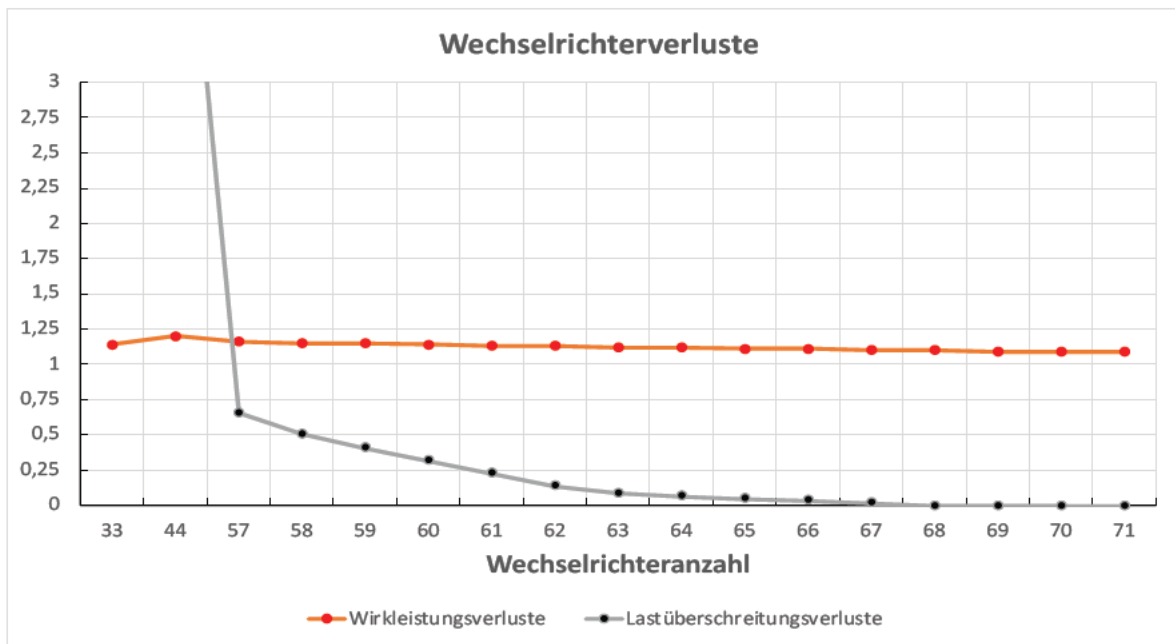
Bevor die Freiflächenanlage weiter geplant werden kann, muss die benötigte Anzahl an Wechselrichtern untersucht werden. Dies erfolgt unter einer technischen und wirtschaftlichen Betrachtung, um eine realitätsnahe Planung zu ermöglichen. Für die technische Betrachtung werden die unterschiedlichen Dimensionierungen über PVsyst simuliert. Die wirtschaftliche hingegen ist abhängig von den Einkaufspreisen der Wechselrichter und von den für die Anzahl an Wechselrichter benötigten Trafostationen. Im folgenden Teil werden die Ergebnisse aus den PVsyst - Berichten für jeden der drei Wechselrichter über ein Säulendiagramm dargestellt. Bei allen drei Diagrammen werden die Nennleistungsverhältnisse im minimalen und maximalen Bereich grün gekennzeichnet. Diese repräsentieren empirisch gewonnene Erfahrungswerte aus der Praxis, die sowohl technisch als auch wirtschaftlich einen ertragreichen Nutzen erzielen. Der genaue Arbeitsablauf für die Ermittlung der benötigten Wechselrichteranzahl wird ausführlich für den SMA-Wechselrichter dargestellt. Der Ablauf für die Wechselrichter ist identisch und wird nicht aufgeführt.

##### SMA - Sunny Highpower 180-21 PEAK 3

Wechselrichter	57	61	62	63	71
Erzeugte Energiemenge MWh/Jahr	15380	15449	15464	15473	15492
Perf. Ratio PR in %	90,18	90,59	90,67	90,73	90,84
Wirkleistungsverluste in %	1,16	1,13	1,13	1,12	1,09
Lastüberschreitungsverluste in %	0,66	0,23	0,14	0,09	0
DC - Kapazität in MWp	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58
spezifischer Ertrag in kWh/kWp/Jahr	1055	1060	1061	1061	1063
Nennleistungsverhältnis DC/AC	1,421	1,328	1,306	1,286	1,141
ideales Nennleistungsverhältnis Obergrenze	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
ideales Nennleistungsverhältnis Untergrenze	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Mehrkosten in Euro im Vergleich zu idealer Anzahl	-65000	-26000	-13000	0	104000

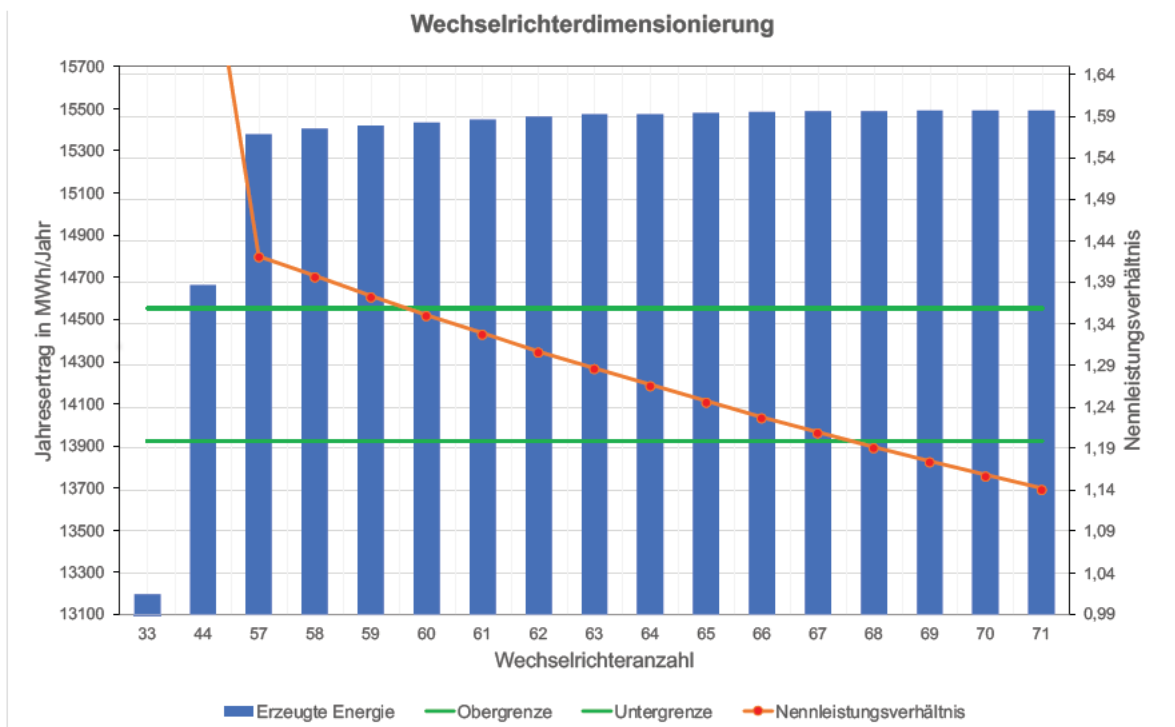
**Tabelle 12: Auswertung der PVsyst-Berichte SMA**

Die Konfiguration mit 63 Wechselrichtern wurde aufgrund der maximalen String Auslastung pro Wechselrichter und der Auslegung der Trafostationen gewählt. Weiterhin spricht die DC:AC-Ratio für eine optimale Dimensionierung. Der Kennlinienverlauf der Lastüberschreitung verliert ab 63 Wechselrichter an Steilheit. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Verluste aufgrund von Überdimensionierung geringer werden und dementsprechend der Mehrertrag je zusätzlichen Wechselrichter ebenfalls sinkt. Bei der Anzahl der Wechselrichter geht es jedoch primär um eine Vollbesetzung der Trafostation mit Wechselrichter.



**Abbildung 32: Wechselrichterverluste SMA**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 33: Wechselrichterdimensionierung SMA**

Quelle: Eigene Darstellung

Für die Anlagenplanung stehen folgende Leistungsklassen der Trafostationen zur Verfügung: 3150 kVA, 2500 kVA und 2000 kVA. Diese Einheit beschreibt die SI-Einheit der elektrischen Scheinleistung (S). Die Leistungsklasse geben die maximale Belastungsgrenze an.<sup>90</sup>

Der Transformator wandelt die Niederspannung in die Mittelspannung von 10 kV, 20 kV oder 30 kV um. Bei der Berechnung der Trafostationen ist darauf zu achten, dass die Kapazität der Trafostation effizient einzusetzen ist. Dabei muss die AC – Ausgangleistung des Wechselrichters berücksichtigt werden. Die zulässige Anzahl an Wechselrichter wird über folgende Formel berechnet:

$$\text{Anzahl an Wechselrichter pro Trafostation} = \frac{\text{max. AC-S (Trafostation)}}{\text{max. AC-S (Wechselrichter)}} \quad (13)$$

Die Trafostationen können folgende Anzahl an SMA – Wechselrichter aufnehmen:

- 3150 kVA – 17-18 Wechselrichter
- 2500 kVA – 13 Wechselrichter
- 2000 kVA – 11 Wechselrichter

Für die wirtschaftliche Betrachtung ist die Ermittlung der benötigten Trafostationen ein wichtiger Bestandteil und kann die Anzahl der verwendeten Wechselrichter beeinflussen. Abgesehen von den Solarmodulen, zählen die Trafostationen mit zu den höchsten Investitionskosten einer Freiflächenanlage. Die wirtschaftliche Betrachtung wurde für die Anlagenauslegung von 60 bis 71 Wechselrichtern analysiert und die Anzahl der benötigten Trafostationen jeweils zusammengefasst. Dabei werden die entstehenden Kosten berücksichtigt und dem Gesamtgewinn nach 25 Jahren einschließlich der Degradation von 0,45 % der Solarmodule entgegen gerechnet. Der Gesamtgewinn bezieht sich auf den Ertrag in 25 Jahren, abzüglich der wesentlichen Investitionskosten. Dabei wurden jedoch aufgrund von Anlagen Äquivalenz die Kosten für die Solarmodule nicht berücksichtigt. Diese Betrachtung würde vermutlich zu keiner abweichenden Auslegungsvariante führen.

Der Vergütungssatz pro kWh ist nach § 49 EEG 2023 abhängig von der Anlagengröße und dem Standort sowie vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme abhängig. Ab einer Anlagengröße von > 1000 kW<sub>p</sub> bedarf es einer Ausschreibung. Für diese Untersuchung wurde ein gemittelter Wert von 0,07 Cent/kWh verwendet.<sup>91</sup>

---

<sup>90</sup> Vgl. Stromerzeuger Lexikon (Hrsg.) (o.A): kVA, <https://www.stromerzeuger-lexikon.de/kva/>, (Abrufdatum: 10.11.2023).

