



Hochschule Magdeburg Stendal

Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign (IWID)

Institut für Elektrotechnik

Dimensionierung einer Photovoltaikanlage zur Maximierung des Eigenverbrauchs

Bachelorarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades
BACHELOR OF ENGINEERING (B.Eng.)
im Studiengang Elektrotechnik

verlegt von:

Johanna Dodte

████████████████████

████████████████████

Matrikel:

20193072

Ausgabetermin:

15.02.2024

Abgabetermin:

25.04.2024

Erstgutachter:

Herr Prof. Dr.-Ing. Maik Koch

Zweitgutachter:

Herr Janik Holland B.Eng.

.....
1. Prüfer

.....
2. Prüfer

I Eigenständigkeitserklärung

Hiermit bestätige ich, Johanna Dodte, 20193072, dass ich die vorliegende Arbeit mit dem Titel „Dimensionierung einer Photovoltaikanlage zur Maximierung des Eigenverbrauchs“ selbstständig und ohne die Hilfe anderer Personen angefertigt habe.

Ich habe nur die konkret angegebenen Quellen und Hilfsmittel und diese nur in der angegebenen Form verwendet.

Aus fremden Werken und Quellen entnommene Inhalte, wörtliche Zitate oder sinngemäße Inhalte, z.B. der Argumentation nach, und IT-/KI-generierte Inhalte habe ich an der jeweiligen Stelle unter Angabe der konkreten Quellen gekennzeichnet.

Mir ist bewusst, dass bei dem Versuch, das Ergebnis einer Prüfungsleistung durch Täuschung oder Benutzung nicht zugelassener Hilfsmittel zu beeinflussen, die betreffende Prüfungsleistung mit „nicht ausreichend“ / „nicht erfolgreich abgeschlossen“ zu bewerten ist beziehungsweise die betreffende Prüfungsleistung als mit „nicht ausreichend“/„nicht erfolgreich abgeschlossen“ bewertet gilt (Muster-SPO der Hochschule Magdeburg-Stendal vom 23.03.2023 § 35 Abs. 3 Satz 1).

Ich bestätige ausdrücklich, dass diese Arbeit weder vollständig noch teilweise einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt oder veröffentlicht worden ist.

Ich stimme zu, dass die Arbeit in eine Datenbank zur Plagiats- bzw. Hilfsmittelnutzungsprüfung eingestellt und gespeichert wird.

Datum, eigenhändige Unterschrift

II Inhaltsverzeichnis

I	Eigenständigkeitserklärung	I
II	Inhaltsverzeichnis.....	II
III	Abkürzungsverzeichnis	III
1	Einleitung	1
2	Nutzung und Voraussetzungen des Verwaltungsgebäudes.....	3
2.1	Netzanschlusspunkt	7
2.2	Statik.....	10
3	Messung des Lastprofils.....	11
4	Auswahl der PV-Module.....	19
4.1	Technologien	19
4.2	Auswahlkriterien.....	20
4.3	Meyer Burger White 400	22
5	Auswahl der WR	25
5.1	Auswahlkriterien.....	26
5.2	SMA Solar Technology AG Sunny Tripower X	29
6	Auslegung des Batteriespeichers	30
7	Aufbau der PV-Anlage.....	32
7.1	Übersicht des Aufbaus	39
7.1.1	Anlage 1: WR 1 Sunny Tripower X 12.....	39
7.1.2	Anlage 2: WR 2 Sunny Tripower X 15, WR 3 Sunny Tripower X 15 ..	40
7.1.3	Anlage 3: WR 4 Sunny Tripower X 15.....	41
7.1.4	Anlage 4: WR 5 Sunny Tripower X 15.....	41
7.2	Verkabelung der PV-Anlage.....	42
7.3	Simulationsergebnisse	44
8	Fazit und Ausblick	48
IV	Literaturverzeichnis	IV
Anhang	IX
Lastprofile:	IX

III Abkürzungsverzeichnis

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BImA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
HJT	Heterojunction Technology
MPP	Maximum power point
PV	Photovoltaik
SWCT	SmartWire Connection Technology
SoH	State of Health
TAB	Technische Anschlussbedingungen
WR	Wechselrichter

1 Einleitung

Die Energiewende erfordert den gesteigerten Ausbau der regenerativen Energieerzeugung aus Umwelt- und Klimaschutzgründen sowie der Endlichkeit der fossilen Brennstoffe. Die Verbrennung fossiler Energieträger, wie Erdöl und Erdgas, führt zur Freisetzung von klimaschädlichen Treibhausgasen, was wiederum den Klimawandel antreibt. Regenerative Energien, wie die Solarenergie, erzeugen Energie ohne die schädlichen Emissionen, die mit fossilen Brennstoffen verbunden sind. Die Ökobilanz von PV-Anlagen ohne die Erweiterung eines Batteriespeichers liegt bei einer energetischen Amortisationszeit von ein bis zwei Jahren in Deutschland. Im Vergleich dazu amortisieren sich konventionelle Energieerzeugungsanlagen nie. Da es bei der Produktion von PV-Modulen zu CO₂-Emissionen kommt, jedoch bei der Energieerzeugung nicht, ist der CO₂-Fußabdruck von PV-Anlagen somit geringer als von herkömmlichen Verbrennungsanlagen. Laut einer Studie von 2021 vom Umweltbundesamt liegen die rechnerischen Emissionen bei PV-Anlagen pro erzeugte Kilowattstunde, bezogen auf eine Nutzungsdauer von 30 Jahren, bei 43 bis 63 g CO₂-Äquivalent / kWh. PV-Anlagen vermeiden hauptsächlich Emissionen aus Steinkohle- und Gaskraftwerken in Höhe von 746 g CO₂-Äquivalent / kWh¹. Durch die Nutzung von Solarenergie wurde in Deutschland 2022 netto 41,7 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen vermieden². Insgesamt erfordert die Energiewende einen Wandel zu nachhaltigen, kohlenstoffarmen Energiequellen, um Umweltauswirkungen zu minimieren und den globalen Klimawandel zu bekämpfen.

Mit der zunehmenden Digitalisierung steigt der Energiebedarf, da es zu vermehrter Verarbeitung von Datenmengen und der Rechenleistung kommt, welche sich hinter der Ausführung verbirgt³. Die BNetzA in Magdeburg bezieht ihren Strombedarf noch zu 100 % aus dem öffentlichen Stromnetz der Netze Magdeburg GmbH. Mit einer eigenen Erzeugungsanlage würde sich dieser Bezug deutlich reduzieren. Nach einer Amortisationszeit können künftig Kosten eingespart werden. Die Energie aus der eigenen Erzeugung soll den Eigenbedarf der Behörde vor Ort decken, und der Überschuss wird in das ortsansässige Netz eingespeist. Aus diesem Grund befasst sich die Bachelorarbeit mit der Planung und Dimensionierung einer PV-Anlage für die BNetzA-Außenstelle Berlin - Standort Magdeburg (Kaiser-Otto-Ring 16, 39106

¹ (Umweltbundesamt, 2023)

² (Wirth, 2024, S. 46)

³ (Hintemann, 2016, S. 1)

Magdeburg). Dieses Projekt trägt den Titel „Dimensionierung einer Photovoltaikanlage zur Maximierung des Eigenverbrauchs“.

Als Bundesbehörde hat die BNetzA eine Vorbildfunktion bei der Etablierung von erneuerbaren Energien zu erfüllen. Alle Anschaffungen und Investitionen müssen verantwortungsbewusst und nachhaltig erfolgen, da sie durch öffentliche Gelder finanziert werden. Daher wird bei der Anlagenplanung besonders auf Nachhaltigkeit geachtet. Diese Fokussierung auf die Thematik der Nachhaltigkeit trägt zum Schutz der Umwelt bei, indem kurze Lieferwege und vergleichsweise niedrige CO₂-Emissionen erreicht werden. Jedoch führt die Verwendung nachhaltiger Produkte zu höheren Investitionskosten, da durch den klimafreundlichen und teilweise aufwendigeren Herstellungsprozess die Ausgaben steigen.

Die BNetzA ist lediglich Mieter der Liegenschaft, welche durch die BImA verwaltet wird. Daher wurde die PV-Anlage in enger Kooperation mit den Mitarbeitern der zuständigen Behörde vom Standort Magdeburg geplant. Nach erfolgreichem Abschluss des Projektes wird die Bundesanstalt sowohl Betreiber als auch Errichter der Anlage sein. Da sich die BImA auch mit Klimaschutz- und Energiewendeziele auseinandersetzt⁴, hat sie ein gesteigertes Interesse an der Aufwertung des Objekts durch eine eigene Erzeugungsanlage. Die Ergebnisse aus der Bachelorarbeit dienen der BImA als Anhaltspunkt für die Errichtung einer PV-Anlage. Es handelt sich um eine Ausführungsvariante, die endgültige Entscheidung über die Umsetzung obliegt der Bundesanstalt.

Für die Dimensionierung der PV-Anlage wurde zunächst eine Bestandsaufnahme der Immobilie mit dem Verwaltungsgebäude und dem Gargagenkomplex durchgeführt. Dabei wurde das ungenutzte Potential des Daches der Dienststelle mit Nordwestausrichtung in den Fokus gerückt, welches künftig ausgeschöpft werden soll. Die Dachfläche bietet den Platz für die theoretische Möglichkeit einer 120 kW_p PV-Anlage. Die Bitumeneindeckung des Flachdaches ermöglicht lediglich einen additiven Aufbau. Dabei werden die PV-Module auf dem Gebäudedach angeordnet und nicht in die bestehende Dachkonstruktion eingebunden⁵. Die Entscheidung, welche Komponenten für die PV-Anlage verwendet werden sollen, muss anhand verschiedener technischer Kriterien getroffen werden. Der Aufbau der Anlage soll mittels der Planungs- und Simulationssoftware PV*SOL premium konzipiert werden.

⁴ (Bundesanstalt für Immobilienaufgaben – Stabsbereich Presse und Kommunikation –, 2024)

⁵ (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV), 2017, S. 6)

2 Nutzung und Voraussetzungen des Verwaltungsgebäudes

Die BNetzA ist in Deutschland für die Regulierung unterschiedlichster Netzbereiche zuständig. Die Außenstelle Berlin - Standort Magdeburg ist grundlegend in zwei Bereiche untergliedert, welche sich über das Erd- und Obergeschoss aufgliedern. Im Erdgeschoss sind das Dienstleistungszentrum 2, welches sich mit der Bearbeitung von Anträgen von Funksendeanlagen beschäftigt, und Referatsbeschäftigte angesiedelt. Währenddessen die Abteilung der Ausbildung, welche Ausbilder, Auszubildenden und dualen Studenten umfasst, im ersten Stockwerk untergebracht ist. Insgesamt umfasst der Standort über rund 50 Mitarbeiter. Aufgrund von unterschiedlichen Arbeitsmodellen, in Form von mobilen Arbeiten, Berufsschule und Vorlesungszeiten, sind selten alle Beschäftigte zur selben Zeit anwesend. Das Verwaltungsgebäude verfügt über ein Unter-, ein Erd- sowie ein Obergeschoss mit jeweils einer Grundfläche von ungefähr 781 m². Die Kelleretage wird für Lagermöglichkeiten von Akten und diversen messtechnischen Utensilien, der Unterbringung von der Elektrohauptverteilung und -unterverteilung sowie der Heizung genutzt. Wie die Abbildung 1 zeigt, wird das Gebäude nach oben hin durch ein Flachdach abgeschlossen, welches durch eine 45 cm tiefe und 50 cm hohe Attika umfasst wird.

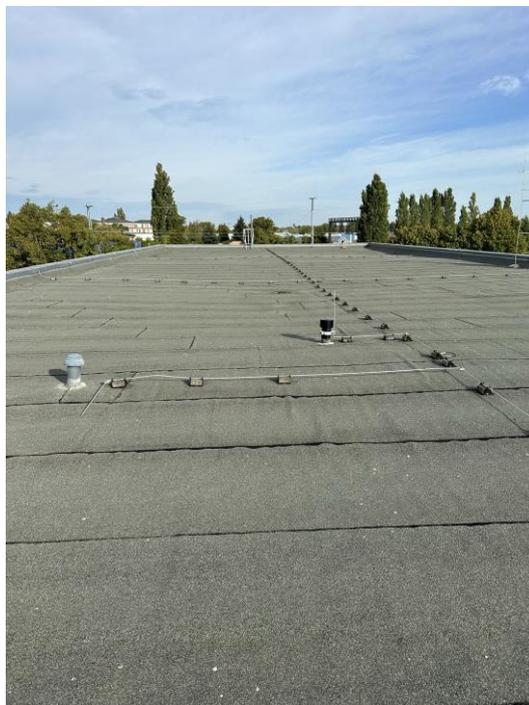


Abbildung 1: Flachdach Verwaltungsgebäude

Was ebenfalls durch die Abbildung 1 ersichtlich wird, ist der vorhandene äußere Blitzschutz in Form von Blitzfangeinrichtungen auf dem Dach. In diesen wird die PV-Anlage mit eingebunden. Dafür muss zuerst der Trennungsabstand s (siehe Formel (1)⁶) nach der Norm DIN EN 62305-3 berechnet werden.

$$s = k_i * \frac{k_c}{k_m} * l [m] \quad (1)$$

s – Trennungsabstand in m = Mindest-Isolierstrecke

k_i – Induktionsfaktor (abhängig von der Blitzschutzklasse (LPS))

k_c – Stromaufteilungskoeffizient entsprechend der geometrischen Anordnung

k_m – Materialfaktor (abhängig vom Material in der Trennungsstrecke)

l – Länge entlang der Fangeinrichtung oder der Ableitung von dem Punkt, an dem der Trennungsabstand ermittelt werden soll, bis zum nächstliegenden Punkt des Potentialausgleichs oder der Erdung

Für die beiden Faktoren k_i und k_m werden die Werte aus der Tabelle 1: Kennzahlen für k_i und k_m “ entnommen.

Tabelle 1: Kennzahlen für k_i und k_m ⁷

LPS Schutzklasse	k_i	Material	k_m
I	0,08	Luft	1
II	0,06	Feststoff	0,5
III und IV	0,04	Metall	0

Zudem berücksichtigt der Materialfaktor die Isolationseigenschaften der Umgebung. Aus diesem Grund wird der Faktor k_m für mehrschichtige Mauerkonstruktionen mit der Formel (2) berechnet. In dieser werden die Materialstärken sowie den Isolationseigenschaften der Materialien kombiniert.

⁶ (K2 Systems GmbH, 2024, S. 10)

⁷ (Koch, 5. Sternpunktbehandlung, Komponenten elektrischer Netze, 2022, S. 57)

$$k_{m,gesamt} = \frac{(l_1 * k_{m1} + l_2 * k_{m2} \dots + l_x * k_{mx})}{l_g} \quad (2)$$

$k_{m,gesamt}$ – Gesamtmaterialfaktor

$l_1, l_2 \dots l_x$ – Materialstärken

l_g – Gesamtmaterialstärke

$k_{m1,2} \dots k_{mx}$ – Isolationseigenschaft des jeweiligen Materials

Aufgrund der ungenauen und veralteten statischen Aufzeichnungen von 1976 ist die Berechnung des Materialfaktors für das Dach unmöglich. Aus diesem Grund wird mit der Faustformel von $s = 50 \text{ cm}$ gerechnet, obwohl diese nicht sicher angewendet werden kann⁸. Jedoch reicht diese für die überschlägige Betrachtung.

Die Größe der Anlage wird durch die Anzahl der montierten Module bestimmt, jedoch würde sich bei korrektem Einhalten des Trennungsabstandes von 50 cm die Peakleistung dermaßen reduzieren, dass die Anlage sich nicht für die Deckung des Eigenverbrauchs der BNetzA eignen würde. Aus der Grundfläche des Daches und der Fläche eines Moduls wird überschlägig die theoretische maximale Modulanzahl ermittelt. Dieser Wert wird Flächenbedarf einer PV-Anlage genannt. Die hier angenommene Größe von 120 kW_p ist jedoch nur eine Schätzung des Flächenbedarfs. Durch die Einbindung werden die vorhandenen Blitzschutzsysteme nicht beeinträchtigt und die PV-Anlage ist trotzdem geschützt. Aus diesem Grund wird die PV-Anlage mit in den vorhandenen Blitzschutz integriert und somit wird geplante Größe von 120 kW_p realisiert. Außerdem müssen Gebäude mit einer PV-Anlage, die größer als 10 kW_p sind, mit einem äußeren Blitzschutz der Blitzschutzklasse III nach DIN EN 62305 ausgestattet werden⁹. Die Thematik des Blitzschutzes spielt bei der Planung des Aufbaues eine wichtige Rolle, deswegen wird diese im Kapitel 7 nochmals genauer erläutert.

⁸ (K2 Systems GmbH, 2024, S. 10)

⁹ (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. [GDV], 2024, S. 14)

Der äußere Blitzschutz ist nochmals genauer durch die Abbildung 2 aufgezeigt. Diese Zeichnung zeigt die Blitzschutzanlageanteile sowie die Gebäudeteile auf dem Verwaltungsgebäude auf. Dort ist der verbaute äußere Blitzschutz in Form von sichtbar verlegten Blitzschutzleitungen (grüne Linien) und den Trennstellen (Kreise) aufgezeigt. Die genauen Abmaße der Blitzschutzfangeinrichtungen wurden vor Ort auf dem Dach eingemessen.

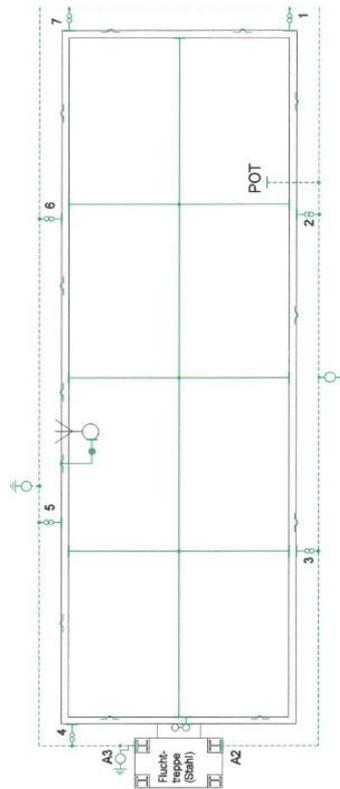


Abbildung 2: äußerer Blitzschutz

Zu der geplanten eigenen Erzeugungsanlage soll die BNetzA in Magdeburg zeitnah über einen Fahrstuhl verfügen. Diese bauliche Veränderung führt nicht nur zu einem Eingriff in die bestehende Statik, sondern auch zu weiteren Lastspitzen im Stromverbrauch, welche künftig durch die PV-Anlage abgefangen werden sollen.