<sup>91</sup> Vgl. LfL (Hrsg.) (o.A): Aktuelle Fördersätze, <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/161645/index.php>, (Abrufdatum: 10.11.2023)

Wechselrichter	62	63	64
Erzeugte Energiemenge (MWh/Jahr)	15464	15473	15476
Gesamtkosten der WR	527.000,00 €	535.500,00 €	544.000,00 €
Energiertag pro Jahr	1.082.480,00 €	1.083.110,00 €	1.083.320,00 €
Betrachtungszeitraum in Jahre	25	25	25
AC - Scheinleistung in kVA	11160	11340	11520
Trafostationen :	benötigte Anzahl		
2000 kVA - 11 Wechselrichter	1	1	3
2500 kVA - 13 Wechselrichter			
3150 kVA - 17 Wechselrichter	3	3	2
Gesamtpreis Trafostationen	571.000,00 €	571.000,00 €	579.000,00 €
Generatoranschlusskasten (800 Euro)	62	63	64
Gesamtgewinn im ersten Jahr	- 65.120,00 €	- 73.790,00 €	- 90.880,00 €
Gesamtgewinn in 25 Jahren	23.848.000,00 €	23.852.770,00 €	23.840.720,00 €

**Tabelle 13: Auswertung - wirtschaftliche Betrachtung SMA**

Bei dem SMA-Wechselrichter müssen noch zusätzlich die Generatoranschlusskästen berücksichtigt werden. Diese Investition entsteht bei den Sungrow und Huawei Wechselrichter nicht. Der Gesamtgewinn der 63 Wechselrichter ist nach 25 Jahren am höchsten und bestätigt auch die technische Analyse. Die 27.000 Solarmodule werden für die weitere Planung mit 63 SMA - Wechselrichtern realisiert.

#### SUNGROW SG250HX

Der Sungrow Wechselrichter benötigt aufgrund seiner hohen AC-Ausgangsleistung nur 48 Wechselrichter. In der wirtschaftlichen Betrachtung erzielt er den höchsten Gesamtgewinn nach 25 Jahren. Für die 48 Wechselrichter werden insgesamt 5 Trafostationen (3x 2000 kVA und 2 x 3150 kVA) benötigt.

#### HUAWEI SUN2000-215KTL-H0

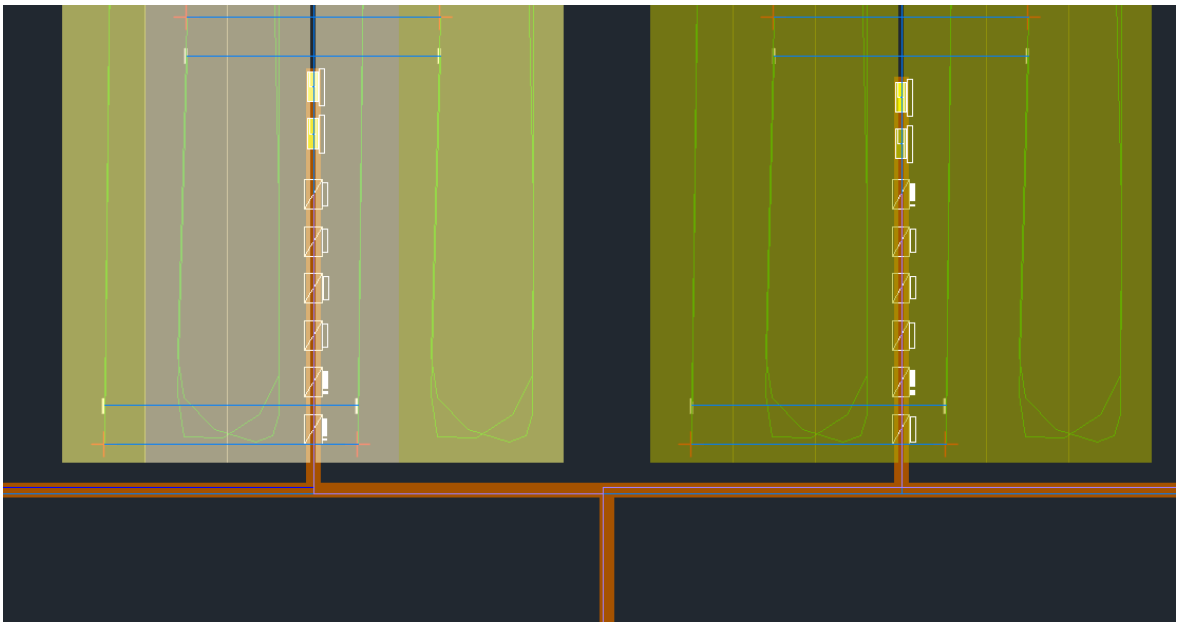
Für die 27.000 Solarmodule werden 54 Wechselrichter benötigt. Huawei platziert sich mittig, hinsichtlich der Wechselrichteranzahl. Diese Aussage lässt sich auch für das Nennleistungsverhältnis DC:AC und für den Gesamtgewinn nach 25 Jahren definieren. Bei der AC-Verschaltung werden 4 Trafostationen (1x 2500 kVA und 3 x 3150 kVA) benötigt.

## 5 Planung der Anlage

Als nächster Schritt kann die Planung über PVcase fortgesetzt werden. Unter dem Reiter „electrical design“ werden die technischen Planungsschritte abgefragt und anschließend ausgeführt. Diese umfassen im ersten Schritt die Verstringung der Solarmodule. Jede Tischkonfiguration muss einzeln verstringt werden und dient als sogenannter Mustertisch für PVcase. Dabei wird die Anzahl der Solarmodule einem String zugeordnet und die Verschaltungsart gewählt. Für alle drei Anlagen wird die Leap Frog Verschaltung gewählt. Anschließend kann das Programm alle anderen Tische automatisiert verstringen. Danach erfolgt die Verschaltung der Strings mit dem Wechselrichter und die Verschaltung der Wechselrichter mit den Trafostationen. Im Vorfeld muss der System-Typ Wechselrichter zu Trafo (für Sungrow und Huawei) oder GAK zu Wechselrichter zu Trafo (für SMA) gewählt werden. Außerdem muss die Anzahl an Strings für einen Wechselrichter und die Anzahl an Wechselrichtern für eine Trafostation bzw. GAK pro Wechselrichter definiert. Nach erfolgter Eingabe werden die Strings dem Wechselrichter händisch per Mausklick zugeordnet. Die konkrete Wahl der Strings ist dabei zu berücksichtigen. Wie im Kapitel 4 beschrieben, wird hier die horizontale Verschaltung verwendet.

Nachdem alle Strings, GAK und Wechselrichter zugeordnet sind erfolgt die genaue Platzierung der Geräte. Bei einer Ost-West-Anlage werden die Wechselrichter bzw. die GAK wie in der Abbildung 34 zu erkennen, unter dem First der Tische montiert. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Geräte müssen diese dringend im Schattenbereich montiert werden. Bei der Montage ist ein Abstand der Geräte in vertikaler und in horizontaler Richtung zu den Modulen bzw. zu dem Boden stets einzuhalten. Weiterhin spielt bei der Verkabelung die Platzierung der Wechselrichter und GAK eine bedeutende Rolle. Um die AC-Verluste der Kabel von Wechselrichter zu Trafostation so gering wie möglich zu halten, werden diese in der Nähe der Trafos platziert. Die GAK werden stets am Rand einer Tischreihe montiert und anschließend wird das DC - Kabel an den trafonahen Wechselrichter verlegt.

Anschließend folgt die Farbmarkierung für die Übersichtlichkeit. Dabei wird jedem Wechselrichter eine Farbe zugeordnet. Außerdem ist erkennbar, welche Wechselrichtereinheit aufgrund der unterschiedlichen Farbnuance über eine der Trafostationen verschaltet ist. Bevor die elektrischen Komponenten verkabelt werden können, müssen Kabelgräben gezeichnet werden. Diese werden über AutoCAD mit Hilfe einer Linie gezogen. Anschließend werden diese Kabelgräben in PVcase aufgenommen. PVcase generiert automatisch alle DC – Kabel, AC – Kabel sowie die Nieder- und Mittelspannungskabel. Die Pläne zu den Anlagen befinden sich im Anhang.



**Abbildung 35: SMA – Konfiguration mit WR (6 WR pro Tisch) und GAK (2 GAK pro Tisch)**

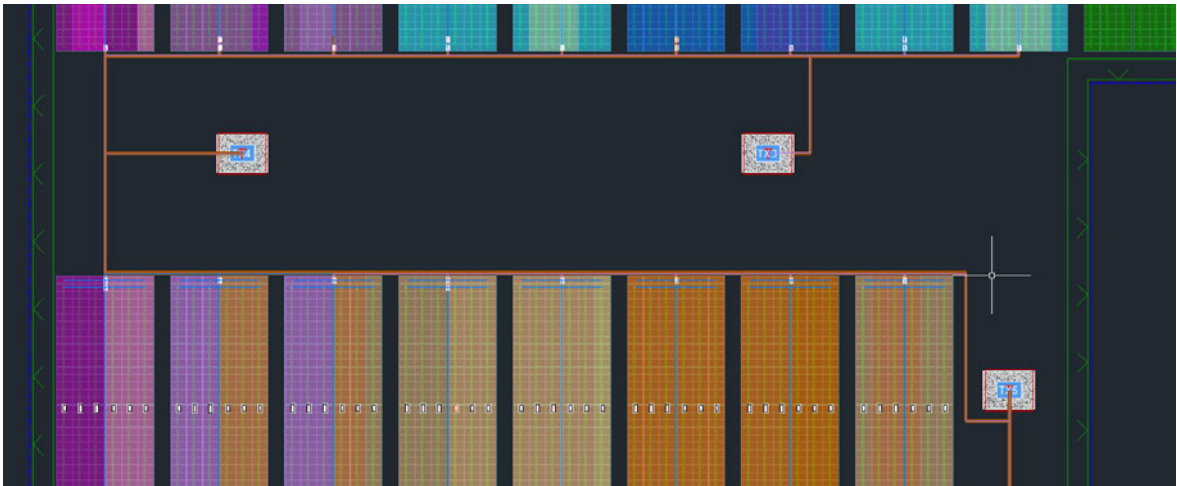
Quelle: Eigene Aufnahme



**Abbildung 34: Aufbau der WR und GAK (Bildauszug aus einem anderen Projekt)**

Quelle: Projektordner SENS





**Abbildung 36: Sungrow – Konfiguration (Südteil mit drei Trafostationen und Kabelgräben)**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 37: Aufbau einer Ost-West- Anlage mit Trafostation (Bildauszug aus einem anderen Projekt)**

Quelle: Projektordner SENS

## 5.1 Gegenüberstellung der Solarparks

Wechselrichter	SMA	Sungrow	Huawei
Solarmodule	27.000	27.000	27.000
Gesamtnennleistung DC	14.580	14.580	14.580
Wechselrichter	63	48	54
Bemessungswirkleistung	11340	10800	10800
Gesamtstrings	750	750	750
Module pro String	36	36	36
Strings pro Wechselrichter	11 u. 12	15 u. 16	13 u. 14
DC:AC - Ratio (Pvsyst)	1,29	1,35	1,35
Generatoranschlusskasten	62	-	-
Trafostationen	4	5	4
Neigung der Module in Grad	10	10	10

**Tabelle 14: Gegenüberstellung der Systemkonfigurationen**

SMA - Sunny Highpower 180-21				
Trafostation	Anzahl an Wechselrichter	Strings pro WR	Gesamtmodulanzahl	DC:AC
3150 kVA	18	12	7776	1,296
3150 kVA	17	12	7344	1,296
3150 kVA	17	12	7344	1,296
2000 kVA	5	12	2160	1,24
	6	11	2376	-
Gesamt	63	750	27000	1,28

**Tabelle 15: Anlagen Verschaltung SMA**

Huawei - SUN2000-215KTL-H0				
Trafostation	Anzahl an Wechselrichter	Strings pro WR	Gesamtmodulanzahl	DC:AC
3150 kVA	15	14	7560	1,36
3150 kVA	14	14	7056	1,36
3150 kVA	14	14	7056	1,36
2500 kVA	5	14	2520	1,3
	6	13	2808	
Gesamt	54	750	27000	1,35

**Tabelle 17: Anlagen Verschaltung Huawei**

SUNGROW - SG250HX				
Trafostation	Anzahl an Wechselrichter	Strings pro WR	Gesamtmodulanzahl	DC:AC
3150 kVA	12	16	6912	1,38
3150 kVA	12	16	6912	1,38
2000 kVA	8	15	4320	1,30
2000 kVA	8	15	4320	1,30
2000 kVA	6	16	3456	1,36
	2	15	1080	-
Gesamt	48	750	27000	1,34

**Tabelle 16: Anlagen Verschaltung Sungrow**

Der maximale Eingangsstrom von 180 A des SMA – Wechselrichter, begrenzt die Anzahl an Strings pro WR. Aufgrund der Parallelschaltung können bis zu 12 Strings angeschlossen werden. Bei 12 Strings kann unter Volllast - Bedingungen ein Max. DC- Strom von 206,52 A entstehen und der Wechselrichter würde voraussichtlich die Leistung systematisch herunterregeln. Diese Vollastbedingungen kommen jedoch in der Region Deutschland nur selten vor und können somit außer Acht gelassen werden.

Aufgrund der hohen Eingangsströme pro MPP-Eingang der Sungrow und Huawei Wechselrichter können auch zwei Strings pro Eingang verschaltet werden. Ähnlich wie bei dem SMA - Wechselrichter überschreitet der parallel geschaltete DC – Eingangsstrom den maximal erlaubten Eingangsstrom des MPP. Auch hier kann es passieren, dass der Wechselrichter herunterreguliert.

Bevor die geplanten Freiflächenanlagen über PVsyst simuliert werden können müssen die Kabelverluste berechnet werden. Unter der Berücksichtigung der Kabelverluste können realitätsnahe Erträge erzielt werden.

Außerdem lassen sich aus den PVsyst-Berichten weitere Verluste einer Freiflächenanlage identifizieren. Angefangen von den Solarmodulen bis zur Trafostation werden bei der Berechnung folgende Verluste berücksichtigt:

#### Solarmodule

- Degradation
- Verschmutzungs-Verlustfaktor
- Ausrichtung und Neigung
- Strahlungsstärke
- Temperaturverluste

#### DC - Kabel:

- Querschnitt
- Wärmeverluste
- Kabellänge

#### Wechselrichter:

- MPPT-Verluste
- Wirkungsgradverluste
- Lastüberschreitungsverluste
- Maximaler Eingangsstrom

#### AC - Kabel:

- Querschnitt
- Wärmeverluste
- Kabellänge

#### Trafostation:

- Kupferverluste
- Eisenverluste

Für die Berechnung der Kabelverluste wird das hauseigene Tool der SENS verwendet. Dieses Tool ist abgestimmt mit der Materialliste, welche von PVcase basierend auf der Anlage erstellt wurde. Die Materialliste umfasst die benötigten Kabellängen AC- und DC-seitig. Für die Verkabelung der Strings müssen die Hersteller-Angaben und die DC-Kabelverluste berücksichtigt werden.

die Leistungsverluste  $P_{loss}$  für jeden einzelnen String wie folgt berechnet:

$$P_{loss} = dV \cdot I_{mpp} \quad (14)$$

$$P_{loss} = (I_{mpp} \cdot R \cdot L) \cdot I_{mpp} \quad (15)$$

$dV$  = Verlustspannung

$I_{mpp}$  = optimaler Betriebsstrom

$R$  = Effektivwiderstand eines Leiters (in der Datenbank des Tools hinterlegt)

$L$  = Leitungslänge in Meter

Analog zu den DC-Kabelverlusten müssen die AC-Verluste  $AC, P_{loss}$  wie folgt berechnet werden:

$$AC, P_{loss} = 3 \cdot R \cdot I^2 \quad (16)$$

$$I = \left( \frac{p}{\sqrt{3} \cdot U_{nenn}} \right) \quad (17)$$

$p$  = maximale AC – Leistung Wechselrichter

$\sqrt{3}$  = dreiphasiger Effektivwert bei symmetrischer Einspeisung

$U_{nenn}$  = Nennspannung am AC-Ausgang

Bei der Berechnung werden weitere folgende Reduzierungsfaktoren berücksichtigt:

- Thermischer Bodenwiderstand und Bodentemperatur
- Abstand der einzelnen AC-Kabel im Boden
- Anzahl der AC-Kabel im Kabelgraben (abhängig von der Wechselrichteranzahl pro Tisch)
- Maximale Umgebungstemperatur
- Verlegung der Kabel (Drainage oder Kabelrohr)

- Anzahl der Kabel pro Drainage oder Kabelrohr

In der Datenbank des hauseigenen Tools ist der maximal zulässige Strom jedes Kabels hinterlegt. Dieser wurde vorher aus den Datenblättern der Kabel entnommen. Aufgrund der Reduzierungsfaktoren verkleinert sich die Obergrenze und muss gesondert geprüft werden.

Aus den Kabelverlustberechnungen sind die Ergebnisse tabellarisch zusammengefasst:

SMA	Strom in A	Spannungsverlust in Volt	Leistungsverlust in KW	Gesamtlänge in km
DC - Strings zu GAK	17,21	9539,23	164,17	108,89
GAK zu WR	206,52	82,69	34,794	3,256
WR zu Trafostation	9488,63	122,42	29,01	2,79
Gesamtverlust		9744,34	227,974	

**Tabelle 20: Kabelverlustberechnung SMA**

Huawei	Strom in A	Spannungsverlust in Volt	Leistungsverlust in KW	Gesamtlänge in km
String zu WR	17,21	9654	166,14	110,2
WR zu Trafostation	8378,8	199,71	48,8	4,419
Gesamtverlust		9853,92	214,94	

**Tabelle 19: Kabelverlustberechnung Huawei**

Sungrow	Strom in A	Spannungsverlust in Volt	Leistungsverlust in KW	Gesamtlänge in km
String zu WR	17,21	9557,82	164,4	109,11
WR zu Trafostation	8660	167,78	47,7	3,193
Gesamtverlust		9725,6	212,1	

**Tabelle 18: Kabelverlustberechnung Sungrow**

Die Leistungsverluste der Strings sind wie erwartet nahezu identisch. Bei der SMA - Konfiguration kommen noch zusätzlich die Verluste der GAK. Generell gilt, dass die Leistungsübertragung auf der DC-Seite effektiver ist als auf der AC-Seite. Daher verwendet SMA eine zusätzliche Schnittstelle um die AC-Verluste so gering wie möglich zu halten. Trotz der Leistungsverteilung kommt SMA auf einen höheren Gesamtverlust.

Sungrow benötigt vom Wechselrichter zur Trafostation weniger Kabel als Huawei, dennoch entstehen nahezu die identischen Leistungsverluste. Das liegt an der Stromstärke der AC-Kabel, diese ist abhängig von der maximalen AC-Leistung des Wechselrichters. Je höher die Ausgangsleistung, desto mehr Verluste entstehen. Die hohen Verluste bei Huawei entstehen aufgrund der Anzahl der benötigten AC-Kabel.

## 6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Nachdem die drei Freiflächenanlagen über PVsyst simuliert wurden, können die Simulationsberichte anschließend ausgewertet werden.

PVsyst berücksichtigt im Vergleich zu den im Kapitel 4 erstellten Simulationen, zusätzlich den genauen Aufbau der Anlage und die entstehenden Kabelverluste. Dabei werden die geometrischen Eigenschaften der Tische, die Anordnung und die Reihenabstände der Tische aus PVcase geladen. In der Praxis werden noch weitere Parameter wie die Geländehöhenlinien oder weitere Verschattungsobjekte berücksichtigt. Die Evaluation der Anlagen muss zunächst in drei verschiedene Kategorien unterteilt werden. Diese Betrachtung ermöglicht es, die Anlagen aus unterschiedlichem Blickwinkel zu sehen, um die Vor- und Nachteile besser zu verdeutlichen.

Vergleich der Anlagen	SMA	Sungrow	Huawei
Erzeugte Energiemenge (MWh/Jahr)	15451	15432	15409
Perf. Ratio PR in %	90,60	90,48	90,35
spezifischer Ertrag in kWh/kWp/Jahr	1060	1058	1057
Lastüberschreitungsverluste in %	0,09	0,1	0,2

**Tabelle 21: Auswertung der Systemkonfiguration**

Zunächst soll die Performance der Anlagen verglichen und ausgewertet werden. Diese beschreibt die Effizienz und die Leistungsfähigkeit einer Anlage. Für den Vergleich der Anlagen, kann die erzeugte Energiemenge im Jahr, nicht als Referenz dienen. Das liegt an der unterschiedlichen Anzahl der Wechselrichter und der sich daraus resultierenden AC-Leistung. Ein direkter Vergleich der Anlage ist der größenunabhängige spezifische Ertrag im Jahr. Hier erzielt SMA den ertragreichsten Wert. Aus weiteren Simulationen konnte eine Steigerung der Energiemenge für jeden zusätzlichen SMA - WR erreicht werden. Diese Steigerung stagniert ab 71 Wechselrichter. Bei den anderen zwei Wechselrichter stagniert die erreichte AC-Leistung im Verhältnis schon eher. Der Sungrow Wechselrichter verfügt von allen drei Systemen über die höchste Leistungsdichte. Das liegt an der hohen Systemleistung des Wechselrichters.

Als nächstes soll die Wirtschaftlichkeit betrachtet werden, dafür werden die ermittelten Werte aus der Tabelle 13 verwendet. Der Gesamtgewinn im ersten Jahr kann als aussagekräftiger Wert für die Bewertung der drei Systeme betrachtet werden. Dieser Wert ist abhängig von der Investition der Anlage und von der eingespeisten Energie im ersten Jahr. Der größte Einflussfaktor für den Gesamtgewinn im ersten Jahr sind die benötigten Transformatorstationen und die einhergehende AC-Scheinleistung der Wechselrichter. Für die Verschaltung der 27.000 Solarmodule benötigt Sungrow die größte Scheinleistung. Dementsprechend sind die Kosten für die Trafostationen bei der Konfiguration mit dem Sungrow WR am höchsten. Die Huawei Konfiguration verursacht die geringsten Kosten in Hinblick auf die Investitionen der benötigten Wechselrichter und Transformatorstationen. Trotz der hohen Anfangsinvestitionskosten des Sungrow Wechselrichter erzielt dieser den größten Jahresgewinn und ist daher über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren am wirtschaftlichsten.

Die letzte Kategorie die genauer untersucht werden muss ist die Stabilität einer Freiflächenanlage. Die Stabilität umfasst die Nachhaltigkeit, den Service und die Wartung. Für eine optimale Leistung und eine lange Lebensdauer der Anlage ist es wichtig, diese regelmäßig zu warten. Zum Service einer Solaranlage gehört die regelmäßige Reinigung der Solarmodule. Weiterhin muss die Unterkonstruktion regelmäßig auf Stabilität geprüft werden. Diese zwei Faktoren sind jedoch fix bei den drei Anlagen und dienen nicht der Auswertung. Schwerwiegender kann die Überprüfung der Verkabelung sein. Diese muss in regelmäßigen Abständen oder im Fehlerfall geprüft werden. Auch hier ist der Sungrow Wechselrichter im Vorteil. Er benötigt die geringste Anzahl an AC-Kabel und generell die kleinsten Kabellängen, die im Fehlerfall überprüft werden müssen. Bei der Analyse der Nachhaltigkeit werden die Verluste des Gesamtsystems betrachtet. Aus den PVsyst Berichten entstehen die größten Verluste bei der Huawei - Konfiguration, bei SMA die geringsten. Zusätzlich muss jedoch die ausführliche Auswertung der Kabelverlustberechnung betrachtet werden. Die Gesamtleistungsverluste der Kabel sind bei Sungrow am niedrigsten.