2.1 Netzanschlusspunkt

Zur Planung einer PV-Anlage mit Überschusseinspeisung gehört auch der Netzanschluss an das öffentliche Verteilnetz. Der Anschluss ist bei den Netze Magdeburg GmbH anzumelden. Durch die Einbindung in das Stromnetz darf die erzeugte Energie in das Netz eingespeist werden und wird dann über die Einspeisevergütung entlohnt.

Der Betreiber bzw. der Errichter der PV-Anlage, hier die BlmA, ist in Deutschland verpflichtet die Anlage bei dem örtlichen Netzbetreiber, hier Netze Magdeburg GmbH, anzumelden und sie bei der BNetzA im Marktstammdatenregister zu registrieren. Die Netze Magdeburg GmbH benötigt dafür den Standort der Erzeugungsanlage und die geplante zu installierende Leistung.

Bevor es zur Errichtung einer solchen Anlage kommen kann, muss sie bei dem Netzbetreiber beantragt werden, da laut TAB der Netze Magdeburg GmbH Erzeugungsanlagen nicht nur anmeldepflichtig, sondern auch zustimmungspflichtig sind¹⁰. Die TABs von den örtlichen Stadtwerken müssen sich nach der DIN VDE 0100 „Errichten von Niederspannungsanlagen“ richten. In dieser Normreihe sind alle zu beachtenden Parameter für die Planung, die Errichtung sowie die Prüfung von elektrischen Anlagen bis einschließlich 1000 V AC und 1500 V DC hinterlegt¹¹.

Aus diesem Grund wurde am 30.09.2023 eine unverbindliche Netzanfrage an den örtlichen Netzbetreiber für eine PV-Anlage der Größe 120 kW_p im Namen der BlmA gestellt, um entsprechende Dimensionierungsmöglichkeiten einschätzen zu können. Die dort erfragte Größe der Anlage basiert auf überschlägigen Berechnungen der Dachflächen und der damit resultierenden Anzahl an möglichen PV-Modulen.

Auf diese Anfrage antwortete die Netze Magdeburg GmbH, dass am Netzanschlusspunkt Kaiser-Otto-Ring 16 über das dort verlegte Erdkabel NAYY-J 4x70 mm²; 3x160A eine maximale Leistung von 74 kW eingespeist werden kann. Wie die Abbildung 3 zeigt, endet das Erdkabel des Netzanschlusses an der Hauptverteilung im Keller des Verwaltungsgebäudes.

¹⁰ (Netze Magdeburg GmbH, 2023)

¹¹ (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2020)



Abbildung 3: Netzanschluss durch Erdkabel NAYY-J 4x70 mm²; 3x160A

Falls man eine größere AC-Leistung als 74 kW beabsichtigt einzuspeisen, muss eine Verstärkung des Netzanschlusses beantragt werden. Um eine Überlastung des lokalen Stromnetzes am Einspeisepunkt zu vermeiden, muss die Peakleistung von PV-Neuanlagen ab einer Größe von 25 kW gemäß der 70-Prozent-Regelung auf 70 % reduziert werden¹². Deshalb verringert sich die Anlagen-Größe von geplanten 120 kW_p auf 90 kW_p.

¹² (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022)

Mit der folgenden Formel (3) wird die 70 %-Regelung und die maximal mögliche Einspeiseleistung bestätigt.

$$P_{AC} = P_{Peak} * 0,7 = 90 \text{ kW} * 0,7 = \underline{\underline{63 \text{ kW}}} \quad (3)$$

P_{AC} – Einspeiseleistung auf der AC-Seite am Anschlusspunkt

P_{Peak} – installierte Peakleistung auf der DC-Seite

Durch die geplante Leistung, welche größer als 30 kW_p ist, muss eine Zusage für die Einspeisung bei dem Netzbetreiber beantragt werden¹³. In diesem Zuge erfolgt direkt die Netzverträglichkeitsprüfung durch die Netze Magdeburg GmbH. Dabei wird geprüft, ob das ortsansässige Netz am Anschlusspunkt der beantragten PV-Anlage die erforderliche Netzkapazität für die Einspeiseleistung aufweist¹⁴.

¹³ (Netze Magdeburg GmbH, 2023)

¹⁴ (Doormann, 2023)

2.2 Statik

Weil die Anlage als Dachaufbau geplant ist, wird ein Eingriff in die Statik des Objektes vorgenommen. Die Unterlagen des Gebäudes befinden sich zum Teil in den Händen der BNetzA und zum Teil der BImA. Die statischen Aufzeichnungen dazu befinden sich weder bei der BNetzA, noch bei der BImA im Aktenarchiv. Die Bauverwaltung, die das Objekt 2005 für die Herrichtung als Außenstelle für die BNetzA aufbereitet hat, verfügt auch über keine Akten von der Errichtung des Hauses. Über Umwege wurden die gesuchten Unterlagen von 1976 bei dem Bau- und Liegenschaftsmanagement Sachsen-Anhalt gefunden.

Durch diese Akten wurde ersichtlich, dass eine Belastung des Dachaufbaus mit einer Druckkraft p von maximal $p = 0,440 \frac{Mp}{m^2}$ erfolgen darf. Die Angabe ist noch in der früher gebrauchten und heute nicht mehr zulässigen Einheit Megapond (Mp), welche durch die SI-basierende Einheit Newton (N) ersetzt wurde¹⁵.

Der Präfix Mega (M) entspricht einer Million. Für die Umrechnung von Kilopond (kp) in Newton (N) benötigt man folgende Formel (4). Diese Umrechnung baut auf der Normalfallbeschleunigung g_n , welche auf der Erdoberfläche $g_n = 9,80665 \frac{m}{s^2}$ beträgt¹⁶.

$$1 \text{ kp} = 9,80665 \text{ N} \tag{4}$$

Nach der Konvertierung in zeitgemäße Einheiten darf ein Quadratmeter Dachfläche ungefähr mit 431 kg Gewicht belastet werden. Bei PV-Anlagen auf einem Flachdach wird von einer Gewichtsbelastung je Quadratmeter bis zu 120 kg/m² gesprochen¹⁷. Dieser Wert ist mit 431 kg/m² bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. Somit ist es statisch möglich die in dieser Bachelorarbeit geplante PV-Anlage auf dem Dach der BNetzA zu errichten.

¹⁵ (Böge & Böge, 2021, S. 80)

¹⁶ (Böge & Böge, 2021, S. 26)

¹⁷ (Wagner, Photovoltaikanlagen und die Statik, 2024)

3 Messung des Lastprofils

Um eine PV-Anlage angemessen auszulegen, ist es erforderlich, den Stromverbrauch des Anlagenbetreibers zu kennen. Die Abrechnungen des Stromversorgers stellen eine mögliche Datenquelle dar. Sie sind jedoch ungenau und bieten nur einen groben Überblick über den Verbrauch.

Deshalb wurde eine Lastgangmessung über einen Zeitraum von einer Woche aufgenommen. Bei dieser Laufzeit spricht man von einem Wochenlastgang¹⁸. Anhand dieser Messung lässt sich die PV-Anlage an das Nutzerverhalten anpassen. Dabei sollte mit dem Ziel der Maximierung des Eigenverbrauchs die optimale Anordnung der Module in Form der Ost-West-Ausrichtung genutzt werden. Dieser Aufbau begünstigt die größtmögliche Stromerzeugung über den Tag verteilt.

Das Lastprofil, oder auch Lastgang genannt, ist ein wichtiges Instrument zur Planung von Energieerzeugungsanlagen. Die elektrische Leistung, die über Zeit benötigt wird, stellt diese Methode grafisch dar. Die Zuordnung beider Werte erfolgt als Kennlinie, wobei die Zeit als Abszisse und die Wirkleistung als Ordinate aufgezeigt sind. Diese Kurve charakterisiert, wie sich die Last über die Zeit verteilt. Die ist beispielhaft in Abbildung 4 dargestellt. Anhand des Energiebedarfs lässt sich die Größe der PV-Anlage dimensionieren. Die Lastgangmessung dient der Veranschaulichung des Nutzerverhaltens. In diesem Fall sind die Nutzer die Mitarbeiter der BNetzA und nicht die der BImA, da der Anwender den künftig produzierten Solarstrom verbraucht¹⁹.

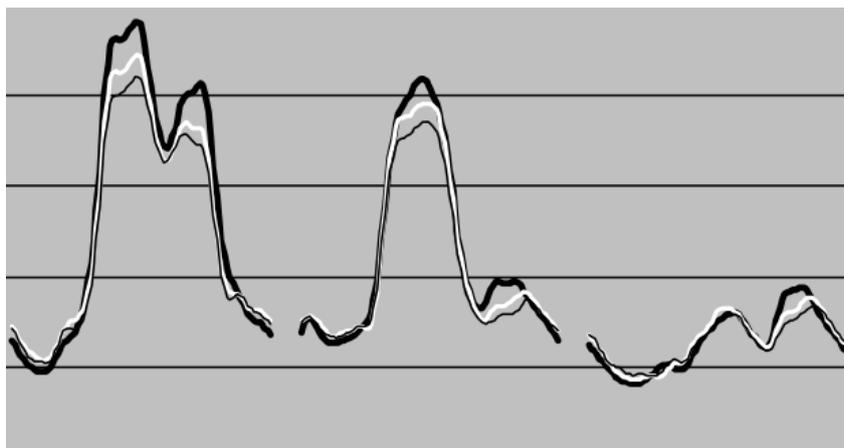


Abbildung 4: Schematische Darstellung eines Lastgangs²⁰

¹⁸ (WEKA Media GmbH & Co. KG, 2023)

¹⁹ (WEKA Media GmbH & Co. KG, 2023)

²⁰ (Fünfgeld & Tiedemann, 2000, S. 5)

Der Verlauf der Last wurde mithilfe des Netz- und Stromversorgungsanalysators Fluke 435 Series II erfasst. Für die Messung wurde das Messgerät mit dem Hausanschlusskabel NAYY-J 4x70 mm² verbunden. Dies wird in Abbildung 5 veranschaulicht.



Abbildung 5: Messung des Lastprofils

Die Messmethodik für die Leistungsaufnahme basiert auf einem standardisierten Verfahren, das auf der Norm IEE1459 beruht. Dabei werden über die Eingänge des Fluke-Messgerätes Strom und Spannung gemessen. Die Klemmen erfassen die Spannungswerte, während die Rogowskispulen (Abbildung 6) die Ströme in allen vier Leitern messen. Die öffentliche Versorgung der Liegenschaft übernimmt das Erdkabel (NAYY-J 4x70 mm²). Dieses elektrische Netz ist ein TN-C-System. Durch die Auftrennung des PEN-Leiters nach dem Hausanschluss handelt es sich im Ganzen jedoch um ein TN-C-S-System. Da die Messung direkt am Versorgungspunkt des Hausanschlusses erfolgt, werden an vier Leitern die Strom- und Spannungswerte aufgenommen.

Die Rogowskispulen verfügen nicht über ferromagnetische Kerne, deshalb handelt es sich um Luftspulen. Diese bringen durch den geringen Platz zwischen den Phasen einen großen Vorteil zu herkömmlichen Stromwandlern. Der größte Pluspunkt von diesem Messgerät liegt dabei, dass die Spule nicht kreisförmig sein und der Strom nicht genau mittig oder gleichförmig verteilt innerhalb der Schleife liegen muss. Außerdem wird durch den besonderen und dementsprechend flexiblen Aufbau der Spule, bestehend aus einem schlanken kreisförmigen Kunststoffrohr, welches eng mit einem Leiter umwickelt und isoliert ist, eine Anbringung von eng angeordneten Leitern oder an schlecht zugänglichen Bauelementen möglich²¹.

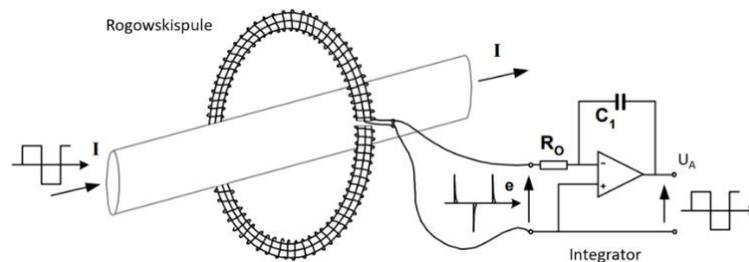


Abbildung 6: Aufbau der Rogowskispule

Die Spannung, die in der Rogowskispule induziert wird, ist proportional zur zeitlichen Veränderung des Stromflusses in dem von der Spule umgebenen Leiter. Folglich dazu ist es notwendig die Spannung am Ausgang der Spule zu integrieren, um eine Spannung zu erhalten, welche proportional zum Strom ist. Dieser Vorgang wird durch die Abbildung 6 anhand der Operationsverstärkerschaltung als Integrierer deutlich. Dabei ist e die induzierte Spannung. Diese lässt sich durch die Formel (5) errechnen²².

$$e = m_0 * N * A * \frac{di}{dt} = L * \frac{di}{dt} \quad (5)$$

m_0 –	Ruhemasse
N –	Windungszahl
A –	Querschnittsfläche [m ²]
L –	Induktivität

²¹ (ADMESS Elektronik GmbH, 2022)

²² (ADMESS Elektronik GmbH, 2022)

Das Fluke 435 berechnet anhand der aufgenommenen Strom- und Spannungswerte die Scheinleistung S , die Blindleistung Q und die Wirkleistung P , den $\cos \varphi$ und die Energie E^{23} .

Für die Aufnahme des Lastgangs reichen die Zeitangabe sowie die dazugehörige Wirkleistung aus, welche die tatsächliche Leistung angibt, die ein Verbraucher zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigt. Die zusätzlichen aufgezeichneten Werte dienen lediglich der Kontrolle. Sie sind jedoch für die Erstellung eines Lastprofils nicht von Bedeutung.

Bei der Datenerfassung wurde alle 15 Minuten ein Wert für die Wirkleistung aufgenommen und die dazugehörige Uhrzeit notiert. Die Messreihe startet hierbei mit dem ersten Wertepaar um 10:40 Uhr am 09.10.2023. Im Normalfall beginnt die Messung um 00:00 Uhr. Da der Arbeitstag erst am Morgen anfängt, weicht diese Herangehensweise von der typischen Form ab. Die Dienstzeiten werden von 06:00 bis 16:00 Uhr angenommen. Durch die Gleitzeitregelung gibt es keine einheitlichen Arbeitszeiten und dadurch wird der Arbeitstag mit zehn Stunden angenommen.

Der Wochenlastgang ist auf die einzelnen Tage aufgeteilt und wird im Anhang (Abbildung 31 bis Abbildung 38) dargestellt. Durch den verschobenen Start wurden acht Diagramme aufgenommen, wobei die vom 09.10.2023 und 16.10.2023 sich nicht über 24 Stunden erstrecken. Beim Betrachten der Tageslastprofile fallen die Leistungsunterschiede zu verschiedenen Tages- und Nachtzeiten sowie an den unterschiedlichen Tagen auf. Diese Abweichungen lassen sich in Grund-, Mittel- und Spitzenlast einteilen. Da der gesamte Messzeitraum beleuchtet werden soll und somit werden die verschiedenen Lasten über die einzelnen Tage als Durchschnittswerte angenommen. Aufgrund der unterschiedlich hohen Lasten fallen die Durchschnittswerte verschieden hoch aus. Deshalb sind die Diagramme alle einheitlich skaliert.

Die Grundlast, auch Dauerlast genannt, ist die Leistung, die immer verbraucht wird. Dort lassen sich die Verbraucher, die permanent laufen, einordnen. In der Dienststelle der BNetzA sind dies bspw. die beiden Serverräume und Kühlschränke. Die Grundlast unterteilt sich in die Last am Wochenende und in die Last wochentags.

²³ (Fluke, 2012, S. A-1 ff)

Der durchschnittliche Verbrauch am Wochenende beläuft sich auf 2,7 kW, dies zeigen die Tageslastprofile vom 14.10.2023 und 15.10.2023. Unter der Woche beläuft sich die Grundlast im Schnitt auf 4,78 kW.

Aus den Daten der Grundlast lässt sich die Auslegung eines Speichers ermitteln. Durch diesen sinkt der Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Laut den TABs der Netze Magdeburg GmbH ist ein Batteriespeicher bei Erzeugungsanlagen anmeldepflichtig²⁴.

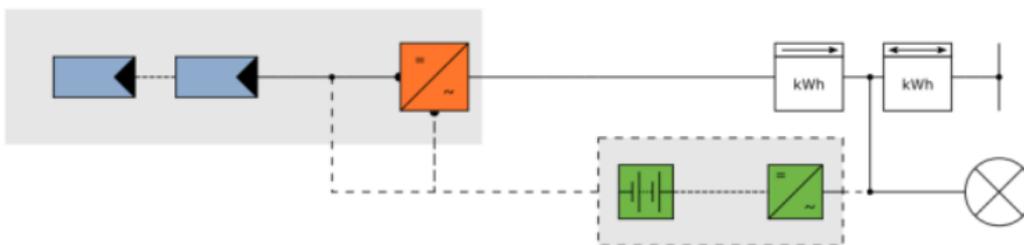


Abbildung 7: Schaltschema

Die Abbildung 7 zeigt einen möglichen Anlagenaufbau mit einem Speicher auf. Diese Zeichnung ist mit der Simulationssoftware PV*SOL entstanden.

Als Mittellast wird der Strom bezeichnet, der regelmäßig zu der Grundlast verbraucht wird. Diese Last wird wiederkehrend und unabhängig von den Arbeitssituationen nur vom Netz abgenommen. Deswegen zählen die Leistungsspitzen, welche regelmäßig an den Wochenendtagen erscheinen auch zur Mittellast. Die dazugehörigen elektrischen Verbraucher sind die Boiler, welche in wiederkehrenden Abständen nachheizen. Bspw. lässt sich der Peak mit 5,37 kW am 14.10.2023 um 17:40 Uhr auf zwei Boiler, die parallel angesprungen sind, zurückführen. Darüber hinaus hängt die Mittellast auch von der Mitarbeiterzahl, welche ihren Dienst im Büro abhalten, ab, weil dadurch die Anzahl der genutzten Computer und Elektronik variiert. Dazu ändert sich auch der Büroflächenbedarf täglich. Eine höhere Auslastung des Gebäudes führt demzufolge zur Steigerung des Strombedarfs. Beim Vergleichen der einzelnen Tageslastgänge ist dies auch ersichtlich. Anhand dieser Erkenntnisse beläuft sich die Mittellast durchschnittlich auf 4,78 kW bis 6 kW.