## 7 Fazit

Ziel dieser Arbeit war es, einen Ost-West-Solarpark mit den vorgegebenen Wechselrichtern technisch und wirtschaftlich zu vergleichen. Um die unterschiedlichen Konfigurationen der Systeme und den Ablauf der Planung nachvollziehen zu können, wurden im Vorfeld die Grundlagen erklärt. Diese beziehen sich auf die Entstehung des Photoeffekts bis hin zur spezifischen Planung eines Solarparks. Nach der Vorstellung der verwendeten Solarmodule und Wechselrichter wurde der Ablauf der Planung ausführlich erläutert. Für die Konfiguration wurden zu Beginn die zwei möglichen Solarmodule auf ihre „Performance“ geprüft. Für die weitere Planung wurde das leistungsstärkere Modul gewählt. Die Differenz der Erträge beider Solarmodule wurde mit Hilfe der Simulationsberichte ausgewertet und wesentliche Unterschiede im Aufbau erläutert. Der Fokus bei der Wahl der Solarmodule lag primär auf dem jährlichen Gesamtertrag. Dieser beeinflusst die Anzahl der benötigten Wechselrichter für die weitere Planung. Eine zusätzliche wirtschaftliche Betrachtung hätte eventuell zu einer Umstimmung der Wahl geführt, sollte jedoch nicht berücksichtigt werden.

Ein weiterer Bestandteil dieser Arbeit war die Untersuchung der Verschaltungsvarianten der Wechselrichter. Mit Hilfe mehrerer detaillierter Excel-Tabellen und Diagramme wurden die Berichte der Simulationssoftware PVsyst auf das wesentliche begrenzt und anschaulich die Kennwerte verschiedener Konfigurationen dargestellt. Es stellte sich heraus, dass die Verteilung der Wechselrichter auf beide Himmelsrichtungen den höchsten jährlichen Ertrag bringen und die Wechselrichter eine geringere Lastüberschreitung erfahren. Weiterhin konnte bewiesen werden, je weniger Wechselrichter für eine feste Modulanzahl verwendet werden, desto mehr lohnt sich eine Verteilung der Wechselrichter. Dieser Effekt kann auf deutlich größere Anlagen übertragen werden, wobei der Ertragsunterschied sich linear vergrößern sollte.

Die geringe Abweichung zwischen den Ergebnissen lässt keine Überlegenheit einer bestimmten Konfiguration erkennen. Die grundsätzlichen Parameter der drei Systeme wie die maximale Ausgangsleistung der Wechselrichter, die unterschiedliche Anzahl an MPPT oder die Leistungsreduzierkurven bewirken keinen großen Unterschied in Hinblick auf den Gesamtertrag. Zu erkennen ist jedoch bei der Sungrow Konfiguration, dass je weniger Wechselrichter verwendet werden, desto weniger Verluste in Form von Wärme entstehen. Dadurch wird die gesamte Anlageneffizienz gesteigert. Prinzipiell ist es möglich bei allen Anlagen die Effizienz zu erhöhen erst recht bei der Kabelverlustberechnung. Um die Verluste der längeren Kabel auf der DC- und AC-Seite zu reduzieren, könnte man diese mit einem größeren Querschnitt auslegen.

Der Grundgedanke von SMA, die Leistungsverteilung der Gleichspannung und Wechselspannung über einen GAK zu verteilen, damit die schwerwiegenden Verluste auf der AC-Seite so gering wie möglich sind, bietet sehr viel Optimierungsspielraum. Dieser Effekt spielt in dieser Arbeit nur eine untergeordnete Rolle.

Ein weiterer Vorteil des SMA – WR der nicht zur Geltung kam ist seine Leistungsreduzierkurve. Aufgrund des gewählten Standorts konnte dieser Vorteil nicht ausreichend ausgenutzt werden. Die berechnete Excel – Tabelle 11 verdeutlicht die DC:AC – Ratio in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur der Wechselrichter. Der SMA – Wechselrichter liefert bis zu 55 C° eine konstante Leistung und Effizienz. Eine Untersuchung in Umgebungen mit extremen Temperaturen würde die Abweichung zu den anderen Wechselrichtern deutlich erhöhen. Ein weiterer positiver Effekt des SMA-Wechselrichters besteht darin, dass aufgrund der guten Kühlung die elektronischen Komponenten weniger Hitze ausgesetzt sind und dementsprechend das Risiko eines Ausfalls der Anlage minimiert wird.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Wahl des Wechselrichters standortspezifisch untersucht werden muss, da hier eine Vielzahl von Faktoren einen maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse haben.

#### Weiterführenden Fragen:

In Abhängigkeit der Leistungsreduzierkurve der Wechselrichter und der Modulleistung, ist folgende Beobachtung zu analysieren: Unter Berücksichtigung der Temperaturkoeffizienten für die Leerlaufspannung und den Kurzschlussstrom könnte die exakte Stringanzahl für den Wechselrichter bestimmt und optimiert werden. Daraus abgeleitet könnte die tatsächliche Anzahl der benötigten Wechselrichter reduziert werden.

Darüber hinaus könnte die Analyse unterschiedlicher Neigungswinkel der Solarmodule und Reihenabstände Einfluss auf die Wahl der Verschaltungsvariante nehmen.

# Literatur

Alternergy (Hrsg.) (2023): Solar Panel Wiring Basic Techniques: Daisy-Chain and Leapfrog, <https://www.altern-ergy.co.uk/blog/post/solar-panel-wiring-techniques-daisy-chain-and-leapfrog> (Abrufdatum: 02.11.2023).

Autodesk (Hrsg.) (o.A): Die wichtigsten Funktionen von AutoCAD 2024, <https://www.autodesk.de/products/autocad/features>, (Abrufdatum: 07.11.2023).

Chemie.DE (Hrsg.) (o.A): Halbleiter, <https://www.chemie.de/lexikon/Halbleiter.html>. (Abrufdatum: 27.10.23).

Chemie.de (Hrsg.) (o.A): Plancksches Wirkungsquantum, [https://www.chemie.de/lexikon/Plancksches\\_Wirkungsquantum.html](https://www.chemie.de/lexikon/Plancksches_Wirkungsquantum.html) (Abrufdatum 28.10.2023).

Chemide.de (Hrsg.) (o.A): Lawineneffekt, <https://www.chemie.de/lexikon/Lawineneffekt.html> (Abrufdatum: 28.10.2023).

Der Energieparkentwickler (Hrsg.) (o.A): Funktionsweise einer Photovoltaikanlage, <https://www.uka-gruppe.de/buerger-kommunen/funktionsweise-einer-photovoltaik-anlage> (Abrufdatum: 27.20.2023).

Joachim Specovius: Grundkurs Leistungselektronik, Berlin, 3. Auflage, 2009.

LfL (Hrsg.) (o.A): Aktuelle Fördersätze, <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/161645/index.php>, (Abrufdatum: 10.11.2023).

Maysunsolar (Hrsg.) (o.A): Leistungsverhältnis, <https://www.maysunsolar.de/blog/was-ist-das-leistungsverhaeltnis-dc-ac-verhaeltnis-einer-pv-anlage>, (Abrufdatum: 17.11.2023).

Mertens, Konrad: Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 6. Auflage, München, 2022.

Nöding, Christian: PV-Stromrichter höherer Leistung für 1.500V Systemspannung Bewertung, Vergleich, Realisierung, Kassel, 2016.

Photovoltaikbuero (Hrsg.) (2009): Wechselrichterauslegung, <https://photovoltaikbuero.de/pv-know-how-blog/ist-bei-der-wechselrichterauslegung-zu-beachten-kriterium-1/> (Abrufdatum: 17.11.23).

PVcase (Hrsg.) (o.A): ground mount, <https://pvcase.com/ground-mount/>, (Abrufdatum: 07.11.2023).

PVsyst (Hrsg.) (o.A): Solargis Data, [https://www.pvsyst.com/help/meteo\\_source\\_solargis.htm](https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_solargis.htm), (Abrufdatum: 17.11.2023).

PVsyst (Hrsg.) (o.A): features, <https://www.pvsyst.com/features/>, (Abrufdatum: 07.11.2023).

Quaschnig, Volker: Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Klimaschutz, 11. Auflage, Berlin, 2022.

Spektrum (Hrsg.) (2001): Albedo, <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/albedo/241>, (Abrufdatum: 30.10.2023).

Sungrow (Hrsg.) (o.A): Manual Sungrow, [https://cs-catalog.s3.amazonaws.com/installation\\_manual/SG250HX\\_User+Manual\\_V15\\_20201106.pdf](https://cs-catalog.s3.amazonaws.com/installation_manual/SG250HX_User+Manual_V15_20201106.pdf) (Abrufdatum 17.11.2023).

Stefan Schori (Hrsg.) (2022): Spannungs-/Blindleistungsoptimierung, 2023, [https://arbor.bfh.ch/19098/1/Netzimpulstaugung\\_Schori\\_2022\\_V1\\_2\\_Arbor.pdf](https://arbor.bfh.ch/19098/1/Netzimpulstaugung_Schori_2022_V1_2_Arbor.pdf) (Abrufdatum: 01.11.2023).

Solarwatt (Hrsg.) (o.A): bifacial solar module, <https://www.solarwatt.de/ratgeber/bifaciale-solar-module>, (Abrufdatum: 30.10.2023).

Stromerzeuger Lexikon (Hrsg.) (o.A): kVA, <https://www.stromerzeuger-lexikon.de/kva/>, (Abrufdatum: 10.11.2023).

TU Dresden (Hrsg.) (o.A), Modul 2 - Physikalische Grundlagen - Die Elektromagnetische Strahlung - Wellen- und Teilchenmodell der elektromagnetischen Strahlung, <https://tu-dresden.de/bu/umwelt/geo/ipf/fern/studium/tutorial/tutorial-fernerkundung/tutorial-211> (Abrufdatum: 28.10.2023).

VDE Leipzig/Halle (Hrsg.) (2022): SF6-isolierte Schaltanlage, <https://www.vde-leipzig-halle.de/de/facharbeit-regional/ets/objekt-des-monats/schaltanlage> (Abrufdatum: 17.11.2023).

Wesselak, Viktor; Sebastian, Vosswinkel: Photovoltaik. Wie Sonne zu Strom wird, Berlin Heidelberg, 2012.