²⁴ (Zeitbild, 2010)

Die kurzfristigen Spitzen, die über der Mittellast auftreten, werden Spitzenlast genannt²⁵. Im Arbeitsalltag in der Dienststelle sind diese Peaks mit spezifischen Aktivitäten verbunden. So treten am Morgen zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr auf, wenn die meisten Angestellten den Dienst antreten und somit ihren Arbeitsplatz hochfahren. In diesem Zeitraum wird außerdem Kaffee gekocht und anderen Heißgetränke mittels Wasserkocher zubereitet. Zudem lassen sich die Höhen auch zur Mittagszeit detektieren. Dort wird Essen in der Mikrowelle oder im Backofen erwärmt. Diese Verbraucher haben einen erhöhten Energieverbrauch, welcher sich im Lastprofil widerspiegelt. In der Ausbildung zum Elektroniker für Geräte und Systeme werden eine Vielzahl von Werkzeugen genutzt. Das Anschalten von den Lötstationen oder das Bohren von Löchern in Platinen mittels der Standbohrmaschine führen ebenfalls zu Maxima im Lastgang.

Jahreszeitlich gesehen ist der Energiebedarf im Winter höher als im Sommer, weil weniger auf Tageslicht zurückgegriffen werden kann und das ständige Laufen der Heizung auch zu Lastspitzen führt.

Das Nutzverhalten der Mitarbeiter könnte effizienter gestaltet werden, indem nach Beendigung des Arbeitstages an den Monitoren und weiteren elektronischen Geräten nicht nur der Standby-Modus aktiviert wird, sondern gänzlich ausgeschalten werden. Dieses Verhalten führt zu einer Reduktion der Grundlast. Eine weitere Empfehlung zur Optimierung des Energieverbrauches im Dienstgebäude wäre die Ausweitung des mobilen Arbeitens.

Durch die weitere Ausdehnung des mobilen Arbeitens und folglich weniger Anwesenheitstage der Beschäftigten könnte der Strombedarf sinken. Durch diese Maßnahme würden wahrscheinlich das Miteinander der Kollegen und die Qualität der Arbeit leiden. Außerdem lässt sich eine praktische Ausbildung nicht zu 100 % in Heimarbeit absolvieren. Eine solche Maßnahme der Reduzierung der Anwesenheit im Büro ist nur eine Lösung für den Sonderfall einer Energiekrise oder einer Pandemie wie Covid 19. Deshalb führt diese Methode ausschließlich aus technischer Sicht zu einer Verringerung des Stromverbrauches.

Zur Sicherstellung der Richtigkeit sowie zur Überprüfung der Messmethode und des -aufbaus wurden die Messergebnisse mit den Werten des „Meßwandler 5//1“ des Typs MT174-T1A41-G12-M3K03 der Marke „ISKRA“ verglichen. Dafür wurden beide Messgrößen der Energie in kWh zur selben Zeit notiert und nach 24 Stunden

²⁵ (Zeitbild, 2010)

wiederholt. Diese aufgenommenen Zahlen wurden voneinander subtrahiert. Somit ist der Energiebedarf im vergangenen Zeitraum ermittelt worden.

Zur Veranschaulichung sind nachfolgend zwei Tabellen aufgeführt. Anhand dieser wird die Vorgehensweise der Plausibilitätsprüfung genauer erläutert.

Tabelle 2: Ablesewerte

	11. Oktober 2023	12. Oktober 2023
Meßwandler 5//1	874,035 kWh	875,652 kWh
Fluke 435 Series II	216,8 kWh	313,4 kWh

Um das Zählwerk des Haushaltszählers ablesen zu können, muss der Ablesewert aus Tabelle 2 mit dem Wert $c = 60$ multipliziert werden. Dieser Multiplikator wird von den örtlichen Stadtwerken festgelegt. In der Tabelle 3 ist die Multiplikation mit dem Faktor c sowie die Ermittlung des Energiebedarfs dargestellt.

Tabelle 3: Energiebedarfsermittlung

	11. Oktober 2023	12. Oktober 2023	Energiebedarf
Meßwandler 5//1	52442,1 kWh	52539,12 kWh	97,02 kWh
Fluke 435 Series II	216,8 kWh	313,4 kWh	96,6 kWh
			<u>0,42 kWh</u>

Die letzte Zeile der Tabelle 3 weist die minimale Differenz der Energie von 0,42 kWh auf ($E = 97,02 \text{ kWh} - 96,6 \text{ kWh} = \underline{0,42 \text{ kWh}}$). Diese Abweichung wird nachfolgend nochmals in Abbildung 8: Messwertevergleich dargestellt.

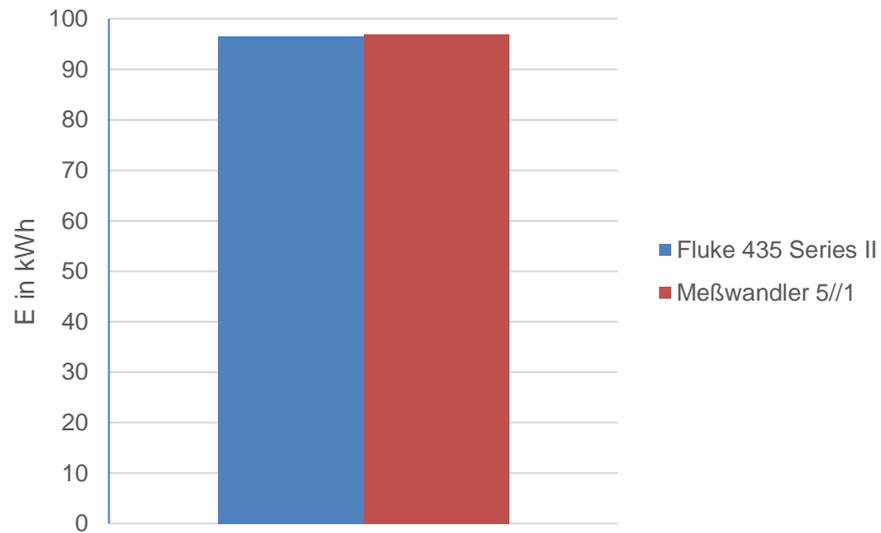


Abbildung 8: Messwertevergleich

Die marginale Differenz von 0,42 kWh der beiden ermittelten Energiebedarfe lässt sich auf den minimalen Zeitversatz beim Ablesen zurückführen, da auch während der Ablesezeit ein Strom fließt. Die Prüfung zeigt, dass richtig gemessen wurde und die Messwerte brauchbar sind.

4 Auswahl der PV-Module

Jede PV-Anlage benötigt die Module zur Energieerzeugung. Durch die Vielzahl an Herstellern und Technologien muss das passende Modul sorgfältig ausgewählt werden. Bevor es zu der Wahl kommt, werden folgend einige Technologien erläutert.

4.1 Technologien

Bei den monokristallinen Solarzellen wird ein einkristalliner Siliziumstab aus einer Säure gezogen und im Anschluss in dünne Scheiben (Wafer) gesägt, diese sind heute Stand der Technik. Aus diesem Grund werden nur diese weiter beleuchtet. Die einzelnen Zellen werden innerhalb eines Moduls in Reihen geschaltet. Aufgrund von äußeren Einflüssen, wie bspw. Bäume oder andere Gebäude, ist nicht immer eine Verschattung der Module zu vermeiden. Diese Verschattung führt zu einem hohen Stromfluss der unverschatteten Zellen. Dieser Strom wiederum erwärmt die Module übermäßig, weswegen die Module unter einer thermischen Überlastung leiden. Das Phänomen wird Hot-Spot-Bildung genannt²⁶. Zur Vermeidung des Auftretens dieser Hot-Spots werden Bypass-Dioden verbaut. Im Normalfall sind diese inaktiv und schalten bei auftretender Verschattung durch, was zur Überbrückung der verschatteten Zelle führt.

Monokristalline Zellen lassen sich in zwei Modultypen verbauen:

- Glas-Glas und
- Glas-Folie.

Die beiden Varianten unterscheiden sich im Aufbau der Rückseite des Moduls. Bei den Glas-Folie-Modulen bildet die Rückseite eine Folie. Diese Folierung gibt es in verschiedenen Farben, da helle Farben Sonnenstrahlen reflektieren und sich dies positiv auf die Effizienz ausspielt. Im Gegensatz dazu sind die Wafer bei den Glas-Glas-Modulen in jeweils gleichdicke Glasscheiben eingebettet. Dieser Aufbau ist dementsprechend schwerer, aber auch stabiler und wird häufig für Gebiete mit hoher Windlast verwendet²⁷. Zudem ist es möglich, dass Glas-Glas-Module bifazial sind. Der Begriff bedeutet „zweigesichtig“ und darunter versteht man, dass durch die

²⁶ (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV), 2017, S. 4)

²⁷ (Burkhardt, 2023)

reflektierten Sonnenstrahlen auch an der Unterseite des Solarmoduls Strom erzeugt werden kann. Dieser Aufbau mit beidseitigen photoaktiven Zellen macht die jeweilige Anlage effizienter²⁸. Jedoch ist diese spezielle Form teurer, weswegen sie häufig unwirtschaftlich ist.

Zu den beiden klassischen Modultypen gibt es auch noch Sonderformen von Solarzellen wie der Heterojunction-Technologie (HJT). Diese Technik kombiniert einen monokristallinen Siliziumwafer mit zwei dünnen amorphen Siliziumschichten in einer Zelle, wobei der Wafer in Dünnschichtscheiben gebettet ist. Dieser besondere Aufbau wirkt sich vorteilhaft auf den Wirkungsgrad des Moduls aus. Ein weiterer positiver Aspekt von dieser Technologie ist der niedrige Temperaturkoeffizient²⁹.

4.2 Auswahlkriterien

Die Module bilden das Herzstück der Energiegewinnung bei jeder PV-Anlage. Daher ist die Auswahl dieser entscheidend für den Preis der Anlage, weil eine Vielzahl von Modulen verbaut wird. Die Entscheidung für die Module beruht auf verschiedenen Aspekten. Diese können sowohl technischer, oder wirtschaftlicher Natur, als auch moralischer sein. Zu den technischen Kriterien gehören:

- der Wirkungsgrad,
- die Leistung,
- das Temperaturverhalten und
- die Degradation.

Der Wirkungsgrad η gibt an wie effizient ein System arbeitet. Dieser bewegt sich bei monokristallinen Solarzellen zwischen 18 und 22 %. Die Nennleistung, auch Peakleistung genannt, gibt an, wie viel Leistung in Watt maximal abgegeben werden kann. Diese wird unter Laborbedingungen bei einer konstanten Temperatur, Sonneneinstrahlung sowie Sonnenlichtspektrum ermittelt, damit verschiedene Arten und Hersteller von Solarmodulen untereinander verglichen werden können³⁰. Der Vorgang dieser Ermittlung der Peakleistung ist auch in den Normen niedergeschrieben.

²⁸ (Solarwatt GmbH, 2024)

²⁹ (AE Alternative Energy GMBH, 2022)

³⁰ (Belke, 2023)

Das Temperaturverhalten bei Solarmodulen bezieht sich darauf, wie sich die Leistung und Effizienz von PV-Modulen in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur verändern. Die Temperatur spielt eine große Rolle bei der Leistung der Solarzellen, da bei steigender Temperatur der Wirkungsgrad sinkt und somit die Effizienz der Zellen abnimmt. Das Temperaturverhalten wird in verschiedenen Temperaturkoeffizienten angegeben. Diese werden in Prozent je Kelvin $[\frac{\%}{K}]$ angegeben. Die Einheit sagt aus, um wie viel Prozent sich die physikalische Größe pro Temperaturveränderung verändert³¹. Ein negativer Temperaturkoeffizient bedeutet, dass die Leistung der Solarmodule mit zunehmender Temperatur sinkt. Im Gegensatz dazu stellt ein positiver Temperaturkoeffizient eine Leistungssteigerung mit zunehmender Temperatur dar. Demzufolge beschreibt der Temperaturkoeffizient die relative Änderung der Leistung bei einer synchronen Temperaturänderung an der Oberfläche der Module. Im Allgemeinen lässt sich jedoch sagen, dass die Leistung von PV-Modulen mit steigender Temperatur abnimmt³².

Die Temperaturkoeffizienten des Kurzschlussstroms (I_{sc}) α , der Leerlaufspannung (U_{oc}) β und der Leistung (P_{MPP}) γ geben an, wie sich die jeweilige physikalische Größe bei steigender Temperatur verändert. Module mit niedrigen Temperaturkoeffizienten sind leistungsstarke Module bei steigenden Temperaturen³³.

Degradation bezeichnet das Alterungsverhalten von PV-Modulen. Im Laufe der Zeit kommt es zu Leistungsverlusten und die Energieerzeugungsfähigkeit nimmt ab. Die Degradation ist ein natürlicher Aspekt bei PV-Modulen und wird in Prozent pro Jahr $[\frac{\%}{a}]$ angegeben. Hersteller geben oft eine Leistungsgarantie an, die sicherstellt, dass die Module nach einer bestimmten Zeit (zum Beispiel 25 Jahre) noch eine Mindestleistung erbringen.

All diese Angaben sind in den Datenblättern der verschiedenen Module und Hersteller zu finden. Für eine optimale Auswahl der Module sollten diese technischen Kriterien miteinander verglichen werden. Die moralischen Gesichtspunkte verbergen sich hinter der Nachhaltigkeit. Diese soll bei dieser Arbeit eine bedeutende Rolle spielen, deshalb muss auch bei der Entscheidung, welcher Hersteller und welches Modul verwendet werden soll, darauf geachtet werden. Aus diesem Grund war bei

³¹ (BAUER SOLAR GmbH, 2024)

³² (Photovoltaik.one, 2024)

³³ (DV8 Media, 2024)

der Selektion wichtig, dass die Transportwege möglichst gering sind und die Module in Deutschland und den Nachbarländern gefertigt werden.

4.3 Meyer Burger White 400

Nach einer Recherche zu Solarherstellern, die die Anforderungen erfüllen, ist die Wahl auf das schweizerische Unternehmen Meyer Burger Technology AG gefallen. Meyer Burger bietet ausschließlich HJT Module in Kombination mit der SmartWire Connection Technology (SWCT) an. Des Weiteren sind die Module von Meyer Burger widerstandfähiger gegen Mikrorisse, was sie langlebig und nachhaltig machen, aufgrund der verwendeten Technologien. Mit der Anwendung der patentierten SWCT Technik werden die elektrischen Verbindungen zwischen den Zellen im Modul durch dünne Kupferdrähte hergestellt. Üblicherweise erfolgt die Kontaktierung durch ein Lötverfahren mittels zwei bis drei Busbars³⁴.

Der Hersteller wirbt mit einer 25- bis 30-jährigen Produktgarantie. Die ganzen Vorteile haben auch einen Nachteil, der recht hohe Preis im Vergleich zu anderen Herstellern, die weltweit produzieren³⁵.

Der Hersteller hat drei Produktlinien von Solarmodulen:

- die Black-Serie,
- die White-Serie und
- die Glass-Serie.

Die Black- und die White-Serie sind Glas-Folie Module und die Glass-Serie sind die bifazialen Glas-Glas Module³⁶. Der bifaziale Nutzen des Moduls wird bei einer Ost-West-Ausrichtung, welche geplant ist, nicht in Anspruch genommen. Der Abstand der Module zur Untergrundfläche ist trotz Aufständigung zu gering, um die Eigenschaft der modifizierten Rückseite zu nutzen. Um diese nutzen zu können, müsste der Reihenabstand vergrößert werden³⁷. Durch diese Ausweitung der Abstände verringert sich jedoch die mögliche belegbare Fläche für die Module. Somit reduziert sich die gesamte Anlagengröße. Die bifazialen Module rechnen sich somit wirtschaftlich nicht und der Mehraufwand sowie die Kosten sind nicht gerechtfertigt. Weswegen sich gegen den stabileren Glas-Glas-Aufbau entschieden wurde.

³⁴ (eecom GmbH, 2023)

³⁵ (gruenes haus, 2024)

³⁶ (Meyer Burger Technology AG, 2024)

³⁷ (Kugler, 2021)

Für die Anlage der BNetzA sollten die „White – Das Leistungsstarke“ Module verwendet. Die beiden Modulreihen „Black“ und „White“ unterschieden sich ausschließlich in der Gestaltung der Rückseite, diese bildet bei der „Black“-Serie eine schwarze Folie und bei der „White“-Serie eine weiße. Diese helle Rückseitenfolie reflektiert das Licht und wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad aus, welcher bei 21,7 % liegt³⁸. Die Module werden den Nennleistungskategorien von 380 bis 400 W angeboten.

Tabelle 4: Modulvergleich anhand der Temperaturkoeffizienten

Hersteller	Modultyp	Nennleistung	Temperaturkoeffizienten		
			$\alpha (I_{sc})$ [%] [$\frac{1}{K}$]	$\beta (U_{oc})$ [%] [$\frac{1}{K}$]	$\gamma (P_{MPP})$ [%] [$\frac{1}{K}$]
Meyer Burger	White 400	400 W	+0,033	-0,234	-0,259 ³⁹
Enel Green Power	3SBA360A	360 W	+0,048	-0,30	-0,38 ⁴⁰
Exiom Solution S.A.	EX400M- 72	400 W	+0,048	-0,28	-0,37 ⁴¹

Um für das Projekt ein passendes PV-Modul auswählen zu können, wurden in der Tabelle 4 verschiedene PV-Module von diversen Herstellern miteinander verglichen. Bei der Auswahl der Hersteller wurde besonders auf das Nachhaltigkeitskriterium geachtet. In der Vergleichstabelle sind ausschließlich Firmen aufgezeigt, welche ihre Module zu einem Großteil in Europa produzieren⁴². Auf die Kosten der Panels wird in der Betrachtung nicht eingegangen, da der Vergleich ausschließlich auf dem thermischen Verhalten anhand der Temperaturkoeffizienten beruht. Bei der Betrachtung der Werte fällt direkt auf, dass der Hersteller Meyer Burger am besten bei den Temperaturkoeffizienten abschneidet. Ein guter Koeffizient bedeutet die Module werden eine lange Zeit gute Leistungen liefern. Auch aus diesem Grund wurde sich für diesen Hersteller der Module entschieden.

³⁸ (Meyer Burger Technology AG, 2023)

³⁹ (Meyer Burger Technology AG, 2023)

⁴⁰ (Enel Green Power S. p. A, 2024)

⁴¹ (ENF Ltd., 2024)

⁴² (Fuhs, 2023)

Eine weitere technische Angabe von PV-Module ist die jährliche Degradation. Diese liegt bei dem ausgewählten Meyer Burger Modul bei 0,25 %, was auch von hoher Qualität zeugt⁴³. Aus diesen Gründen liegt die vom Hersteller angegebene Produktqualität auch bei 25 Jahren.

In Aufbau der PV-Anlage werden die Meyer Burger White 400 W verplant, damit die größtmögliche Leistung auf der vorhandenen Fläche generiert werden kann, da durch die Sicherheitsabstände und dem gesteigerten Platzbedarf bei einer Ost-West-Ausrichtung sich der nutzbare Raum reduziert.

⁴³ (Meyer Burger Technology AG, 2023)

5 Auswahl der WR

Jeder WR bildet die Funktionseinheit der PV-Anlage. Diese Komponente wandelt den erzeugten Gleichstrom der Module in Wechselstrom um. Auch bei den WR gibt es eine Vielfalt von Herstellern und Typen. Die Selektion lässt sich anhand verschiedener Faktoren, die von den spezifischen Anforderungen der Anlage abhängig sind, durchführen. Zu diesen Aspekten gehören:

- die Leistung und die Größe der PV-Anlage,
- der Wechselrichtertyp,
- die Effizienz,
- die Betriebsspannung und der -bereich,
- der Aufstellungsort,
- der Netzanschluss sowie
- die Überwachung und die Steuerung.

Generell hängt die Wahl von den Bedürfnissen des Nutzers ab. Die Punkte zur Selektion dienen zur Überlegung, was der jeweilige Betreiber einer Anlage wünscht. Bevor die Auswahlkriterien näher erläutert werden, lässt sich weitergehend erwähnen, dass WR in zwei verschiedenen Varianten gebaut werden: einphasige und dreiphasige. Dabei sind die einphasigen WR für Anlagen kleinerer Größe und finden ihre Anwendung häufig bei Balkonkraftwerken oder Häusern mit einem einphasigen Stromanschluss. Im Gegensatz dazu werden die dreiphasigen WR für größere Anlagen verwendet. Diese Art der WR liefern eine höhere Spannung durch die drei Phasen und somit auch eine größere Leistung⁴⁴. Aufgrund der vorgesehenen Größe der PV-Anlage am Standort Magdeburg wird sich für eine dreiphasige Variante entschieden. PV-Anlagen in der Größe, wie sie hier geplant ist, werden in mehreren Strängen (Strings) mit einem Zentralwechselrichter verschaltet.

⁴⁴ (Laue, 2022)

5.1 Auswahlkriterien

WR gibt es in verschiedenen Ausführungen für die einzelnen Einsatzgebiete in der Solartechnik. Deshalb muss der WR zur installierten Leistung der PV-Module passen und zu den Anforderungen der Anlage. Ein zu klein dimensionierter WR begrenzt die Anlage, während ein zu großer WR unter Umständen ineffizient arbeiten könnte. In der Regel wird der WR unterdimensioniert, da eine hundertprozentige Modulleistung, wegen schwankender Wetterbedingungen und den individuellen baulichen Gegebenheiten, äußerst selten erreicht wird. Es ist üblich, die Leistung vom WR so zu wählen, dass diese etwa 20 bis 30 % geringer ist als die gesamte installierte DC-Leistung der Anlage⁴⁵. Durch das Temperaturverhalten der Solarzellen sind 100 % der angegebenen Nennleistung praktisch nicht erzeugbar. Dieser Fakt wird durch die Unterdimensionierung der Leistung mitberücksichtigt. Wie schon in Kapitel 2.1 Netzanschlusspunkt erläutert wurde, ist die Abregelung auf 70 % der Peakleistung noch zu beachten, deshalb werden die WR auf mindestens 70 % der geplanten Leistung reduziert wird⁴⁶. Diese Einspeiseabregelung wird in der Simulationssoftware PV*SOL premium angegeben.

Der Wechselrichtertyp ist abhängig von der Anlagengröße, der Ausrichtung der Module und der Stringverschaltung. Bei netzgekoppelten PV-Anlagen werden netzgeführte WR verwendet. Diese gibt es in unterschiedlichen Ausführungen, z.B. als (Multi-)Stringwechselrichter und als Modulwechselrichter, oder auch Mikrowechselrichter. Weitere finden ihre Anwendung bei kleinen Anlagen sowie Balkonkraftwerken und rentierten sich nur bei sehr kurzen Strings. Aus diesem Grund werden diese nicht weiter beleuchtet.

Die PV-Module werden in Strings verschaltet. Darunter versteht man die in Reihe verschalteten Module. Dabei ist man versucht, dass alle Panels in einem String eine ähnliche Leistung liefern und annähernd gleich verschattet sind, damit keine Leistung eingebüßt wird und das Maximum produziert werden kann⁴⁷. Diese Strings werden an einen Stringwechselrichter angeschlossen, jedoch verfügt er nur über einen MPP-Tracker. Wenn es nicht möglich ist, dass alle Module in einem String über eine ähnliche Verschattung, einen ähnlichen Neigungswinkel und eine ähnliche Ausrichtung verfügen, ist es zu empfehlen einen Leistungsoptimierer mit einzubinden. Ein solcher MPP-Tracker ist ein elektronisches System, das über die Überwachung der Spannung und des Stroms der PV-Module das PV-System so betreibt, dass es möglichst am maximalen Leistungspunkt arbeitet, um die

⁴⁵ (Solarwatt GmbH, 2024)

⁴⁶ (Koch, 2. Energietechnische Optimierung eines Wohngebäudes, 2023, S. 17)

⁴⁷ (Wagner, String, 2024)

Energieausbeute zu maximieren. Ein Multistringwechselrichter ist die Erweiterung eines Stringwechselrichters. Der entscheidende Unterschied besteht darin, dass es möglich ist an einen solchen WR mehrere Strings und nicht nur einen anzuschließen. Dies ist aufgrund der Vielzahl von Eingängen sowie MPP-Trackern möglich. Die exakte Anzahl variiert von WR zu WR. Für Anlagen, welche autark im Inselbetrieb laufen, gibt es selbstgeführte WR⁴⁸

Für die Effizienz des WR ist maßgeblich entscheidend, wie viele energetische Verluste während der Umwandlung von der Sonnenenergie bis zur nutzbaren elektrischen Energie vorkommen. Mit einem höheren Wirkungsgrad steigt die Energieausbeute und somit auch maßgeblich die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Bei diesem Auswahlkriterium schneiden die dreiphasigen WR besser ab, als die einphasigen, da durch die drei Phasen die Energie verlustärmer über größere Entfernungen verteilt werden. Auch deswegen wird für die BNetzA ein dreiphasiges Modell vorgesehen⁴⁹.

Der WR sollte in der Lage sein, die vom PV-Modul erzeugte Gleichspannung in die erforderliche Wechselspannung umzuwandeln. Dabei muss er den spezifischen Spannungsbetriebsbereich der Module unterstützen. Der Betriebsbereich leitet sich aus dem Kurzschlussstrom und der Leerlaufspannung der Module ab. Generell werden Strings so verschaltete, dass eine größtmögliche Spannung im Modulfeld erzeugt wird, da die Leerlaufspannung U_{oc} (open circuit) beherrscht werden muss. Diese ist vom Temperaturverhalten der Module abhängig. Das Temperaturverhalten ist bereits im Kapitel 4.2 näher erläutert.

Der Aufstellungsort ist entscheidend für die Leistung und die Lebensdauer des WR. Eine kühle Umgebung, wie bspw. in Kellerräumen oder Garagen, unterstützt die effiziente Ableitung von der Abwärme, die bei der Umwandlung von DC in AC durch die Halbleitertechnik im WR entsteht. Diese Maßnahme wirkt sich positiv auf die zuverlässige Funktion und somit auf die Leistung sowie auf die Lebensdauer aus⁵⁰. Außerdem sollten WR nicht in der direkten Sonne platziert werden, da die UV-Strahlung das Material zerstört und sie zu einer übermäßigen Wärmebelastung führt. Zudem sollte der Aufstellungsort nahe des Einspeisepunktes sein, da die Kabelverluste auf der AC-Seite deutlich höher sind als auf der DC-Seite⁵¹. Wie die

⁴⁸ (MVV Energie AG, 2023)

⁴⁹ (SolarQuantum® GmbH, 2024)

⁵⁰ (Solarwatt GmbH, 2024)

⁵¹ (Greenhouse Media GmbH, 2024)

Formel (6) aufzeigt, ist die Verlustleistung P_V von dem Quadrat des Stromes und von dem ohmschen Leiterwiderstand abhängig.

$$P_V = I^2 * R' * l \quad (6)$$

I – Stromstärke bei belastetem Kabel

l – Länge des Leiters

R' – ohmscher Leiterwiderstand bezogen auf die Länge

Auch bei den Kabelverlusten schneiden die dreiphasigen WR besser ab, da durch die Einspeisung über drei Phasen der Kabelquerschnitt reduziert werden kann⁵². Damit die Kabellänge auf der AC-Seite so kurz wie möglich ist und sich die Verlustleistung somit minimiert, wird als Aufstellungsort für die WR der Kellerraum, in dem sich bereits die Elektrohauptverteilung befindet, gewählt.

Unter dem Netzanschluss wird verstanden, wie die Einspeisung erfolgen soll. Dieser muss den jeweiligen TABs entsprechen, damit die PV-Anlage reibungslos in das ortsansässige öffentliche Netz integriert werden kann.

Die Aufgabe der Überwachung und der Steuerung der PV-Anlage übernimmt der WR. Diese smarte Funktion ermöglicht es, die Leistung zu überwachen, Fehler frühzeitig zu erkennen und die Anlage effizient zu betreiben.

Auch bei dem verwendeten WR spielt die Thematik der Nachhaltigkeit wieder eine tragende Rolle, weshalb wieder ein regionaler Hersteller ausgewählt wurde. Einige europäische Produzenten sind bspw. SMA Solar Technology (Deutschland), Fronius International (Österreich), Vissmann (Deutschland) oder KACO new energy (Deutschland). Die Entscheidung für einen europäischen Hersteller von Solarwechselrichtern bringt einige Vorteile mit sich. Zum einen sind die europäischen Standards in Bezug auf Umweltschutz und demzufolge auch in der Nachhaltigkeit strenger, als bspw. in Asien. Aus diesem Grund entfallen die bekannten Produzenten Huawei und SolarEdge, obwohl die Produkte der Firmen einen hohen Beliebtheitsgrad in Deutschland erlangen. Wie schon bei der Selektion der PV-Module ist der kürzere Lieferweg und den dadurch geringeren Umweltauswirkungen durch den Transport ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Entscheidung, welcher Hersteller für die verwendeten WR in Frage kommt.

⁵² (SolarQuantum® GmbH, 2024)

Für die PV-Anlage der BNetzA werden WR von SMA Solar Technology AG, kurz SMA, verwendet, da dieser ein etablierter Produzent von WR mit langjähriger Erfahrung in der Solarindustrie ist. Des Weiteren verfügen sie über eine Überwachungs- und Kommunikationsfunktion. Durch diese Möglichkeit kann der Nutzer seine PV-Anlage in Echtzeit steuern und hat Zugriff auf eine umfassende Diagnose. Bei der Recherche zu der Bachelorarbeit wurde eine PV-Anlage in Dessau bei dem Umweltbundesamt besichtigt. Diese wird ebenfalls von der BImA verwaltet. Dort sind ebenso WR von SMA verwendet wurden. Das Umweltbundesamt als Nutzer der Anlage ist sehr zufrieden mit der Technik und die BImA hat bereits Erfahrung mit den WR.

5.2 SMA Solar Technology AG Sunny Tripower X

SMA bietet eine große Produktvielfalt für jeden Anwendungsbereich, egal ob eine private oder gewerblich genutzte Anlage. Die Produktpalette umfasst 10 verschiedene WR mit jeweils mehreren Leistungsausführungen⁵³.

In der Arbeit wird sich ausschließlich auf die Sunny Tripower X Serie konzentriert, da diese die optimalste Lösung für die Anwendung in der Behörde bietet. Diese WR überzeugen, weil sie dreiphasig betrieben werden. Die Tripower X Serie wird in der 12 kW-, in der 15 kW-, in der 20kW- und in der 25 kW-Ausführung angeboten⁵⁴. Die Sunny Tripower X WR sind bekannt für ihre hohe Leistungsfähigkeit, dadurch wird die Gesamtleistung der PV-Anlage maximiert. Der Wirkungsgrad der Serie liegt zwischen $\eta = 0,976$ und $\eta = 0,98$ (European efficiency)⁵⁵. Die Effizienz ist abhängig von der Ausführung des WR. Durch die verschiedenen Leistungsgrößen der WR-Serie wird eine flexible Dimensionierung der Solaranlage ermöglicht. Des Weiteren überzeugen die WR durch ihren robusten Aufbau. Dadurch ist eine lange Lebensdauer gegeben, was die Anlage nachhaltiger gestaltet.

Für die BNetzA ist eine PV-Anlage der Größe 90 kW_p vorgesehen. Die Auslegung der WR richtet sich sowohl nach der Anlagengröße als auch nach der Verschaltung der Module in den Strings. Aus diesen Gesichtspunkten wird an dieser Stelle sich noch nicht für einen spezifischen WR der Produktreihe Sunny Tripower X entschieden. Die Wahl, welcher WR verbaut werden soll, wird in Kapitel 7 Aufbau der PV-Anlage entschieden.

⁵³ (SMA Solar Technology AG, 2024)

⁵⁴ (SMA Solar Technology AG, 2024)

⁵⁵ (SMA Solar Technology AG, S. 4)

6 Auslegung des Batteriespeichers

Ergänzend zur PV-Anlage dient ein Batteriespeicher. In diesem wird der selbsterzeugte PV-Strom zwischengespeichert und zu Zeiten verbraucht, wenn die PV-Anlage nicht genügend bzw. keine Leistung liefert. Mit einer solchen Erweiterung steigt der Eigenverbrauchsanteil sowie der Autarkiegrad. Jedoch ist ein Batteriespeicher mit zusätzlichen Investitionskosten, elektrischen Verlusten durch die Umwandlung sowie einer eingeschränkten Lebensdauer verbunden. Die Herstellung der Batterien ist mit dem Abbau von Seltenen Erden und somit mit einem Ressourcenaufwand verbunden. Diese Zwischenspeicherung nützt nur dem Nutzer der Anlage und nicht der allgemeinen Energiewende, weil die gespeicherte Strommenge ansonsten in das ortsansässige öffentliche Netz eingespeist werden könnte und somit andere (fossile) Energiequellen verdrängen können⁵⁶. Die größten Marktanteile der globalen Produktion von Seltenen Erden besitzt China⁵⁷. Dort gibt es nur geringe Umweltauflagen. Aufgrund von mangelnden (Arbeits-) und Schutzbedingungen führt der Abbau zu Gesundheitsproblemen wie Lungenkrebs. Des Weiteren können giftige Stoffe bei der Gewinnung von Seltenen Erden in die Luft, in die Flüsse, in das Grundwasser und in den Boden gelangen. Somit sind die wichtigen Metalle umwelt- und menschengeschädlich. Es ist nur durch hohe Investitionskosten mit einer Verbesserung der Abbaubedingungen und dem Umweltschutz zu rechnen⁵⁸. Die Umweltwirkungen bei der Gewinnung der Seltenen Erden sind nicht zu unterschätzen⁵⁹.

Außerdem verlängert sich die Amortisationszeit durch die hohen Anschaffungskosten. Die Kosten sind abhängig von dem Speichersystem und dem Funktionsumfang des Speichers⁶⁰. Somit ergeben sich durchschnittliche Kosten zwischen 500 und 1000 € pro kWh Speicherkapazität⁶¹. In der wirtschaftlichen Betrachtung sollte der eigen produzierte Strom durch die PV-Anlage selbst verbraucht werden, da mit der Einspeisevergütung keine Gewinne erreicht werden⁶². Bei einer öffentlichen Einrichtung, wie die Behörde eine ist, sind zudem keine Gewinne erwünscht. Wie bereits erwähnt, dient die BNetzA als Vorreiter in der Etablierung von Erneuerbaren Energien und sie hat die Aufgabe für die Allgemeinheit zu wirtschaften.

⁵⁶ (Umweltbundesamt, 2023)

⁵⁷ (Rüttinger, et al., 2014, S. 001)

⁵⁸ (Leszczynski, 2023)

⁵⁹ (Rüttinger, et al., 2014, S. 006, ff)

⁶⁰ (Verbraucherzentrale, 2023)

⁶¹ (Weigl & Rutschmann, 2024)

⁶² (Gießle, 2024)

Mit einem Speicher würde sie lediglich ihre Kosten einsparen und nicht ausschließlich dem öffentlichen Netz dienen.

Während die PV-Module bis zu 30 Jahre halten, liegt die prognostizierte Lebensdauer bei Batteriespeichern nur zwischen 10 und 15 Jahren⁶³. Mit der Alterung sinkt u.a. durch die Ladezyklen die Speicherkapazität. Die Alterung von Batterien wird durch den State of Health (SoH) beschrieben. Der SoH (Formel (7)) gibt das Verhältnis zwischen gemessener Kapazität (C_m) und Nennkapazität (C_N) in Prozent an. Dabei liegt der Grenzwert bei 80 % und dieser entspricht dem Ende der Lebensdauer.

$$SoH = \frac{C_m}{C_N} * 100 \% \quad (7)$$

Mit der Alterung steigen der Innenwiderstand sowie die Selbstentladung der Batterie an. Des Weiteren nimmt die Nennspannung ab⁶⁴. Wenn die PV-Anlage dauerhaft mit einem Batteriespeicher ausgestattet sein soll, muss dieser zwei- bis dreimal in der Betriebszeit der gesamten Anlage ausgetauscht werden, damit sich die Zwischenspeicherung lohnt. Dieser Ersatz ist wieder mit einem Mehraufwand und dementsprechenden Kosten verbunden.

Eine mögliche Methode des Energiemanagements ist das Peakshaving. Dabei wird der Strom so gesteuert, dass die Spitzenlast reduziert wird. Bei einer Solaranlage werden die Produktionsspitzen, die bspw. in der Mittagszeit auftreten, in den Batteriespeicher eingespeist und nicht über den Netzanschlusspunkt in das öffentliche Netz⁶⁵. Bei PV-Anlagen hängt die Effektivität des Peakshavings unter anderem von der Ausrichtung sowie der Leistung der Anlage ab. Durch die besondere Ost-West-Ausrichtung erzeugt die Anlage kontinuierlich über den gesamten Tag Strom. Deshalb sind die Leistungsspitzen im Vergleich zu einer Südausrichtung nicht so stark ausgeprägt.

Der Batteriespeicher würde zwar den Eigenverbrauch maximieren, jedoch überwiegen die negativen Auswirkungen auf die Umwelt und die Amortisation. Aus diesem Grund entfällt der Speicher in der Planung mit PV*SOL premium. Des Weiteren sieht die BlmA von einer Erweiterung durch einen Batteriespeicher ab.

⁶³ (Verbraucherzentrale, 2023)

⁶⁴ (Wenge & Kormarnicki, 2023, S. 10)

⁶⁵ (Next Kraftwerke GmbH, 2024)

7 Aufbau der PV-Anlage

Der Aufbau, wie die Module auf dem Dach verlegt werden, wurde durch die Software PV*SOL premium 2024 realisiert. Dafür werden in den ersten Schritten die Projektdaten definiert. Es soll sich um eine netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern handeln, da sich wie in Kapitel 6 beschrieben wurde, gegen einen Batteriespeicher entschieden wird. Der Aufbau wird in Abbildung 9 symbolisch beschrieben.