# Anhang

Teil 1: Datenblatt HuKu6 Mono PERC.....	A-I
Teil 2: Datenblatt Trina TSM-DEG19C.20.....	A-III
Teil 3: Datenblatt Huawei SUN2000-215KTL-H0.....	A-V
Teil 4: Datenblatt Sungrow SG250HX.....	A-VII
Teil 5: Datenblatt SMA Highpower SHP 180-21.....	A- IX
Teil 6: DWG – Sungrow.....	A-XI
Teil 7: DWG – SMA.....	A-XII
Teil 8: DWG – Huawei .....	A-XIII
Teil 9: PVSyst Simulationsbericht Sungrow 48 WR.....	A-XIV

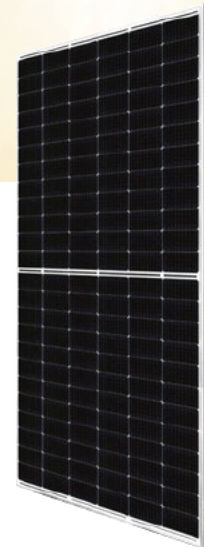
# Anhang 1: Datenblatt HiKu6 Mono PERC



## HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 555 W

CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550 | 555MS



### MORE POWER

- Module power up to 555 W  
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 4.5 % lower LCOE  
Up to 5.6 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

### MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

**Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\***

**Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA  
CEC listed (US California)  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



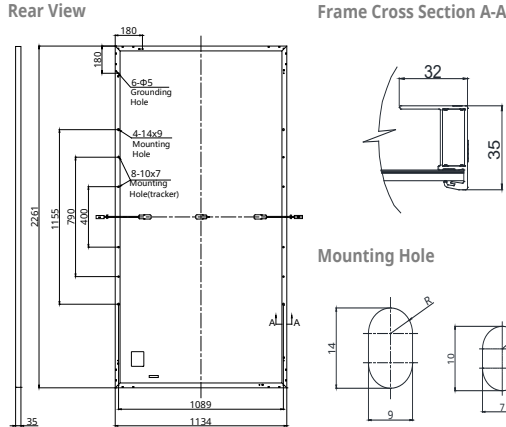
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

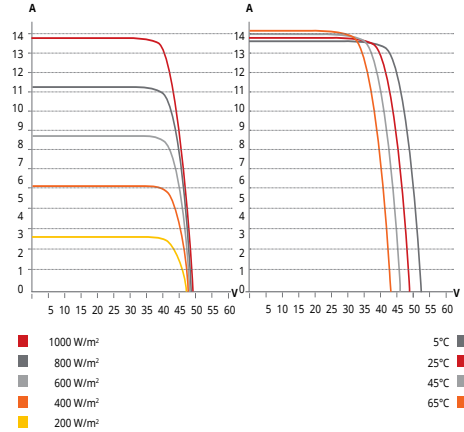
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, [www.csisolar.com](http://www.csisolar.com), [support@csisolar.com](mailto:support@csisolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS6W-530MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W	555 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A	13.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V	49.8 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A	14.05 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	25 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 × 1134 × 35 mm (89.0 × 44.6 × 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

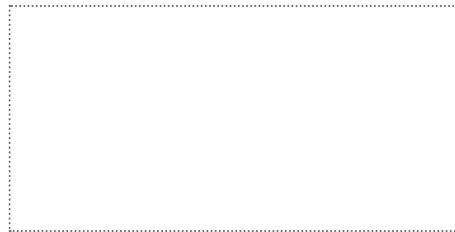
CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W	416 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A	10.59 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V	47.1 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.33 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

February 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.1\_EN

# Anhang 2: Datenblatt Trina TSM-DEG19C.20

Mono Multi Solutions



**BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE**

PRODUCT: TSM-DEG19C.20

PRODUCT RANGE: 535-555W

**555W**

MAXIMUM POWER OUTPUT

**0~+5W**

POSITIVE POWER TOLERANCE

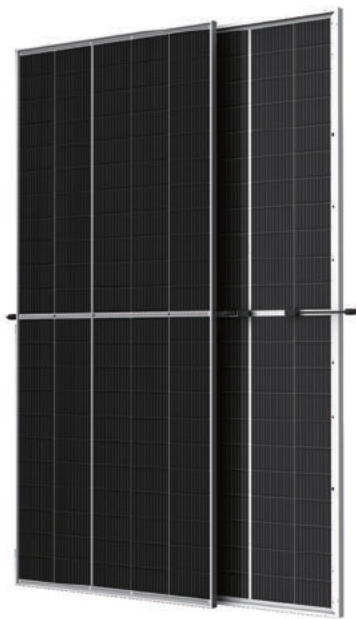
**21.2%**

MAXIMUM EFFICIENCY



### High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system



city interconnect

ing effect, lower series

destructive cutting

nd module material

ammonia, sand, high

ve load and 2400 Pa

w irradiation

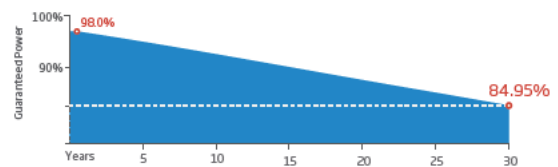
ons

r production under

operating temperature

de depending on albedo

Performance Warranty



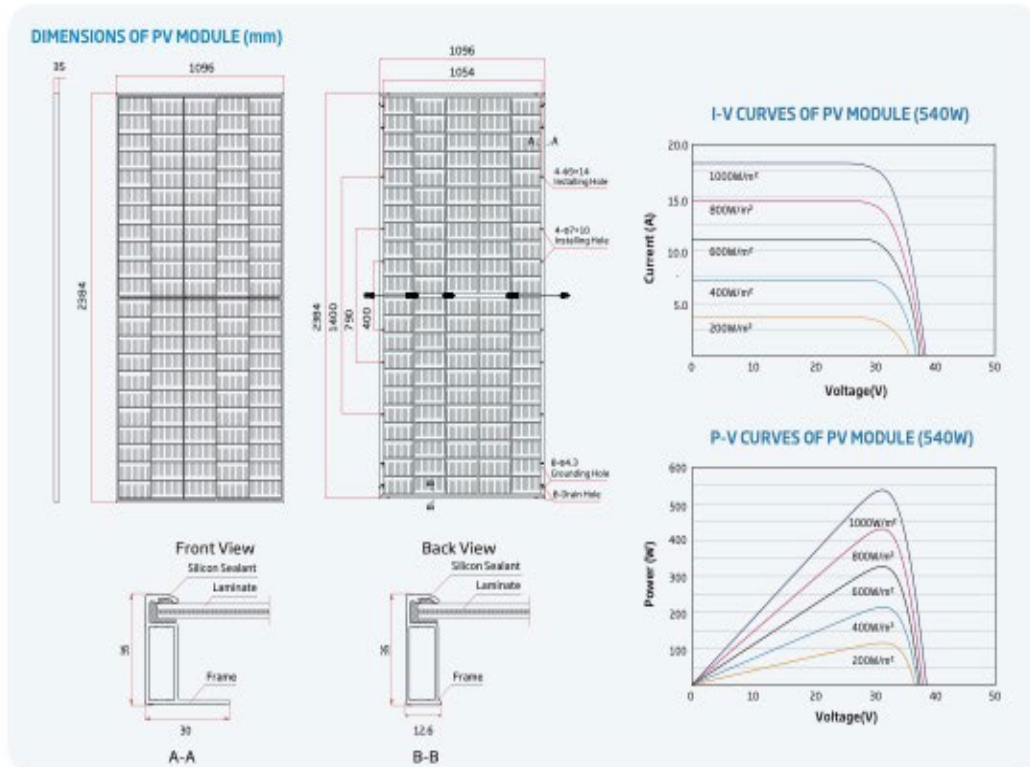
### Comprehensive Products and System Certificates



IEC 61215/IEC 61730/IEC 61701/IEC 62716/UL 61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System







**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power- $P_{max}$ (Wp)*	535	540	545	550	555
Power Tolerance- $P_{max}$ (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	31.2	31.4	31.6	31.8	32.0
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	17.16	17.21	17.24	17.29	17.35
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	18.24	18.30	18.35	18.39	18.43
Module Efficiency- $\eta_m$ (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. \*Measuring tolerance: ±0.5%.

**Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)**

Total Equivalent power- $P_{max}$ (Wp)	573	578	583	589	594
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	31.2	31.4	31.6	31.8	32.0
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	18.36	18.41	18.45	18.50	18.56
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	19.52	19.58	19.63	19.68	19.72
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Power Efficiency: 17.47%

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- $P_{max}$ (Wp)	405	409	413	416	420
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	29.0	29.2	29.4	29.5	29.7
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	13.97	14.02	14.08	14.10	14.14
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	35.3	35.5	35.7	35.9	36.1
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	14.70	14.75	14.79	14.82	14.85

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 3m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline 210mm PERC
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384*1096*35 mm (93.86*43.15*1.38 in)
Weight	32.3 kg (71.2 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 in), High Transmittance, High Thermal Strength (Tempered Glass)
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 in), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 in) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 in <sup>2</sup> ) Pitch: 350/280 mm (13.78/11.02 in)* Landscape: 1400/1400 mm (55.1/55.1 in)*
Connector	MC4 EV02 / T54

\*Lengths can be customized.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{max}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.04%/°C

\*Not recommended.

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A*

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box:	31 pieces
Modules per 40' container:	527 pieces

# Anhang 3: Datenblatt Huawei SUN2000-215KTL-H0

SUN2000-215KTL-H0  
Stringwechselrichter



9  
MPP Tracker



99 %  
Max. Wirkungsgrad



String-Level  
Management



Smarte U-I  
Kennliniendiagnose



Powerline  
Kommunikation



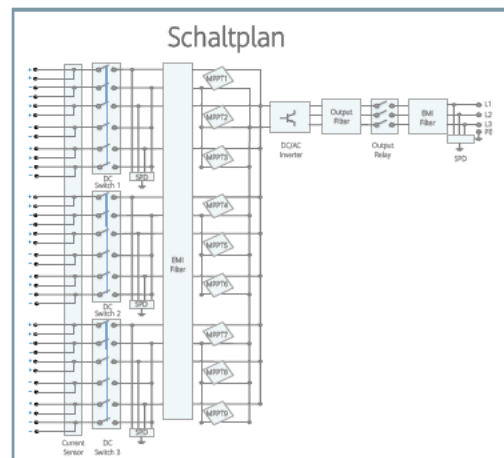
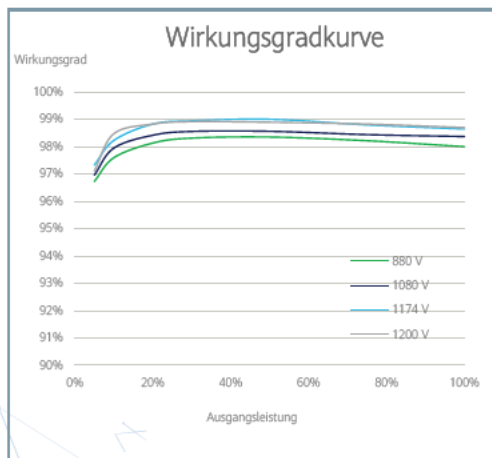
Keine DC-Sicherungen  
notwendig



Integrierter DC- und AC-  
Überspannungsschutz



Schutzart  
IP66



SOLAR.HUAWEI.COM/DE

## Technische Spezifikationen

Wirkungsgrad	
Max. Wirkungsgrad	99%
Europäischer Wirkungsgrad	98,6%
Eingang (DC)	
Max. Leerlaufspannung	1500 V
Max. Strom pro MPPT	30 A
Max. Kurzschlussstrom pro MPPT	50 A
Start-Eingangsspannung	550 V
MPPT-Betriebsspannungsbereich	500 V ~ 1500 V
Nennspannung	1080 V
Eingänge	18
MPP Tracker	9
Ausgang (AC)	
AC-Nennwirkleistung	200 000 W
Max. AC-Scheinleistung	215 000 VA
Max. AC-Wirkleistung (cosφ=1)	215 000 W
Nennspannung	800 V, 3W + PE
Bemessungsnetzfrequenz	50 Hz / 60 Hz
Nennstrom	144,4 A
Max. Strom	155,2 A
Einstellbarer Leistungsfaktor (cos φ)	0,8 induktiv... 0,8 kapazitiv
Klirrfaktor (THD)	< 1%
Schutzeinrichtungen	
DC-Trennschalter	Ja
Inselnetzerkennung	Ja
AC-Überstromschutz	Ja
DC-Verpolungsschutz	Ja
PV String Überwachung	Ja
DC-Überspannungsschutz	Typ II
AC-Überspannungsschutz	Typ II
Isolationsüberwachung	Ja
Fehlerstromüberwachung	Ja
Kommunikation	
Anzeige	LED Anzeige, WLAN + APP
USB	Ja
MBUS	Ja
RS485	Ja
Allgemeine Daten	
Abmessungen (B×H×T)	1035 x 700 x 365 mm
Gewicht (mit Montagehalterung)	≤86 kg
Betriebstemperaturbereich	-25°C bis +60°C
Kühlprinzip	Aktive Kühlung
Max. Betriebshöhe	4000 m
Relative Luftfeuchtigkeit	0 ~ 100%
DC-Anschlüsse	Stäubli MC4 EVO2
AC-Anschlüsse	Wasserdichte Gehäuseeinführung + Kabelschuhe auf Anschlussbolzen
Schutzart	IP66
Topologie	Transformatorlos