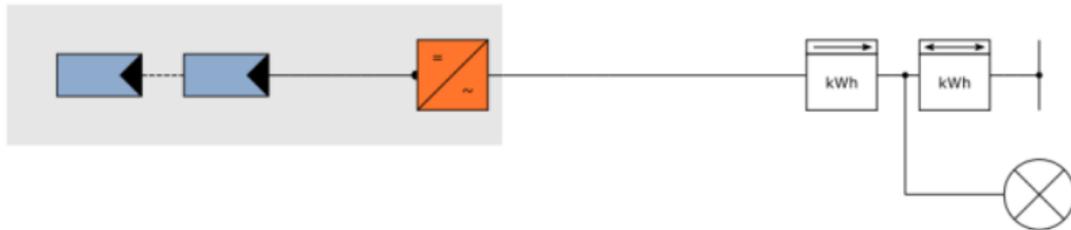


Abbildung 9: Anlagenaufbau

Für die Auslegung muss der Jahresstrombedarf in der Software hinterlegt werden. Hierfür wurde das in Kapitel 3 aufgenommene Lastprofil eingepflegt und der Jahresstrombedarf anhand einer Mittelwertbildung aus den Jahren 2018 bis 2023 angepasst. Die jahreszeitlichen Schwankungen des Verbrauchs wurden durch die Einpflegung eines bereits hinterlegten Lastgangs realisiert. Dieser Verbrauch ist in Abbildung 10 dargestellt. Die Spitzenlast beläuft sich auf 15,8 kW.

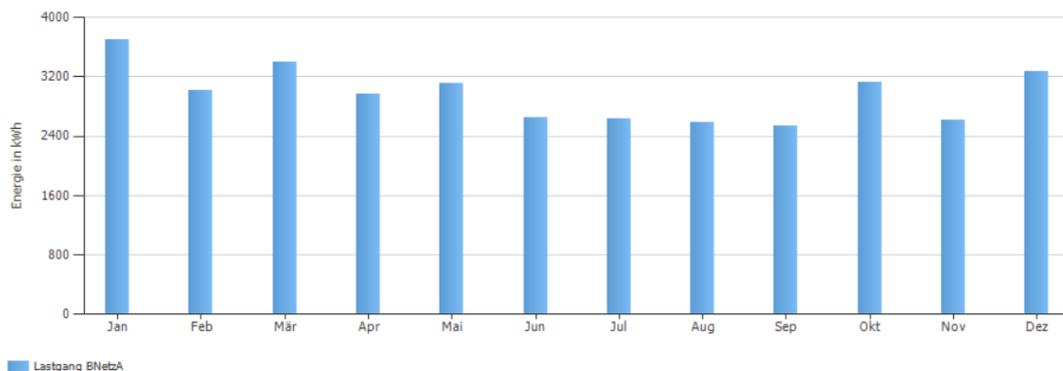


Abbildung 10: Lastgang PV*SOL

Nachdem der Strombedarf definiert ist, wird das Gebäude in einer 3D-Planung dimensioniert. Dafür werden zuerst die Objekte wie Gebäude, Verschattungsobjekte, bspw. Bäume und Sperrflächen moduliert. Für die Liegenschaft der BNetzA im Kaiser-Otto-Ring 16, 39106 Magdeburg hat man sich auf das Verwaltungsgebäude beschränkt, da alle weiteren benachbarten Gebäude und Bäume zu keinerlei Verschattung auf dem Flachdach führen. Jedoch befinden sich auf dem Dach einige Abluftrohre. Diesen wurden vorher bereits eingemessen und konnten dann mit der Software positioniert werden. Des Weiteren verfügt das Gebäude über eine Attika, welche auch in diesem Punkt mit eingezeichnet wurde. Sowohl die Attika als auch die Abluftrohre führen zu Sicherheitsabständen, die aus Sicherheits- und Brandschutzgründen nicht mit Modulen belegt werden dürfen. Wenn alle zu berücksichtigten Objekte in der Objektansicht in PV*SOL platziert sind, wird die Datei mit den vorgesehenen Modulen (Meyer Burger WHITE 400) in die Software K2 Base exportiert. Mit dieser Software wird die Unterkonstruktion für die PV-Anlage geplant.

Anhand des Standorts werden die Daten für die Wind- und Schneelasten automatisiert von der Software ermittelt. Im Schritt der Definierung von der Dachfläche sind die Sperrflächen und korrekten Maße des Gebäudes bereits ausgewählt. Es muss lediglich die Eigenschaften der Eindeckung ausgewählt werden, damit der additive Aufbau geplant werden kann. Der eingedrehte Nordpfeil (Abbildung 11) zeigt die Ausrichtung des Gebäudes an.

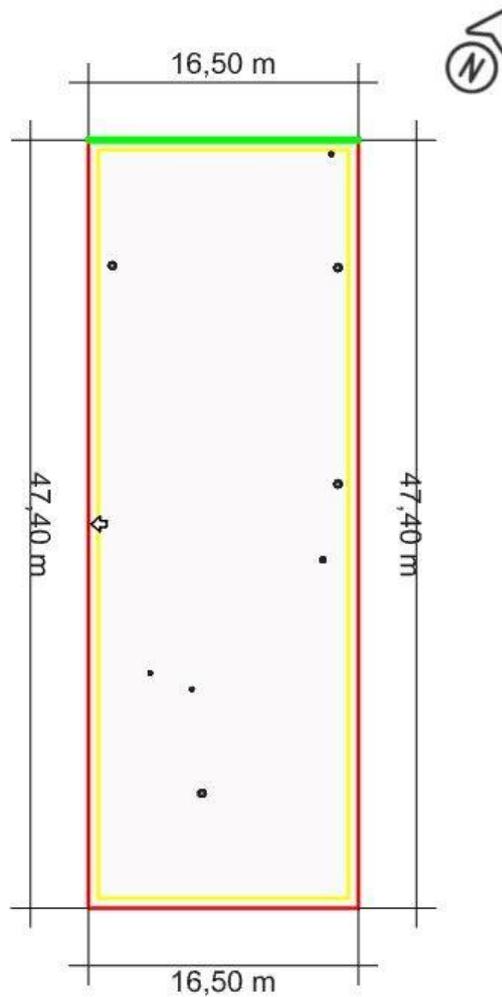


Abbildung 11: Dachgrundriss K2

Im nächsten Reiter mit der Bezeichnung „Entwurf“ ist die Wahl über die gewünschten Montagesysteme, wie die Dachfläche belegt werden soll und ob die Module aufgeständert werden sollen, zu tätigen.

Durch die Büronutzung und die Ausrichtung in Nordwest des Gebäudes bietet sich eine Ost-West-Ausrichtung mit entsprechender Aufständigung an. Diese Platzierung der Module hat den Vorteil, dass der gesamte Sonnenverlauf gleichmäßig über den Tag verteilt genutzt wird. Daraus resultiert eine stetige Energieproduktion, mit der der Eigenverbrauch bestmöglich gedeckt wird, da sich der erzeugte Strom besser mit dem Lastprofil vereinbaren lässt. Durch diese Ausrichtung, die von den klassischen südorientierten Anlagen abweicht, werden die morgendliche und abendliche Sonnenstrahlung auch noch für die Eigenproduktion genutzt. Somit wird auch ein niedriger Sonnenstand wie im Winter zur Energiegewinnung genutzt. Aufgrund dieses Aufbaus reduzieren sich die Netzeinwirkungen, da gleichmäßig über den Tag eingespeist wird.

Für eine solche Aufstellung der Module auf Flachdächern bietet K2 Base optimale Lösungen an. Die Schwierigkeit bei einer Bitumeneindeckung liegt daran, dass die Dachhaut nicht verletzt werden darf und deswegen mit einem ballastierten System gearbeitet werden muss, welches nicht mit der Dachabdeckung verbunden ist. Die verwendete Lösung von K2 trägt die Bezeichnung „K2 Dome 6 System“. Aufgrund der Abluftrohre wurde sich für die „Dome 6 Classic“ Variante entschieden, da dieses Modell durch die Flexibilität bei den Reihenabständen überzeugt⁶⁶. Wie bereits in Kapitel 2 Nutzung und Voraussetzungen des Verwaltungsgebäudes rechnerisch erläutert wurde, muss die PV-Anlage mit in den bestehenden Blitzschutz integriert werden. Die Abbildung 12 verdeutlicht die Realisierung des Blitzschutzes nochmals genauer. Dort wird ebenfalls der innere Blitzschutz mit aufgenommen. Nach dieser Anleitung soll die PV-Anlage mit in den Potentialausgleich und mit in den Blitzschutz mit eingebunden werden.

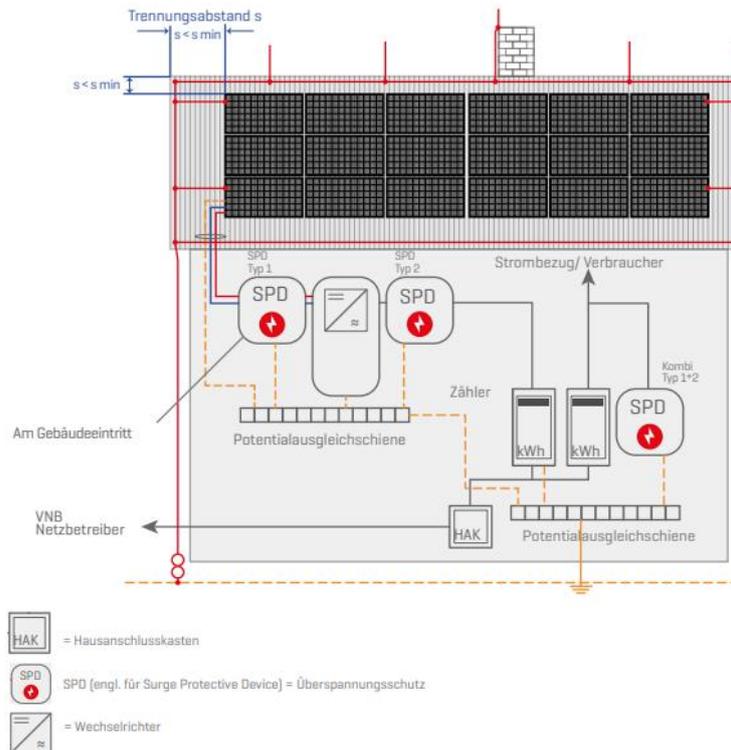


Abbildung 12: integrierter Blitzschutz durch K2⁶⁷

⁶⁶ (K2 Systems GmbH, 2024)

⁶⁷ (K2 Systems GmbH, 2024, S. 9)

K2 bietet für den Potentialausgleich und Blitzschutz ein passendes System für das Montagesystem „K2 D-Dome Classic“ an, welches unter dem Namen „D-Dome 6 Classic LS“ vertrieben wird. Diese optimale Lösung von K2 für die BNetzA ist in Abbildung 13 aufgezeigt. Der integrierte Blitzschutz wird über die Unterkonstruktion in Modulrichtung über die Querverstrebung und die Modulrahmen realisiert.

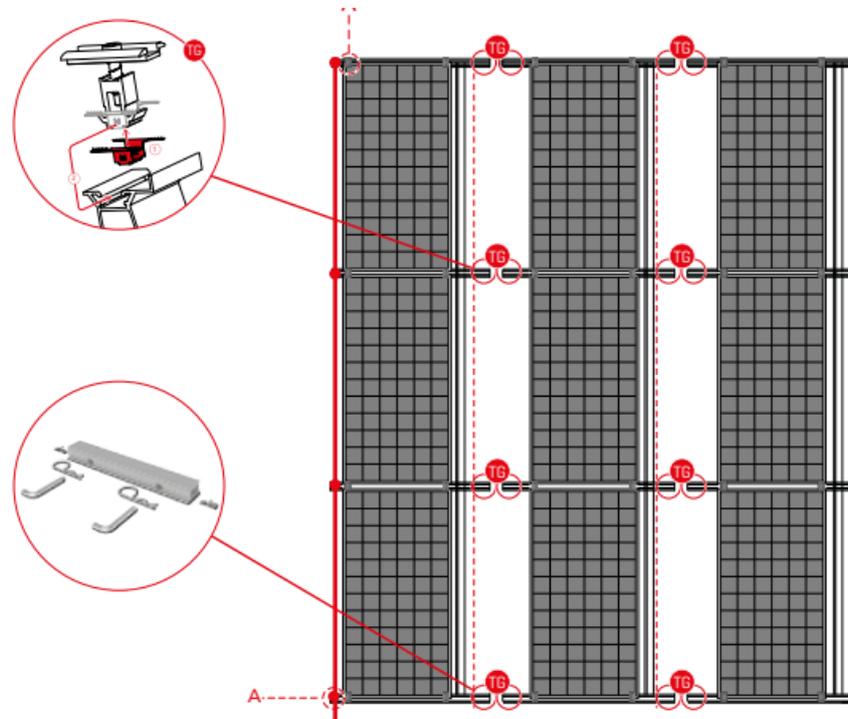


Abbildung 13: D-Dome 6 Classic LS⁶⁸

Das Modulfeld (Abbildung 14) wurde so platziert, dass 88 kW_p durch die vorher ausgewählten Panels realisiert werden. Das Resultat der Positionierung wird unter dem Reiter „Ergebnisse“ präsentiert. Dieses zeigt, dass die PV-Anlage über 220 Module und eine Nennleistung von 88 kW_p verfügt. Aufgrund der sich bildenden Sperrflächen rund um die Dachaufbauten ist eine Realisierung von einer 90 kW_p nicht möglich. Deshalb werden fünf Module weniger verbaut und dementsprechend verringert sich die Anlagengröße auf 88 kW_p. In diesem Unterpunkt lassen sich sonstige Komponenten auswählen. Aufgrund des vorgesehenen integrierten Blitzschutz wurden die Blitzschutzklemmen und der Potentialausgleich ausgewählt, weil diese für das „D-Dome Classic LS“ System benötigt werden.

⁶⁸ (K2 Systems GmbH, 2024, S. 29)

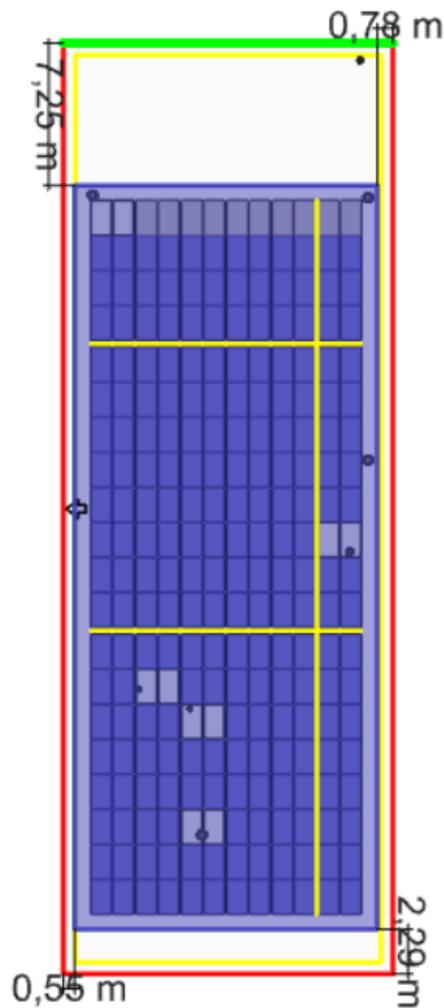


Abbildung 14: Modulfeld

In Abbildung 14 wird ebenfalls die Positionierung des Modulfeldes verdeutlicht. Die weißen Flächen oben und unten auf dem Dach sind Freiflächen, dort werden keine Module verlegt. Im oberen Teil des Bildes ist eine größere Fläche vorgesehen, weil sich dort der Aufstieg aufs Dach in Form einer Feuerleiter befindet. Auf der anderen Seite des Gebäudes stehen Bäume auf der Straße „Kaiser-Otto-Ring“, diese könnten möglicherweise zu Verschattung der Anlage in der Zukunft führen.

Ergänzend zum Blitzschutz werden noch das Kabelmanagementsystem und die „Befestigung Optimizer“ sowie die Bautenschutzmatten „Dome Mat S 380“ vermerkt. Alle Komponenten sind in einer Stückliste genau aufgezählt. Die vollständige Dokumentation zur Unterkonstruktion ist im Anhang dieser Arbeit hinterlegt.

Mit diesen Ergebnissen wird eine Datei von K2 Base erstellt, welche wieder in PV*SOL importiert wird. In dieser sind die vorher definierten Parameter, wie bspw. der Aufständigungswinkel und die Modulbelegung, hinterlegt. Die Modulbelegung wird in der Abbildung 15 dargestellt. Die Module sind in Reihen formatiert und zu jedem nach Osten ausgerichtete Modul wird ein nach Westen orientiertes Modul verbaut. Die größeren Abstände zwischen den Modulreihen in vertikale Richtung (Abbildung 15) sind durch die Unterkonstruktion notwendig. Dadurch ergeben sich drei einzelne Modulfelder, die zusammen die gesamte PV-Anlage bilden. Nach dem erfolgreichen Übertragen aller Informationen in PV*SOL werden die 220 Module verschaltet. Für diesen Schritt wurden mehrere WR von der Produktreihe Sunny Tripower X der Marke SMA bereits in der Software ausgewählt. Wie die Verschaltung der Anlage erfolgen soll, wird in Kapitel 7.1 erläutert. Das gesamte Modulfeld beläuft sich über eine PV-Generatorfläche von 404,7 m².

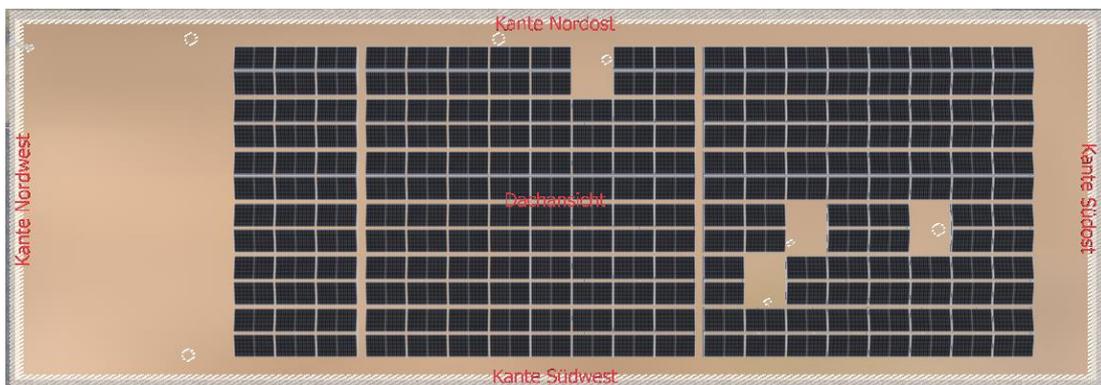


Abbildung 15: Modulbelegung PV*SOL

7.1 Übersicht des Aufbaus

Bei dem Schritt der Modulverschaltung (Abbildung 16) wurden die Modulflächen Südwest und Nordwest miteinander kombiniert und mit insgesamt fünf WR in vier Unteranlagen verschaltet. Dabei handelt es sich um den Sunny Tripower X 12 und X 15. Die einzelnen Anlagen werden nachfolgend erläutert und mit Abbildungen dargestellt.



Abbildung 16: Modulverschaltung PV*SOL

7.1.1 Anlage 1: WR 1 Sunny Tripower X 12

Die Anlage 1 (Abbildung 17) wird durch einen WR des Typs Sunny Tripower X 12 realisiert. Hier werden zwei von den insgesamt drei MPP-Trackern verschaltet. Auf dem MPP-Tracker 1 liegen alle Module in nordöstlicher Ausrichtung, diese sind in Abbildung 17 rot markiert. Der zweite String wird auf MPP-Tracker 2 des WR geschaltet. Insgesamt verfügt die Unteranlage 1 über 36 Module und bringt somit eine Nennleistung von 14,4 kW_p. Durch den gewählten 12 kW WR liegt der Dimensionierungsfaktor bei 83,3 %.

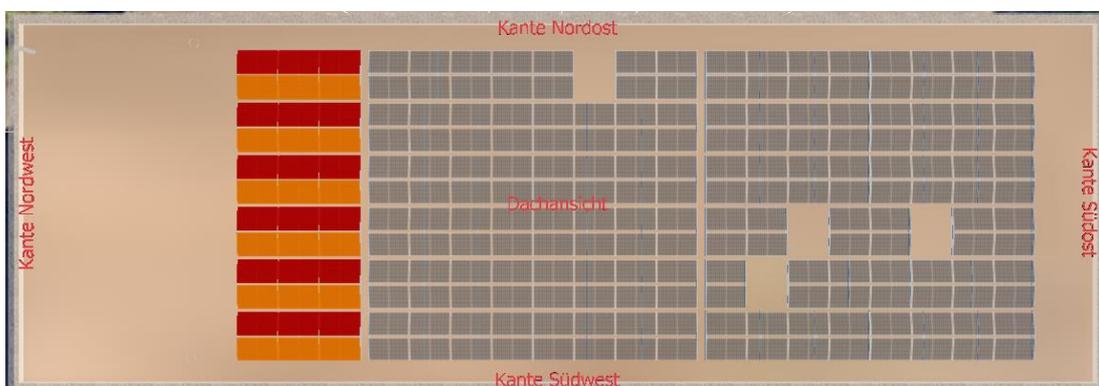


Abbildung 17: Anlage 1

7.1.2 Anlage 2: WR 2 Sunny Tripower X 15, WR 3 Sunny Tripower X 15

In der Anlage 2 (Abbildung 18) werden aufgrund der Vielzahl von Modulen zwei WR verbaut. Diese Anlage streckt sich über die Module des mittleren Teiles der gesamten PV-Anlage.



Abbildung 18: Anlage 2

In der Abbildung 19 wird die Beschaltung der einzelnen WR deutlich. An den WR 2 des Typs Sunny Tripower X 15 werden die 47 Module in südwestlicher Ausrichtung in drei Strings an die drei MPP-Tracker verschaltet. An diesem WR ist eine Peakleistung von $18,8 \text{ kW}_p$ Module geklemmt. Dadurch liegt der Dimensionierungsfaktor bei $79,8 \%$. Die dazugehörigen nordöstlich orientierten Module werden mit dem WR 3 verbunden. Auf diesen werden ebenfalls 47 Module verschaltet und somit liegt der Dimensionierungsfaktor ebenso bei $79,8 \%$. Insgesamt verfügt die Anlage 2 über 94 Module und einer Peakleistung von $37,6 \text{ kW}_p$.

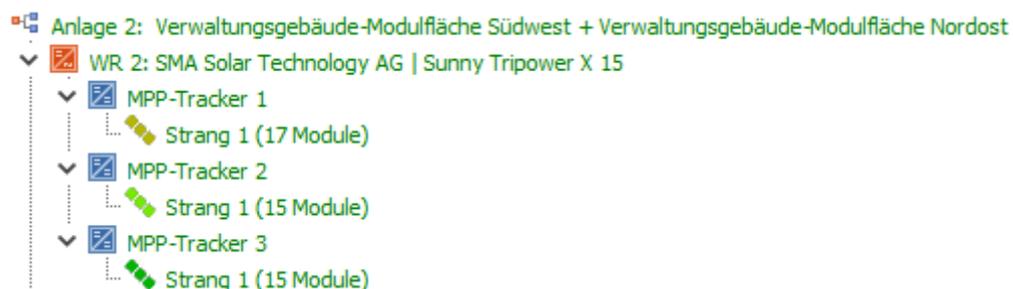


Abbildung 19: Erklärung Anlage 2

7.1.3 Anlage 3: WR 4 Sunny Tripower X 15

Die Anlage 3 (Abbildung 20) umfasst alle Module im letzten Abschnitt in Südwest Ausrichtung an der Südostkante des Daches. Bei der Teilanlage 3 wird wieder nur ein WR verwendet. Auf jeweils einen MPP-Tracker werden 15 Module gelegt und somit umfasst diese Anlage 45 Module und eine Peakleistung von 18 kW_p. Damit liegt der Dimensionierungsfaktor bei 83,3 %. Die dazugehörigen Nordwestmodule sind in der Anlage 4 verschaltet.

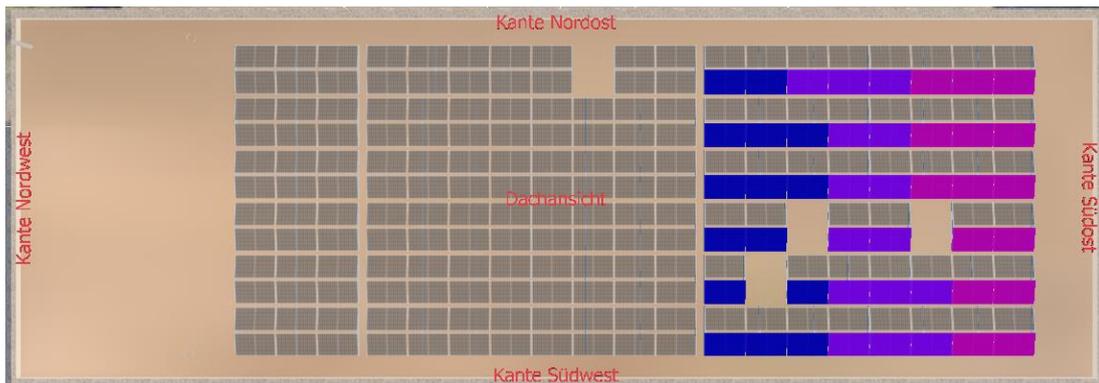


Abbildung 20: Anlage 3

7.1.4 Anlage 4: WR 5 Sunny Tripower X 15

Wie bereits erwähnt, umfasst die Anlage 4 (Abbildung 21) die nordöstlich ausgerichteten Module des dritten Teils der gesamten PV-Anlage. Hierfür wird wieder ein WR vom Typ Sunny Tripower X 15 verwendet. Die Verschaltung der Module erfolgt über drei Strings auf jeweils einen MPP-Tracker. Der Dimensionierungsfaktor liegt ebenso bei 83,3 %.



Abbildung 21: Anlage 4

Insgesamt werden die 220 verbauten Module in 14 Strings und fünf WR, die zusammen über 72 kW verfügen, verschaltet. Die Abregelung auf 70 % der DC-Peakleistung erfolgt nicht durch die AC-Leistung der WR, sondern über die Einstellung der WR am Einspeisepunkt. Die sich ergebenden Modulflächen verfügen durch die Trennungs- und Sicherheitsabstände über unterschiedliche Modulanzahlen. Die Software PV*SOL premium überprüft die Anlage, womit sich die Qualität der Verschaltung beurteilen lässt. Dabei werden die relevanten Ströme, Spannungen und Leistungen kontrolliert. Die Verschaltung der PV-Anlage für die BNetzA liegt im Auslegungsbereich und ist somit optimal.

7.2 Verkabelung der PV-Anlage

Die Verkabelung der PV-Anlage wird in der Simulationssoftware PV*SOL premium bestimmt. Dabei wird auf die Kabelverluste geachtet. Die Kabellängen ergeben sich aus Messungen der Baupläne vom Verwaltungsgebäude sowie vom Grundstück der Behörde. Bei einer PV-Installation ist auf das Vermeiden von der Bildung von großflächigen Leiterschleifen sowohl auf der DC- als auch auf der AC-Seite zu achten. Für die Verkabelung der WR zum Netzanschlusspunkt sollten möglichst kurze Leitungen verbaut werden. Unter diesen Vorgaben wurden die Kabel von den Modulen zu den einzelnen WR dimensioniert. Die Kabel von den Modulen sollen an der Fassade der Nordostseite des Gebäudes nach unten in den vorgesehenen Kellerraum geführt werden. Die Auslegung der Kabel erfolgt für jeden verbauten WR separat.

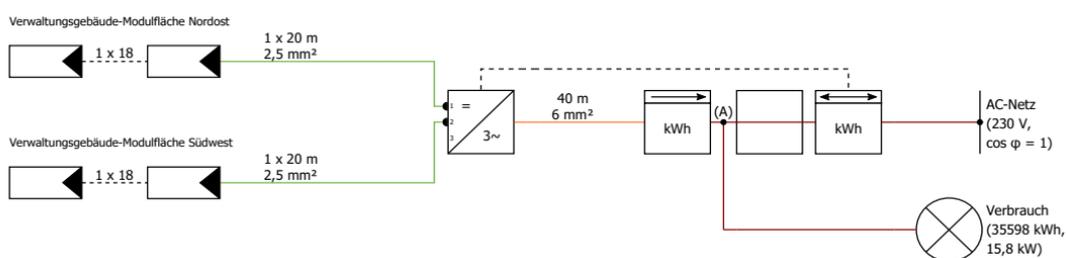


Abbildung 22: Kabel zu WR 1

Die Abbildung 22 zeigt die Kabeldimensionierung von den Modulen auf dem Dach bis zum Netzanschlusspunkt. Dabei wurden ausschließlich die Kabellängen in die Software eingegeben, diese errechnet anschließend die Querschnitte automatisiert. Nach diesem Prinzip ergeben sich die Kabelpläne für alle WR. Die Querschnitte der Anschlussleitungen für die WR 2 und 3 sind identisch. Deshalb wird nur ein Plan (Abbildung 23) dargestellt. Dies gilt ebenso für die WR 4 und 5. Dafür ist der Kabelplan (Abbildung 24) eingefügt.

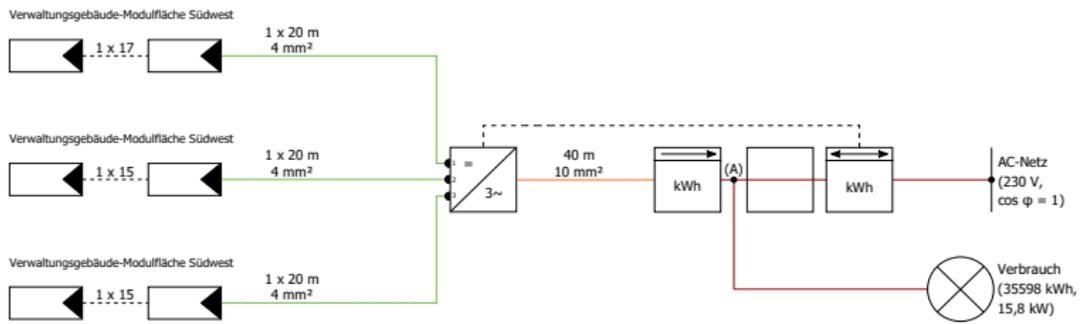


Abbildung 23: Kabel zu WR 2 und WR 3

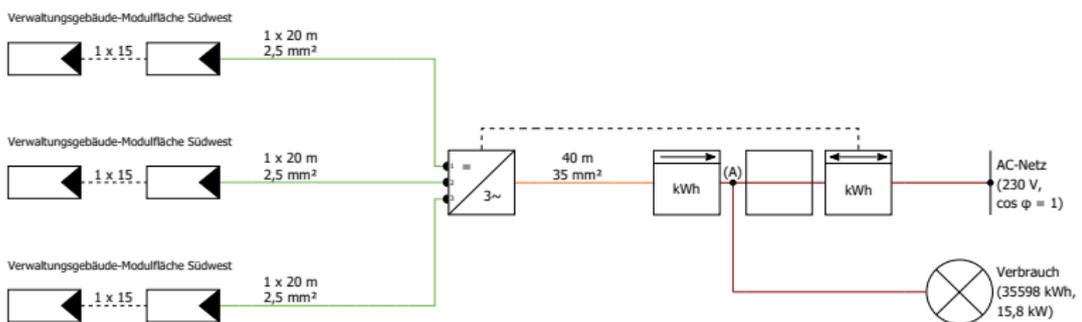


Abbildung 24: Kabel zu WR 4 und WR 5

Aus diesen einzelnen Plänen ergibt sich ein großer Schaltplan für die gesamte PV-Anlage. Dieser ist im Anhang dieser Arbeit hinterlegt.

7.3 Simulationsergebnisse

Nach dem erfolgreichen Anlegen der PV-Anlage mit all den Parametern in der PV*SOL premium Software folgen die Ergebnisse. Dort werden verschiedene Diagramme generiert, die Aussage über die PV-Anlage und bspw. deren Wirtschaftlichkeit oder der Energiebilanz treffen.

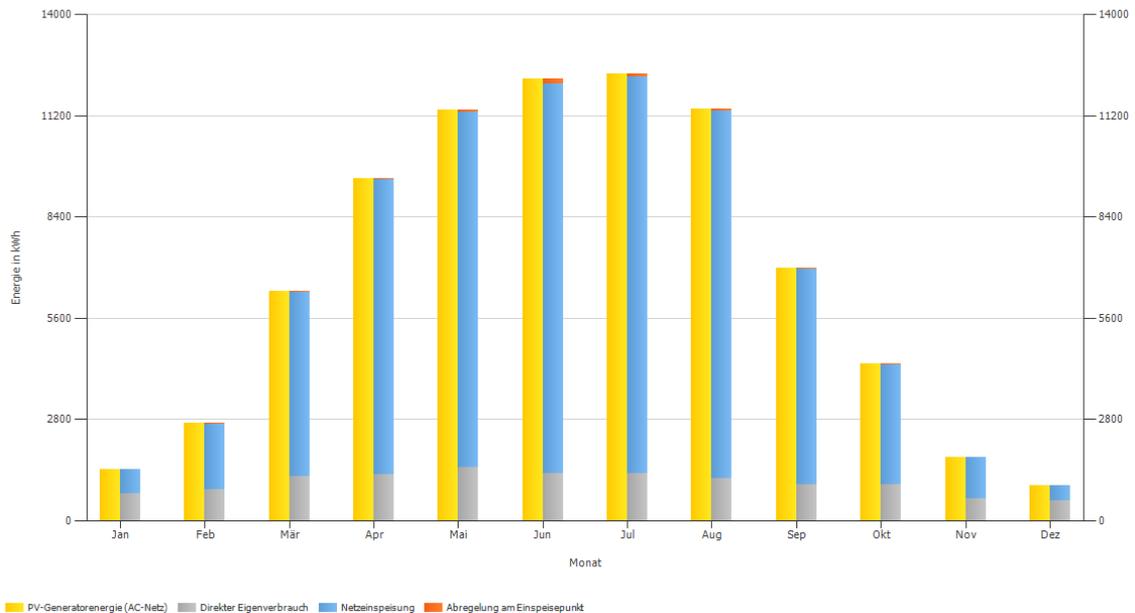


Abbildung 25: Nutzung der PV-Energie

Die Abbildung 25 verdeutlicht die Prognose der Nutzung der PV-Energie bildlich und folglich die Energiebilanz der PV-Anlage. Dabei wird der Anlagennutzungsgrad voraussichtlich bei 90,76 % liegen und es ist mit einer Ertragsminderung durch Abschattung von 1,1 % zurechnen. Dieser Wert ist sehr gering prognostiziert, da nur wenige Elemente, die zur Verschattung führen, eingepflegt wurden sind. Mit dem geplanten und zukünftig gebauten Außenfahrstuhl wird es zu einer höheren Ertragsminderung kommen. Die erzeugte AC-Leistung wird bei 81.242 kWh/Jahr (gelb in Abbildung 25) liegen. Dieser Wert basiert auf der horizontalen Globalstrahlung, welche bei 1.037,88 kWh/m² liegt. Die genaue Berechnung ist der Abbildung 26 zu entnehmen. Von der jährliche erzeugten Energie werden wahrscheinlich lediglich 12.468 kWh/Jahr eigenverbraucht (grau in Abbildung 25) und 68.452 kWh/Jahr (blau in Abbildung 25) in das Netz eingespeist. Durch die Abregelung nach der 70 %-Regelung sind vergleichsweise nur 322 kWh/Jahr (orange in Abbildung 25) ungenutzt. Anhand dieser prognostizierten Werten ist mit einem Autarkiegrad von 34,9 % zu rechnen. Dieser fällt ebenfalls gering aus, weil der Eigenverbrauchsanteil lediglich bei 15,2 % liegt und dementsprechend der Großteil der erzeugten Energie eingespeist wird.