# Anhang 4: Datenblatt Sungrow SG250HX

## SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

**SUNGROW**  
Clean power for all



### HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

### SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis\*
- Fuse free design with smart string current monitoring

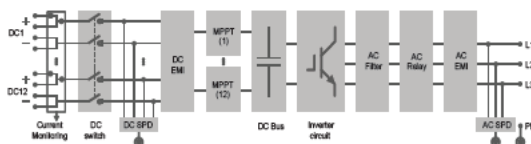
### LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

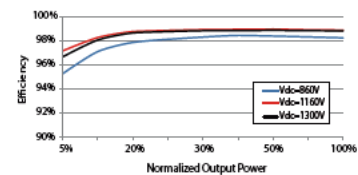
### PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

### CIRCUIT DIAGRAM



### EFFICIENCY CURVE



© 2020 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.5.4

Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

\*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud



# Anhang 5: Datenblatt SMA Highpower SHP 180-21



/ SHP 100-21 / SHP 150-21 / SHP 172-21 / SHP 180-21



## Sunny Highpower PEAK3

Customized for tomorrow today



#### Efficient

- High power density with 180 kW thanks to its compact structure
- Max. yield due to possible DC/AC ratio of up to 200%
- No derating up to 50°C

#### Reliable

- Superior PV system availability with 180 kW units
- Innovative digital features aligned with the energy management platform ennexOS

#### Flexible

- For DC input voltages up to 1500 V
- Flexible DC solutions with customer-specific PV array junction boxes

#### Easy to install

- Ergonomic handling and simple connection for quick installation
- Centralized commissioning and control of the PV power plant via SMA Data Manager

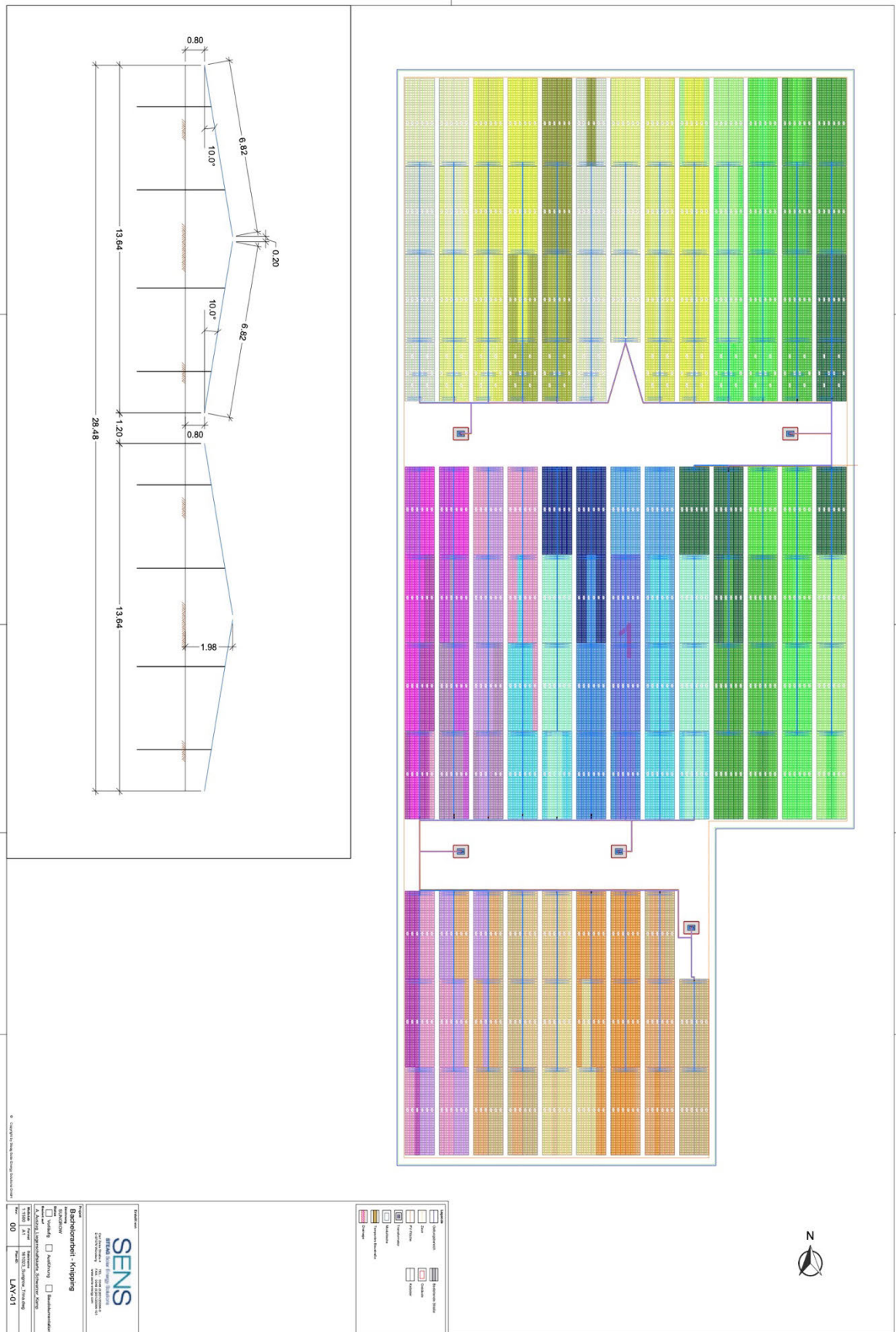
**The Sunny Highpower PEAK3 is the central component of the SMA solution for PV power plants with a decentralized architecture and system voltages of 1500 V DC.**

This compact string inverter enables cost-optimized solutions for industrial PV applications thanks to its high power density. It also provides a simple way of transport and allows for quick installation and commissioning. This string inverter with 180 kW of power is equipped with the automatic SMA Smart Connected service for proactive servicing that facilitates operation and maintenance and reduces service costs throughout the entire project lifetime.

Technical Data	Sunny Highpower 172-21	Sunny Highpower 180-21
<b>Input (DC)</b>		
Max. PV array power	344 kWp	360 kWp
Max. input voltage	1500 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	968 V bis 1450 V / 968 V	1012 V bis 1450 V / 1012 V
Min. DC voltage / start voltage	939 V / 1032 V	982 V / 1079 V
Max. usable input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	
Number of independent MPP trackers	1	
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
<b>Output (AC)</b>		
Rated power at nominal voltage	172 kW	180 kW
Max. apparent power	172 kVA	180 kVA
Nominal AC voltage / AC voltage range	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 793 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	
Rated grid frequency	50 Hz	
Max. output current	151 A	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 0.5%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	99.2% / 98.9%	99.2% / 98.9%
<b>Protective devices</b>		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	770mm / 830 mm / 462 mm (30.3 in / 32.7 in / 18.2 in)	
Weight	99 kg (218 lb)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	69 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
<b>Features / function / accessories</b>		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm <sup>2</sup> ) / Screw terminal (up to 150 mm <sup>2</sup> )	
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (pending)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
Type designation	SHP 172-21	SHP 180-21

● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 03/2023

# Anhang 6: DWG – Sungrow

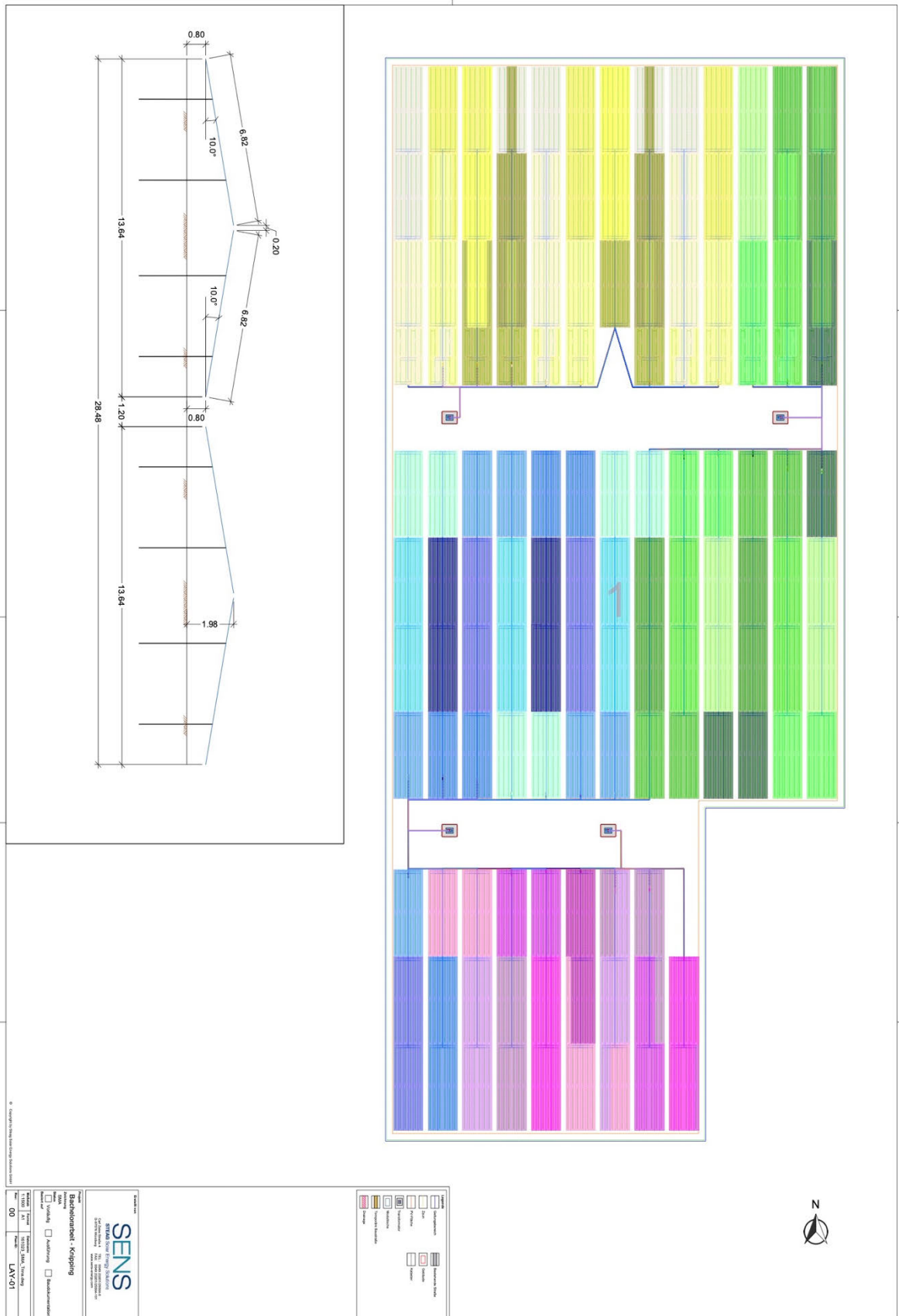


<b>SENS</b> BERLIN Solar Energy Solutions Charlottenburg   10627 Berlin   www.sens-energy.com	
Projekt: Backsteinent- Kripping	Auftraggeber: L&V-D1
Datum: 00	Zeichner: L&V-D1

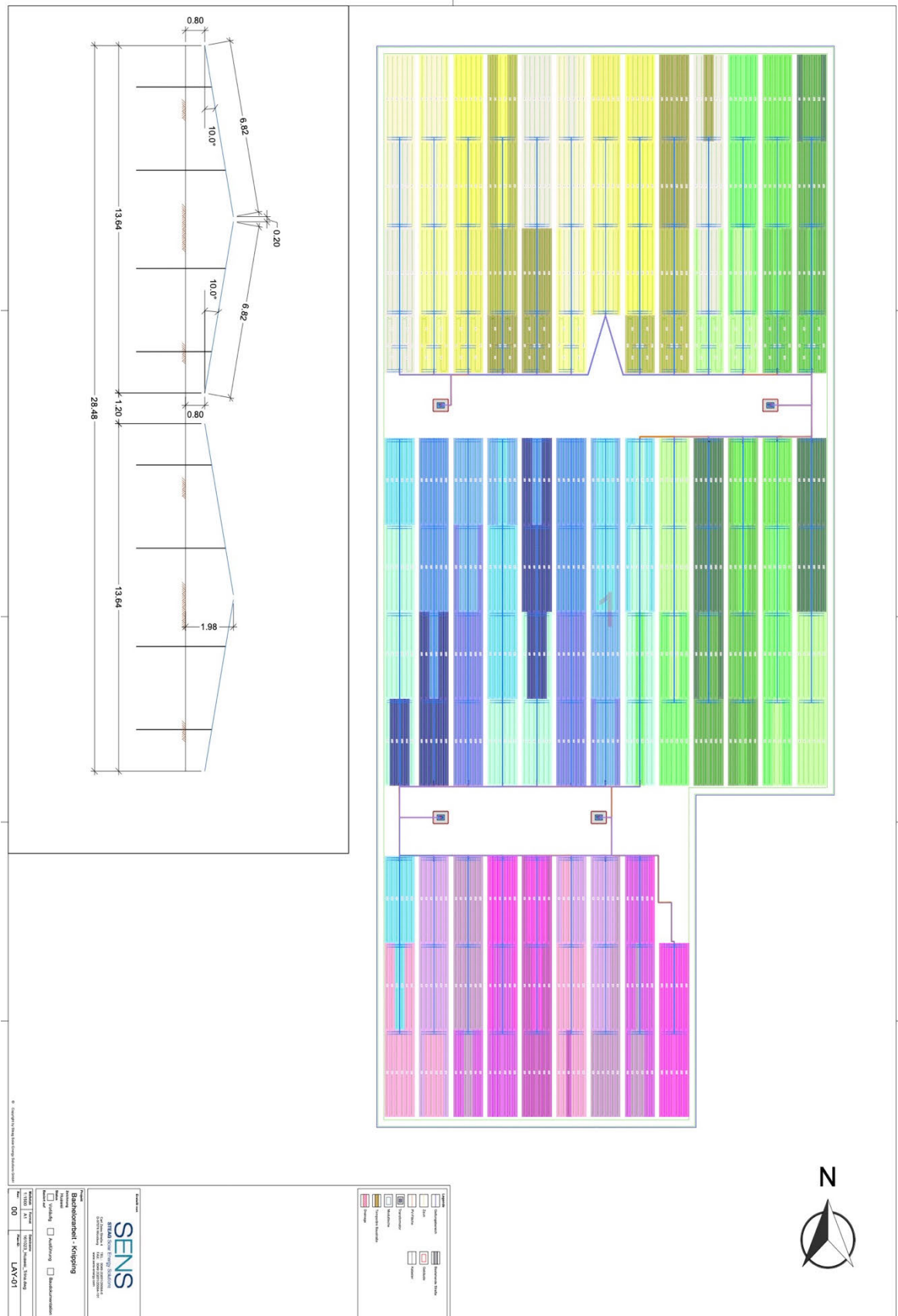
<input type="checkbox"/> Dachstuhl <input type="checkbox"/> Fundament <input type="checkbox"/> Montage	<input type="checkbox"/> Montage <input type="checkbox"/> Montage
<input type="checkbox"/> Montage <input type="checkbox"/> Montage	<input type="checkbox"/> Montage <input type="checkbox"/> Montage



# Anhang 7: DWG – SMA



# Anhang 8: DWG – Huawei



# Anhang 9: PVSyst Simulationsbericht Sungrow 48



Version 7.4.2

## PVsyst - Simulationsbericht

### Netz gekoppeltes System

Projekt: 14 MWp Block

Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

Reihen am Boden

Systemleistung: 14.58 MWp

Küpfendorf - Deutschland

**Author**

Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)



## Projekt: 14 MWp Block

Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

### PVsyst V7.4.2

VDN, Simuliert am:  
24/10/23 10:24  
mit v7.4.2

Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)

### Zusammenfassung Projekt

#### Geografischer Standort

Küpfendorf  
Deutschland

#### Lage

Breitengrad 48.66 °N  
Längengrad 10.09 °E  
Höhe 597 m  
Zeitzone UTC+1

#### Projektparameter

Albedo 0.20

#### Wetterdaten

Küpfendorf  
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Modelliert

### Systemübersicht

#### Netz gekoppeltes System

#### PV-Feld-Ausrichtung

Fixe Flächen 2 Ausrichtungen  
Neigungen/Azimute 10 / -90 °  
10 / 90 °

#### Reihen am Boden

#### Nahverschattungen

Lineare Verschattung : Schnell (Tabelle)

#### Eigenbedarf

Unbegrenzte Last (Netz)

#### Systeminformation

#### PV-Feld

Anzahl der Module 27000 Einheiten  
Pnenn Total 14.58 MWp

#### Wechselrichter

Anzahl der Einheiten 48 Einheiten  
Pnenn Total 10.80 MWac  
Verhältnis Pnenn 1.350

### Zusammenfassung der Ergebnisse

Erzeugte Energie 15431.57 MWh/Jahr    Produzierbar 1058 kWh/kWp/Jahr    Perf. Ratio PR 90.48 %  
Scheinenergie ins Netz 16273.53 MVAh/Jahr

### Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung des Projektes und der Ergebnisse	2
Grundeinstellungen, PV-Feld Eigenschaften, Systemverluste	3
Hauptergebnisse	5
Verlust-Diagramm	6
Vordefinierte Graphen	7



## Projekt: 14 MWp Block

Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

### PVsyst V7.4.2

VDN, Simuliert am:  
24/10/23 10:24  
mit v7.4.2

Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)

### Grundeinstellungen

<b>Netz gekoppeltes System</b>		<b>Reihen am Boden</b>	
<b>PV-Feld-Ausrichtung</b>		<b>Reihenanzahl</b>	<b>Verwendete Modelle</b>
<b>Ausrichtung</b>	2 Ausrichtungen	Anzahl d. Reihen	258 Einheiten
Fixe Flächen	10 / -90 °	Mehrere Ausrichtungen	Transposition Perez
Neigungen/Azimute	10 / 90 °		Diffus Perez, Meteororm
			Zirkumsolar getrennt
<b>Horizont</b>	Freier Horizont	<b>Nahverschattungen</b>	<b>Eigenbedarf</b>
		Lineare Verschattung : Schnell (Tabelle)	Unbegrenzte Last (Netz)
<b>Einspeisepunkt</b>			
<b>Leistungsfaktor</b>	Cos(phi) (übererregt) 0.950		

### PV-Feld Eigenschaften

<b>PV-Modul</b>		<b>Wechselrichter</b>	
Hersteller	Trina Solar	Hersteller	Sungrow
Modell	TSM-540DEG19C.20	Modell	SG250HX
(Benutzerdefinierte Parameter)		(Benutzerdefinierte Parameter)	
Nennleistung	540 Wp	Nennleistung	225 kWac
Anzahl PV-Module	27000 Einheiten	Anzahl der Wechselrichter	48 Einheiten
Nennleistung (STC)	14.58 MWp	Gesamtleistung	10800 kWac
Module	750 Stränge x 36 In Reihe	Betriebsspannung	500-1500 V
<b>Bei Betriebsbed. (50°C)</b>		Max. Leistung (=>30°C)	250 kWac
Pmpp	13.30 MWp	Verhältnis Pnenn (DC:AC)	1.35
U mpp	1016 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	13090 A		
<b>Gesamte PV-Leistung</b>		<b>Gesamtleistung Wechselrichter</b>	
Nennleistung (STC)	14580 kWp	Gesamtleistung	10800 kWac
Total	27000 Module	Max. Leistung	12000 kWac
Moduloberfläche	70547 m²	Anzahl der Wechselrichter	48 Einheiten
Zelloberfläche	65489 m²	Verhältnis Pnenn	1.35
		Inverter PNom limit defined as Scheinleistung	

### Feldverluste

<b>Schmutz auf Kollektoren</b>	<b>Thermischer Verlustfaktor</b>	<b>DC Kabelverluste</b>						
Verlustanteil 1.5 %	Modultemperatur gemäß Bestrahlung	Gesamtfeld-Widerstand 0.97 mΩ						
	Uc (konst) 27.0 W/m²K	Verlustanteil 1.1 % bei STC						
	Uv (Wind) 0.0 W/m²K/m/s							
<b>LID – „Licht - induzierte Alterung“</b>	<b>Leistungstoleranzabzug</b>	<b>Mismatch-Verluste Module</b>						
Verlustanteil 1.5 %	Verlustanteil 0.0 %	Verlustanteil 0.5 % am MPP						
<b>Mismatchverluste der Stränge</b>								
Verlustanteil 0.1 %								
<b>IAM Verlustfaktor</b>								
Einfallswinkeleffekt (IAM): Benutzerdefiniertes Profil								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.996	0.977	0.943	0.854	0.619	0.000



## Projekt: 14 MWp Block

Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

### PVsyst V7.4.2

VDN, Simuliert am:  
24/10/23 10:24  
mit v7.4.2

Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)

### Systemverluste

#### Verluste Nebenverbraucher

Proportional zu Leistung 2.0 W/kW  
0.0 kW von Leistungsschwelle

### AC Kabelverluste

#### Wechselrichterausgang bis MV-Trafo

Wandlerspannung 800 Vac tri  
Verlustanteil 0.40 % bei STC

#### Wechselrichter: SG250HX

Kabelquerschnitt (48 WR.) Kupfer 48 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Mittlere Kabellänge 99 m

#### MV-Leitung bis zu Einspeisung

MV-Spannung 20 kV  
Durchschnitt pro Wechselrichter  
Drähte Kupfer 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Länge 3190 m  
Verlustanteil 0.20 % bei STC

### AC-Verluste in Transformatoren

#### MV-Trafo

Mittelspannung 20 kV

#### Parameter für einzelnen Transformator

Nennleistung bei STC 2.87 MVA  
Iron Loss ( Verbindung 24/24) 2.87 kVA  
Eisenverlustfaktor 0.10 % bei STC  
Kupferverluste 28.69 kVA  
Kupferverlustfaktor 1.00 % bei STC  
Spulen-Ersatzwiderstand 3 x 2.23 mΩ