Globalstrahlung horizontal	1.037,88 kWh/m²	
Abweichung vom Standardspektrum	-10,38 kWh/m ²	-1,00 %
Bodenreflexion (Albedo)	1,41 kWh/m ²	0,14 %
Ausrichtung und Neigung der Modulebene	-8,92 kWh/m ²	-0,87 %
Modulunabhängige Abschattung	-4,06 kWh/m ²	-0,40 %
Reflexion an Moduloberfläche	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Globalstrahlung auf Modul	1.015,94 kWh/m²	
	1.015,94 kWh/m ²	
	x 404,678 m ²	
	= 411.128,32 kWh	
PV Globalstrahlung	411.128,32 kWh	
Verschmutzung	0,00 kWh	0,00 %
STC Konversion (Modul-Nennwirkungsgrad 21,74 %)	-321.732,23 kWh	-78,26 %
PV Nennenergie	89.396,09 kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-496,19 kWh	-0,56 %
Schwachlichtverhalten	-2.019,58 kWh	-2,27 %
Abweichung von der Nenn-Modultemperatur	-829,74 kWh	-0,96 %
Dioden	-33,69 kWh	-0,04 %
Mismatch (Herstellerangaben)	-1.720,34 kWh	-2,00 %
Mismatch (Verschaltung/Abschattung)	-77,36 kWh	-0,09 %
Strangleitung	-90,81 kWh	-0,11 %
PV-Energie (DC) ohne Wechselrichter-Abregelung	84.128,38 kWh	
Unterschreitung der DC-Startleistung	-5,36 kWh	-0,01 %
Abregelung wegen MPP-Spannungsbereich	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Strom	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Leistung	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. AC-Leistung/cos phi	-261,87 kWh	-0,31 %
MPP Anpassung	-83,86 kWh	-0,10 %
PV-Energie (DC)	83.777,29 kWh	
Energie am WR-Eingang	83.777,29 kWh	
Abweichung der Eingangs- von der Nennspannung	-187,62 kWh	-0,22 %
DC/AC-Wandlung	-2.097,49 kWh	-2,51 %
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	-110,26 kWh	-0,14 %
AC-Kabel	-249,97 kWh	-0,31 %
PV-Energie (AC) abzgl. Standby-Verbrauch	81.131,95 kWh	
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	81.242,20 kWh	

Abbildung 26: PV-Generatorenergie - Berechnung

All die rechnerischen Simulationsergebnisse werden nochmals in der Abbildung 27 visuell verdeutlicht. Dort wird die Einspeisung durch den Graphen aufgezeigt und das Balkendiagramm zeigt die erzeugte und die verbrauchte Energie auf.

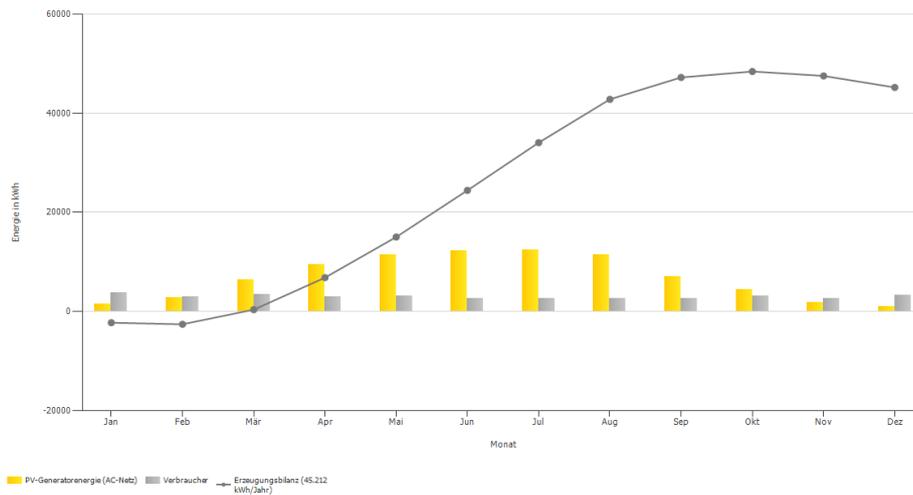


Abbildung 27: Erzeugungsbilanz

Die Qualität der Anlage spiegelt die Abbildung 28 wieder. Dort wurde der Betrachtungszeitraum mit 30 Jahren angenommen, weil PV-Anlage typischerweise eine solche Lebensdauer besitzen. In der Abbildung 28 wird die erzeugte Energie über die Betriebszeit verdeutlicht. Dabei fällt der exponentielle abnehmende Verlauf über die Jahre auf. Dieses Phänomen lässt sich auf die Degradation zurückführen. Trotz der Alterung ist noch im Laufe der Jahre eine gute Produktionsrate zu erwarten, aufgrund der hochwertigen Meyer Burger Module.

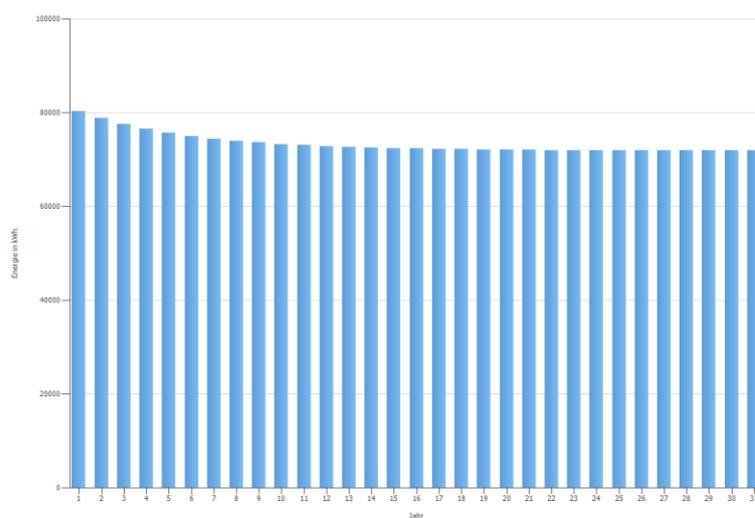


Abbildung 28: Energie über Betrachtungszeitraum

Um die Rendite sowie den Nutzen der Anlage in Erfahrung zu bringen, hat die Software die Möglichkeit einer Wirtschaftlichkeitsanalyse. Dafür ist die Inbetriebnahme der Anlage auf den 03.06.2024 terminiert. Dieser Tag wird in der Realität nicht eingehalten, da seitens der BlmA eine vorangehende Dachsanierung erfolgen soll und der Zeitraum auf ungefähr fünf Jahre für die Errichtung gelegt wurde. Der Betrachtungszeitraum startet trotzdem ab 2024.

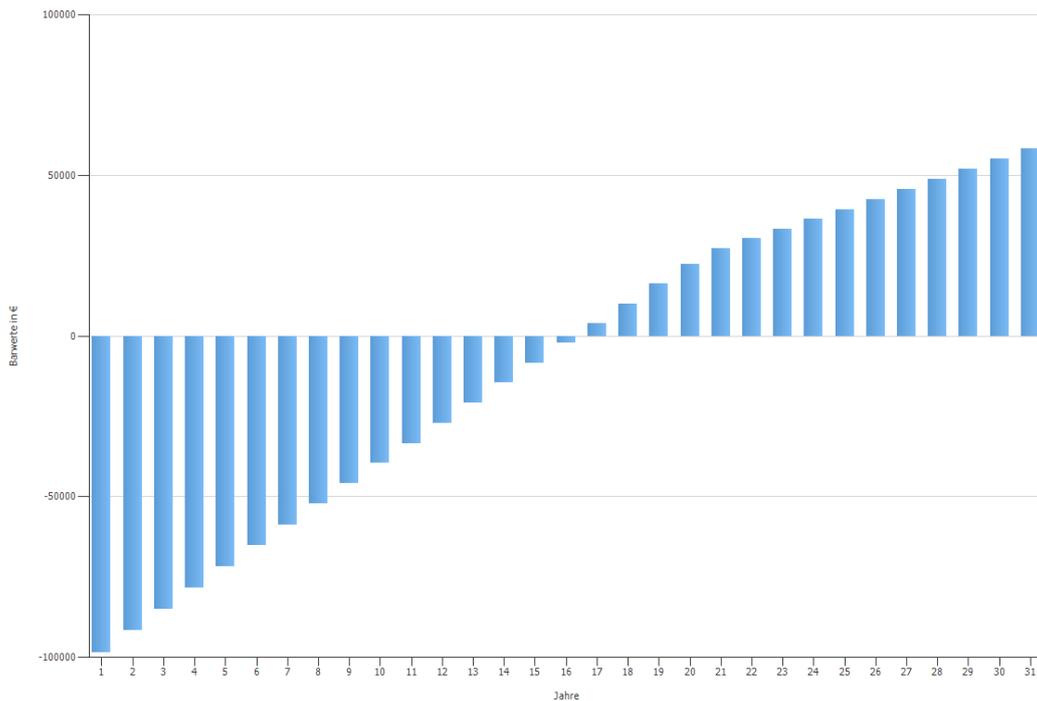


Abbildung 29: kumulierter Cashflow

8 Fazit und Ausblick

Durch die Bachelorarbeit wurde die Zielstellung der Dimensionierung einer PV-Anlage für die BNetzA in Magdeburg erfolgreich erreicht. Nachdem alle wichtigen Parameter, die für die Planung der Anlage benötigt werden, aufgenommen wurden und die Bestandteile, wie WR sowie Module, ausgewählt wurden, konnte die PV-Anlage mit der PV*SOL Software konzeptionell erstellt werden. Während der Recherche und mit Absprachen der BlmA wurde sich gegen die Ergänzung durch einen Batteriespeicher entschieden. Zu Beginn der Bachelorarbeit sollte eine 120 kW_p-Anlage errichtet werden, jedoch verringert sich die Peakleistung innerhalb der Planung auf 88 kW_p. Nach Errichtung der Anlage wird sie sich nach einer Amortisationszeit von 16,4 Jahren rentieren. Diese lange Zeit hängt von der Größe der Erzeugungsanlage und den mit sich führenden Investitionskosten ab.

Nach Rücksprache mit der BlmA soll die PV-Anlage innerhalb der nächsten fünf Jahren (bis 2029) errichtet und in Betrieb genommen werden.

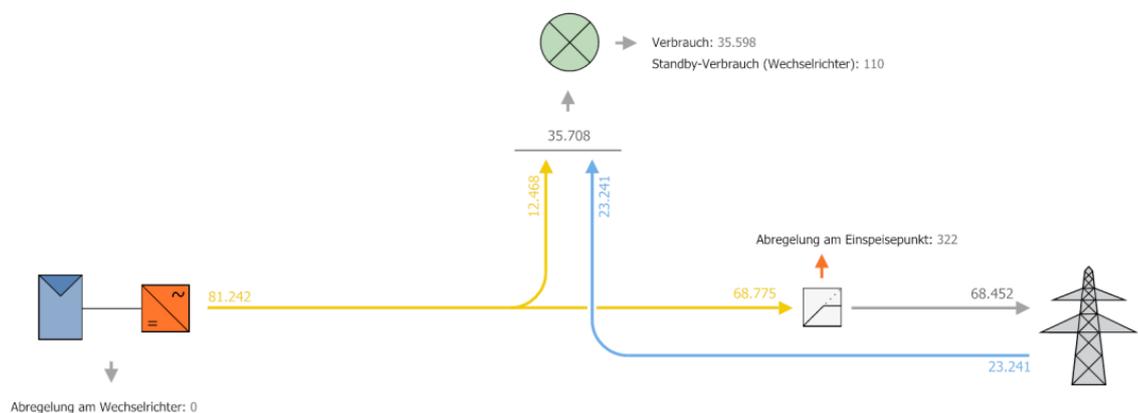


Abbildung 30: Energiefluss

Die gesamten Ergebnisse der Dimensionierung sind kurz und bildlich in der Abbildung 30 dargestellt. Die jährlich erwartete PV-Energie in Höhe von 81.242 kWh wird zu einem Teil (15,2 %) in der Behörde verbraucht und der Überschuss wird in das Netz der Netze Magdeburg GmbH eingespeist.

Die gesamten Investitionskosten belaufen sich auf 105.600,00 € und somit ergibt sich eine Amortisationsdauer von 16,4 Jahren bei Stromentstehungskosten von 0,0492 €/kWh. Das Einspeisekonzept beläuft unter der Überschusseinspeisung und dadurch ist die geplante PV-Anlage eine netzdienliche, sobald mehr Strom erzeugt

wird als verbraucht wird. Der rechnerische Cashflow ist der Tabelle 5 zu entnehmen. Dort wird der Kapitalfluss anhand der Jahre 1 bis 31 dargestellt. Sobald der kumulierte Cashflow positiv ist, rentiert sich die Anlage. Dies ist im 17. Jahr der Fall und wird ebenfalls durch die Amortisationszeit von 16,4 Jahren widerspiegelt. In der Berechnung werden die Degradation- und Preissteigerungsraten monatlich über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet. Dies erfolgt bereits ab Jahr 1.

Tabelle 5: Cashflow

	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
Investitionen	-105.600,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einspeisevergütung	4.324,74 €	4.245,17 €	4.136,13 €	4.040,80 €	3.956,64 €
Einsparungen Strombezug	2.673,21 €	2.658,99 €	2.642,82 €	2.633,79 €	2.630,73 €
Jährlicher Cashflow	-98.602,05 €	6.904,16 €	6.778,95 €	6.674,59 €	6.587,37 €
Kumulierter Cashflow	-98.602,05 €	-91.697,89 €	-84.918,94 €	-78.244,35 €	-71.656,98 €
	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
Investitionen	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einspeisevergütung	3.881,63 €	3.814,12 €	3.752,74 €	3.696,42 €	3.644,27 €
Einsparungen Strombezug	2.632,66 €	2.638,75 €	2.648,34 €	2.660,87 €	2.675,88 €
Jährlicher Cashflow	6.514,29 €	6.452,86 €	6.401,08 €	6.357,29 €	6.320,15 €
Kumulierter Cashflow	-65.142,69 €	-58.689,82 €	-52.288,74 €	-45.931,45 €	-39.611,30 €
	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
Investitionen	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einspeisevergütung	3.595,56 €	3.549,71 €	3.506,25 €	3.464,78 €	3.424,99 €
Einsparungen Strombezug	2.692,99 €	2.711,88 €	2.732,30 €	2.754,03 €	2.776,89 €
Jährlicher Cashflow	6.288,55 €	6.261,59 €	6.238,55 €	6.218,81 €	6.201,88 €
Kumulierter Cashflow	-33.322,75 €	-27.061,16 €	-20.822,61 €	-14.603,80 €	-8.401,92 €
	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Investitionen	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einspeisevergütung	3.386,63 €	3.349,49 €	3.313,40 €	3.278,21 €	3.243,82 €
Einsparungen Strombezug	2.800,73 €	2.825,44 €	2.850,91 €	2.877,06 €	2.903,83 €
Jährlicher Cashflow	6.187,36 €	6.174,93 €	6.164,30 €	6.155,27 €	6.147,65 €
Kumulierter Cashflow	-2.214,56 €	3.960,37 €	10.124,67 €	16.279,95 €	22.427,60 €

	Jahr 21	Jahr 22	Jahr 23	Jahr 24	Jahr 25
Investitionen	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einspeisevergütung	2.006,53 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einsparungen Strombezug	2.931,16 €	2.959,01 €	2.987,33 €	3.016,10 €	3.045,30 €
Jährlicher Cashflow	4.937,69 €	2.959,01 €	2.987,33 €	3.016,10 €	3.045,30 €
Kumulierter Cashflow	27.365,29 €	30.324,30 €	33.311,63 €	36.327,73 €	39.373,03 €
	Jahr 26	Jahr 27	Jahr 28	Jahr 29	Jahr 30
Investitionen	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einspeisevergütung	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Einsparungen Strombezug	3.074,90 €	3.104,88 €	3.135,25 €	3.165,97 €	3.197,06 €
Jährlicher Cashflow	3.074,90 €	3.104,88 €	3.135,25 €	3.165,97 €	3.197,06 €
Kumulierter Cashflow	42.447,92 €	45.552,81 €	48.688,05 €	51.854,03 €	55.051,09 €
	Jahr 31				
Investitionen	0,00 €				
Einspeisevergütung	0,00 €				
Einsparungen Strombezug	3.228,50 €				
Jährlicher Cashflow	3.228,50 €				
Kumulierter Cashflow	58.279,59 €				

IV Literaturverzeichnis

- Enel Green Power S. p. A. (2024). *3S DUAL 72N*. Von enel green power: https://www.enelgreenpower.com/content/dam/enel-egp/documenti/pannelli-fotovoltaici-hjt/EGP_Datasheet_HJT.pdf abgerufen
- ADMESS Elektronik GmbH. (07. März 2022). *Grundlagen Rogowskispulen*. Von ADMESS: <https://www.admess.de/ratgeber/grundlagen-rogowskispulen> abgerufen
- AE Alternative Energy GMBH. (2022). *HETEROJUNCTION SOLAR PANELS*. Von AESOLAR: <https://ae-solar.com> abgerufen
- BAUER SOLAR GmbH. (2024). *TEMPERATURKOEFFIZIENT BEI SOLAR-MODULEN*. Von BAUER SOLAR: <https://bauer-solar.de/> abgerufen
- Belke, T. (29. September 2023). *PV-Module: Diese Leistung können sie bringen*. Von zolar: <https://www.zolar.de/> abgerufen
- Böge, A., & Böge, W. (2021). *Formeln und Tabellen zur Technischen Mechanik* (27. Ausg.). Braunschweig: Springer Vieweg.
- Bundesanstalt für Immobilienaufgaben – Stabsbereich Presse und Kommunikation –. (2024). *Erneuerbare Energien*. Von bundesimmobilien.de: <https://www.bundesimmobilien.de/> abgerufen
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (14. September 2022). *Habeck: „Weitere Stärkung der Vorsorge durch kurzfristige Erhöhung der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien und weitere Maßnahmen zur Senkung des Gasverbrauchs“*. Von bmwk.de: <https://www.bmwk.de> abgerufen
- Burkhardt, J. (24. März 2023). *Glas-Glas-Module: beste Solarmodule oder nur Hype?* Von Echtsolar: <https://echtsolar.de> abgerufen
- Doormann, G. (06. Februar 2023). *Netzanbindung von PV-Anlagen*. Von SORANLAGEN PORTAL: <https://www.solaranlagen-portal.com> abgerufen
- DV8 Media. (2024). *Temperaturkoeffizient für PV & Solarmodule (2024)*. Von SOLAR.RED: <https://solar.red> abgerufen
- eecomm GmbH. (2013. Februar 2023). *Meyer Burger: Revolutionäre „SmartWire Connection“-Technologie*. Von ee-news: <https://www.ee-news.ch/de/> abgerufen

ENF Ltd. (2024). *Monocrystalline EX380-400M(B) (158.75)*. Von enfsolar: <https://de.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/44549> abgerufen

Fluke. (2012). *Fluke 434-II/435-II/437-II - dreiphasige Netz- und Stromversorgungsanalysator*. Deutschland: Fluke.

Fuhs, M. (6. Juni 2023). *Thalheim, Hambach, und wo noch?* Von pv magazine: <https://www.pv-magazine.de/archiv/> abgerufen

Fünfgeld, D.-I. C., & Tiedemann, D. (2000). Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofil step - by - step. Cottbus, Deutschland.

Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV). (2017). *Photovoltaikanlagen*. Köln: VdS Schadenverhütung GmbH.

Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. [GDV]. (2024). *Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz*. Köln: VdS Schadenverhütung GmbH.