#### Betriebsverluste bei STC (gesamtes System)

Anz. identischer MV-Transf. 5  
Nennleistung bei STC 14.35 MVA  
Eisenverluste (Verbindung 24/24) 14.35 kVA  
Kupferverluste 143.47 kVA



## Projekt: 14 MWp Block

Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

### PVsyst V7.4.2

VDN, Simuliert am:  
24/10/23 10:24  
mit v7.4.2

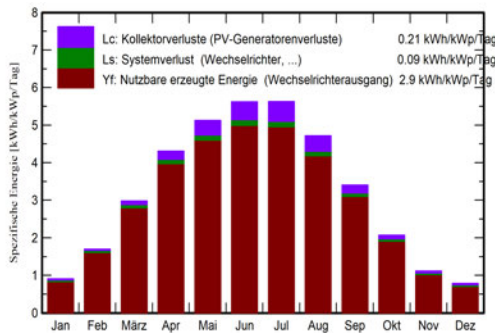
Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)

### Hauptergebnisse

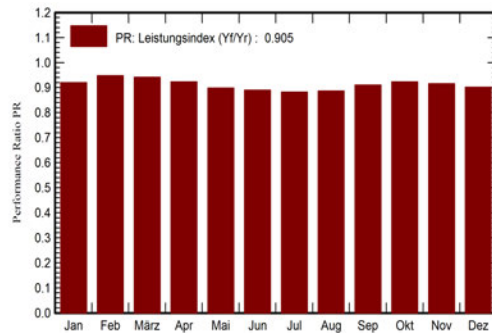
#### Systemproduktion

Erzeugte Energie	15431.57 MWh/Jahr	Produzierbar	1058 kWh/kWp/Jahr
Scheineenergie ins Netz	16273.53 MVAh/Jahr	Perf. Ratio PR	90.48 %

#### Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp)



#### Performance Ratio PR



### Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	Verhältnis
Januar	28.5	15.42	-0.43	28.1	26.7	397	377	0.920
Februar	47.9	25.37	0.43	47.5	45.8	680	657	0.948
März	93.0	43.81	4.32	92.4	89.5	1307	1268	0.942
April	130.2	64.09	8.68	129.4	125.6	1791	1741	0.923
Mai	160.1	68.02	13.25	159.0	154.7	2143	2081	0.898
Juni	169.8	85.02	17.04	168.6	164.0	2251	2188	0.890
Juli	175.6	81.07	18.66	174.4	169.5	2308	2242	0.882
August	147.2	66.25	18.32	146.3	142.3	1948	1891	0.887
September	102.9	54.66	13.20	102.3	99.1	1398	1357	0.910
Oktober	64.7	32.90	9.02	64.1	61.9	892	863	0.923
November	33.8	20.24	3.83	33.4	31.9	467	446	0.915
Dezember	24.5	13.85	0.68	24.3	22.8	339	320	0.901
<b>Jahr</b>	<b>1178.2</b>	<b>570.71</b>	<b>8.97</b>	<b>1169.8</b>	<b>1133.8</b>	<b>15922</b>	<b>15432</b>	<b>0.905</b>

#### Legenden

GlobHor	Horizontale Globaleinstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
DiffHor	Horizontale diffuse Einstrahlung	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
T_Amb	Umgebungstemperatur	PR	Wirkungsgradfaktor
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche		
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)		



# Projekt: 14 MWp Block

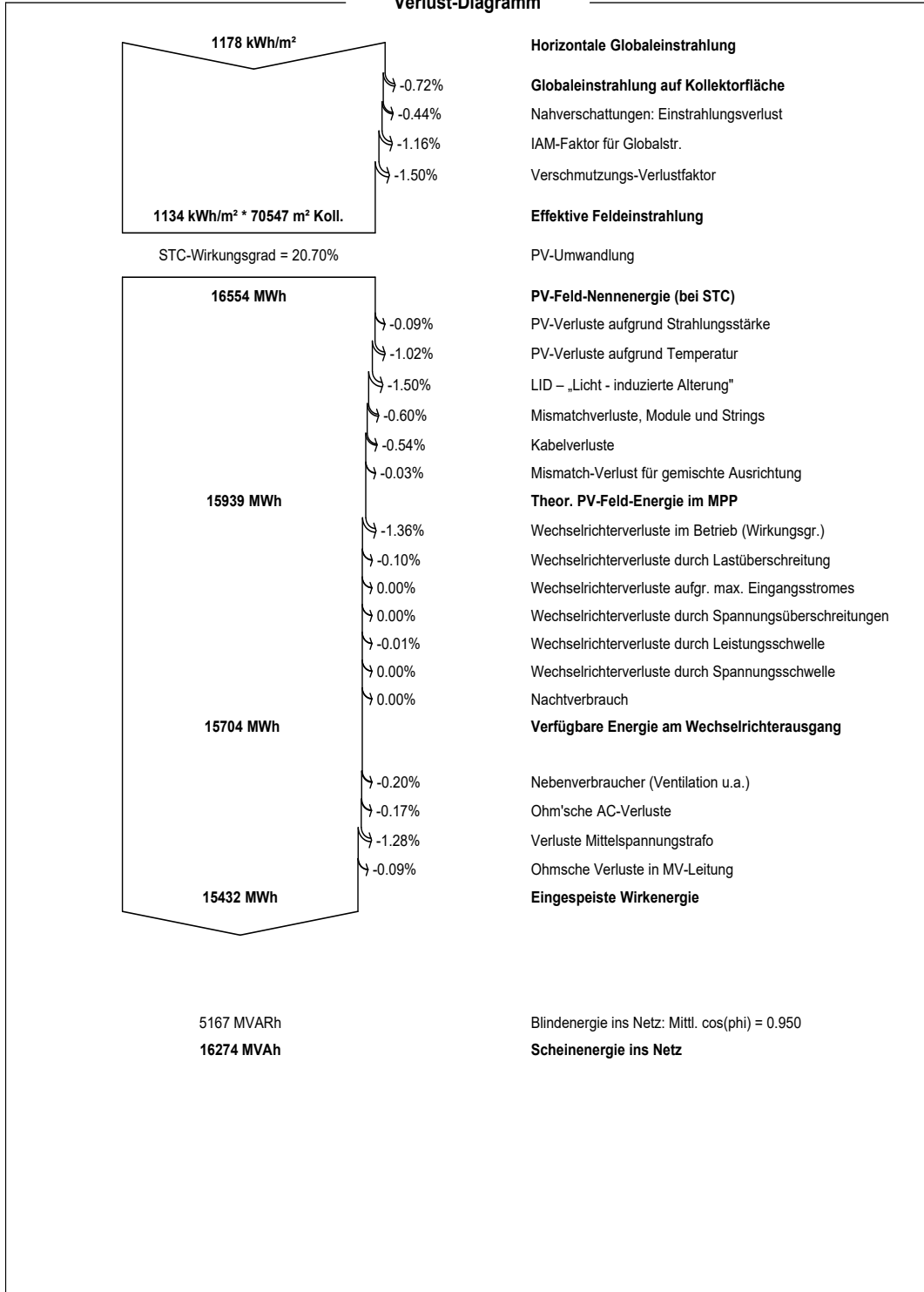
Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

## PVsyst V7.4.2

VDN, Simuliert am:  
24/10/23 10:24  
mit v7.4.2

Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)

### Verlust-Diagramm







**PVsyst V7.4.2**  
VDN, Simuliert am:  
24/10/23 10:24  
mit v7.4.2

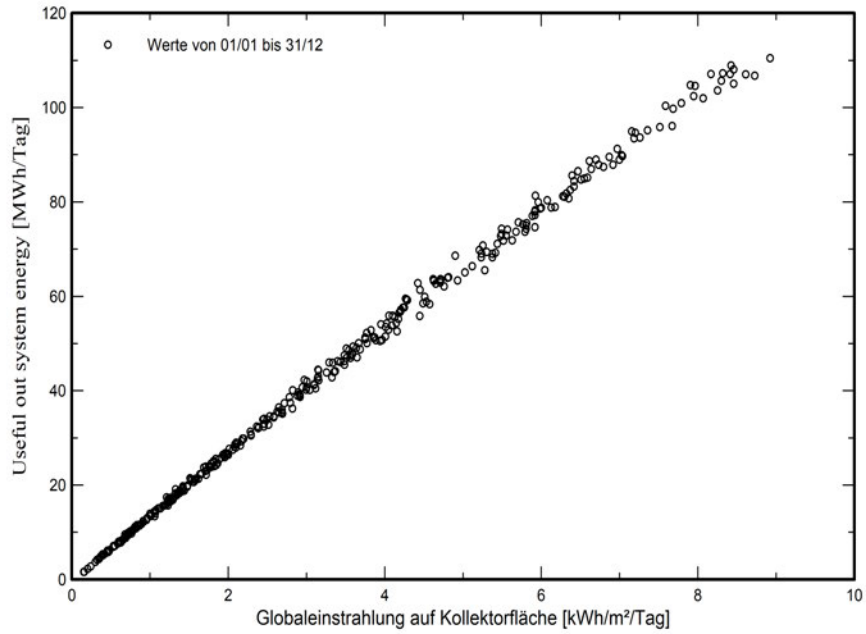
## Projekt: 14 MWp Block

Variante: Trina + Sungrow WR 3D Modell und berechnete Kabelverlusten

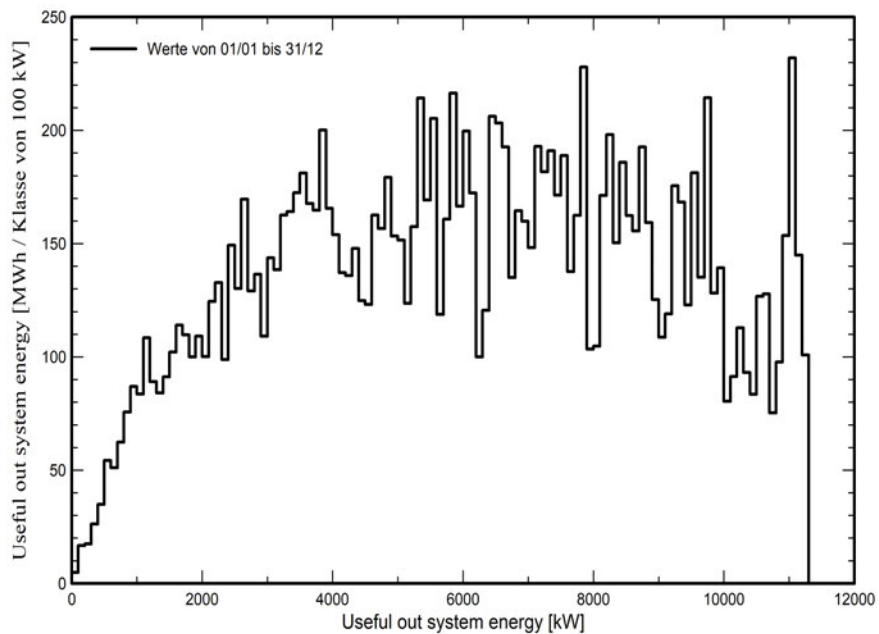
Iqony Solar Energy Solutions GmbH (Germany)

### Vordefinierte Graphen

#### Tägliches Eingabe/Ausgabe Diagramm



#### System-Ausgangsleistungsverteilung



# Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Mittweida, den 27. November 2023



Julian Knipping