Gieße, A. (03. April 2024). *Solaranlage mit Speicher: Für wen sich das lohnt*. Von ADAC: <https://www.adac.de/rund-ums-haus/energie/versorgung/solaranlage-mit-speicher/> abgerufen

Greenhouse Media GmbH. (2024). *PHOTOVOLTAIK.ORG*. Von Wechselrichter: <https://photovoltaik.org> abgerufen

gruenes haus. (2024). *Meyer Burger Solarmodule kaufen: Test, Erfahrungen, Preis 2024*. Von Gruenes Haus: <https://gruenes.haus> abgerufen

Hintemann, D. R. (2016). Trotz verbesserter Energieeffizienz steigt der Energiebedarf der deutschen Rechenzentren im Jahr . Berlin, Deutschland.

K2 Systems GmbH. (2024). *K2 Dome 6 System*. Von K2-systems: <https://k2-systems.com> abgerufen

K2 Systems GmbH. (2024). *Potentialausgleich und Blitzschutz bei PV-Montagesystemen* . Von k2-systems Connecting Strength: <https://catalogue.k2-systems.com> abgerufen

Koch, M. (2022). 5. Sternpunktbehandlung, Komponenten elektrischer Netze. Magdeburg, Sachsen-Anhalt, Deutschland.

Koch, M. (2023). 2. Energestische Optimierung eines Wohngebäudes. Magdeburg, Deutschland .

Kugler, H. (25. November 2021). Techno-ökonomische Bewertung bifazialer Photovoltaikmodule. Pinkafeld, Österreich.

- Laue, M. (23. August 2022). *Einphasiger Wechselrichter vs. dreiphasiger Wechselrichter: Welcher ist der Richtige für dich?* Von optivolt.de: <https://optivolt.de> abgerufen
- Leszczynski, U. v. (13. Februar 2023). *Seltene Erden: Was sie können und warum sie immer wichtiger werden.* Von geo.de: <https://www.geo.de/natur/nachhaltigkeit/seltene-erden--moeglichkeiten-und-risiken-33191906.html> abgerufen
- Meyer Burger Technology AG. (2023). *Meyer Burger White.* Von Meyer Burger : <https://www.meyerburger.com> abgerufen
- Meyer Burger Technology AG. (2024). *Solarmodule von Meyer Burger – Für mehr Energie.* Von <https://www.meyerburger.com> abgerufen
- MVV Energie AG. (18. Oktober 2023). *Was macht ein PV-Wechselrichter und welche Typen gibt es?* Von MVV: <https://www.mvv.de> abgerufen
- Netze Magdeburg GmbH. (2023). *Erzeugungsanlagen > 30 kW.* Von Netze Magdeburg : <https://www.netze-magdeburg.de> abgerufen
- Netze Magdeburg GmbH. (2023). *Technische Anschlussbedingungen der Netze Magdeburg GmbH für Anschlüsse in der Niederspannung (TAB NS).* Von https://www.netze-magdeburg.de/wp-content/uploads/pdf/tab_ns_juli2023.pdf abgerufen
- Next Kraftwerke GmbH. (2024). *Was ist Peak Shaving?* Von next: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/peak-shaving> abgerufen
- Photovoltaik.one. (2024). *Was bedeutet Temperaturkoeffizient?* Von Photovoltaik.one: <https://photovoltaik.one/temperaturkoeffizient> abgerufen
- Rüttinger, L., Treimer, R., Tiess, G., Griestop, L., Schüler, F., & Wittrock, J. (Januar 2014). Fallstudie zu den Umwelt- und Sozialauswirkungen der Gewinnung Seltener Erden in Bayan Obo, China. (adelphi, Hrsg.) Deutschland. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/dokument/umsouress_fallstudie_seltene_erden_china_bayan_obo.pdf abgerufen
- SMA Solar Technology AG. (2024). *Solar-Wechselrichter.* Von sma.de: <https://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter> abgerufen

- SMA Solar Technology AG. (2024). *Sunny Tripower X*. Von sma.de: <https://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-tripower-x#c2468> abgerufen
- SMA Solar Technology AG. (kein Datum). SUNNY TRIPOWER X 12 / 15 / 20 / 25. Deutschland.
- SolarQuantum® GmbH. (2024). *Dreiphasige Wechselrichter: Alles, was Hausbesitzer wissen müssen*. Von SolarQuantum: <https://solarquantum.de> abgerufen
- Solarwatt GmbH. (2024). *Bifaziale Solarmodule – Module mit beidseitig photoaktiven Zellen*. Von SOLARWATT: <https://www.solarwatt.de> abgerufen
- Solarwatt GmbH. (2024). *Solar-Wechselrichter: Arten und Kriterien für die Auswahl*. Von SLARWATT: <https://www.solarwatt.de> abgerufen
- Umweltbundesamt. (21. Dezember 2023). *Photovoltaik*. Von › Themen› Klima | Energie› Erneuerbare Energien› Photovoltaik: <https://www.umweltbundesamt.de/> abgerufen
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (29. Juli 2020). *DIN VDE 0100: Die Normenreihe für elektrische Sicherheit bei Installationen im Elektrohandwerk*. Von DKE NORMEN. MACHEN. ZUKUNFT.: <https://www.dke.de> abgerufen
- Verbraucherzentrale. (26. Oktober 2023). *Lohnen sich Batteriespeicher für Photovoltaik-Anlagen?* Von Verbraucherzentrale: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/lohnensich-batteriespeicher-fuer-photovoltaikanlagen-24589> abgerufen
- Wagner, E. (2024). *Photovoltaikanlagen und die Statik*. Von rechnerphotovoltaik.de: <https://www.rechnerphotovoltaik.de> abgerufen
- Wagner, E. (2024). *String*. Von rechnerphotovoltaik.de: <https://www.rechnerphotovoltaik.de> abgerufen
- Weigl, B., & Rutschmann, I. (2024). *3 Was kosten Batteriespeicher 2024*. Von Sonnenstrom im Akku speichern: <https://www.finanztip.de/photovoltaik/stromspeicher/#:~:text=Stromspeicher%20f%C3%BCr%20Solaranlagen%20kosten%20im,schon%20f%C3%BCr%203.000%20Euro%20anbieten.> abgerufen

- WEKA Media GmbH & Co. KG. (2023). *Lastgang*. Von Energiemanagement und Energieeffizienz: <https://www.energiemanagement-und-energieeffizienz.de> abgerufen
- Wenge, D.-I., & Kormarnicki, P.-I. (12. Juni 2023). Energiespeichertechnologien in der Energieversorgung - elektrochemische Speicher Teil I - interne Speicher. Magdeburg, Sachsen-Anhalt, Deutschland.
- Wirth, D. H. (16. Januar 2024). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg.
- Zeitbild. (2010). Grundlast und Spitzenlast. *Zeitbild Wissen: Klimaschutz und CCS*, S. 38.

Anhang

Lastprofile:

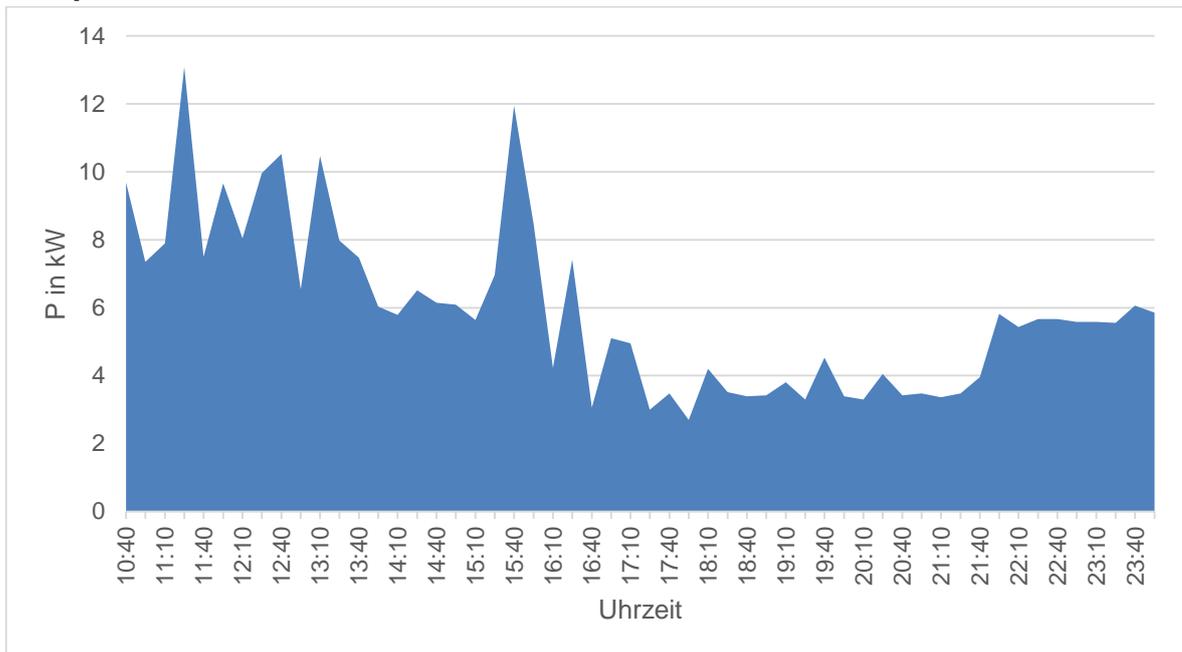


Abbildung 31: Lastprofil 09.10.2023

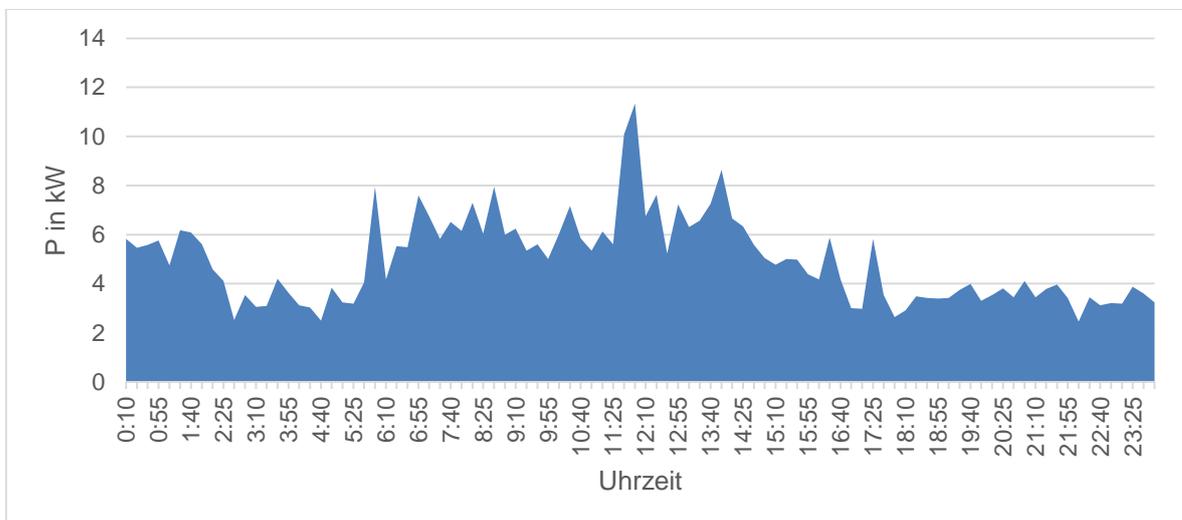


Abbildung 32: Lastprofil 10.10.2023

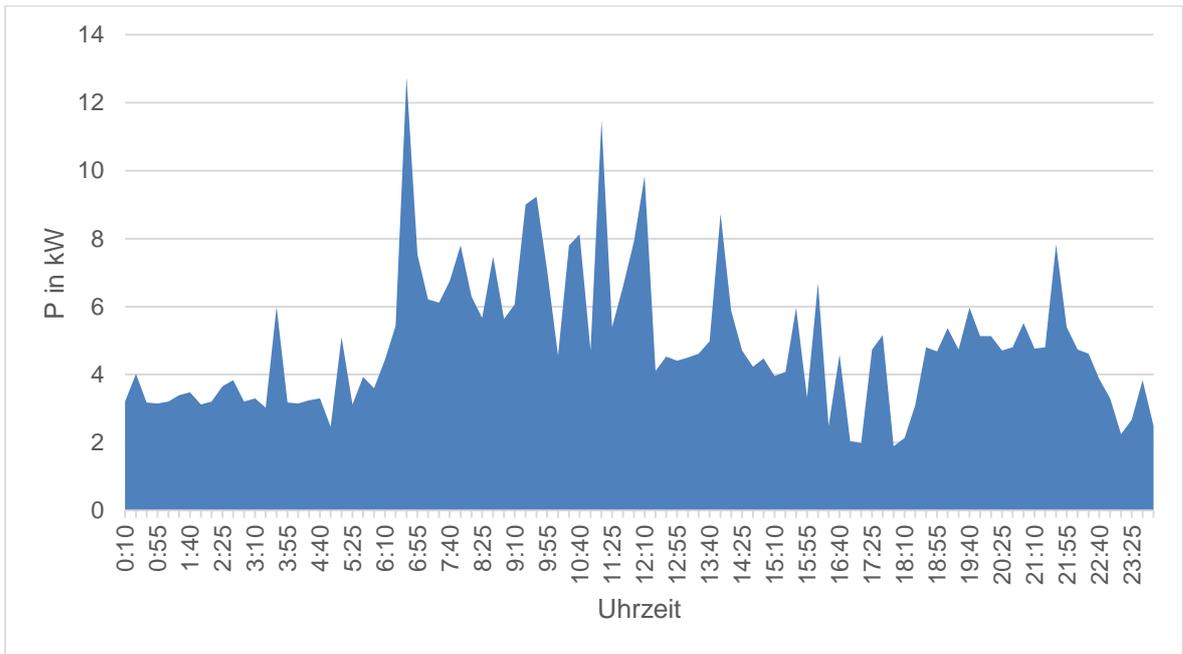


Abbildung 33: Lastprofil 11.10.2023

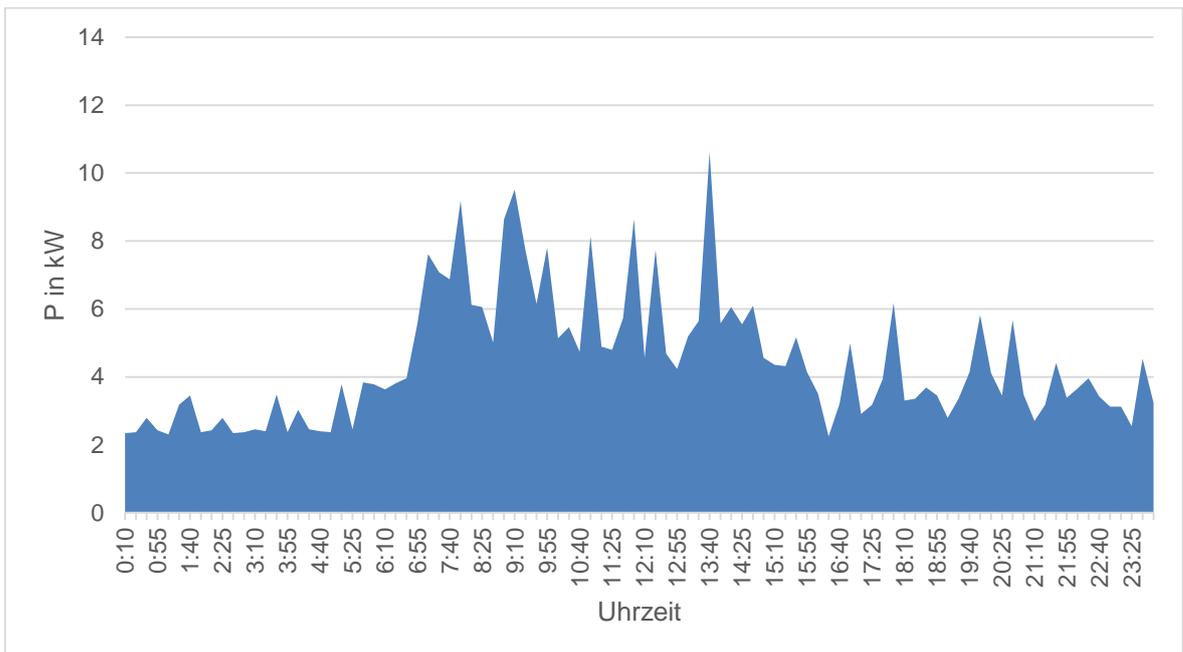


Abbildung 34: Lastprofil 12.10.2023

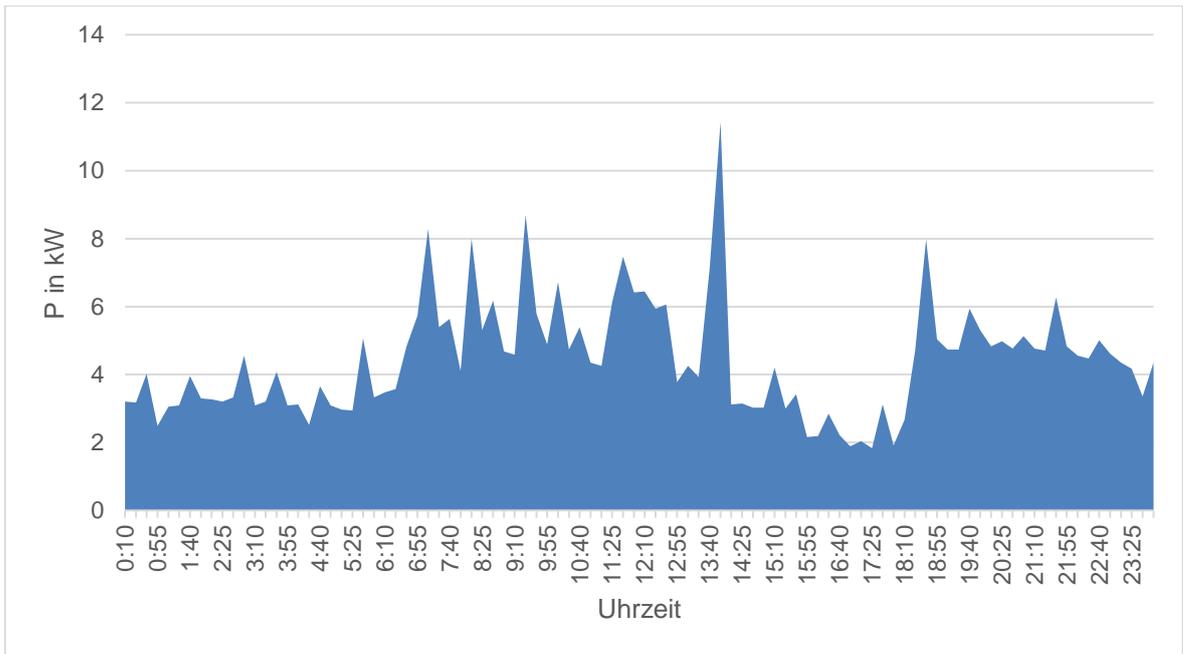


Abbildung 35: Lastprofil 13.10.2023

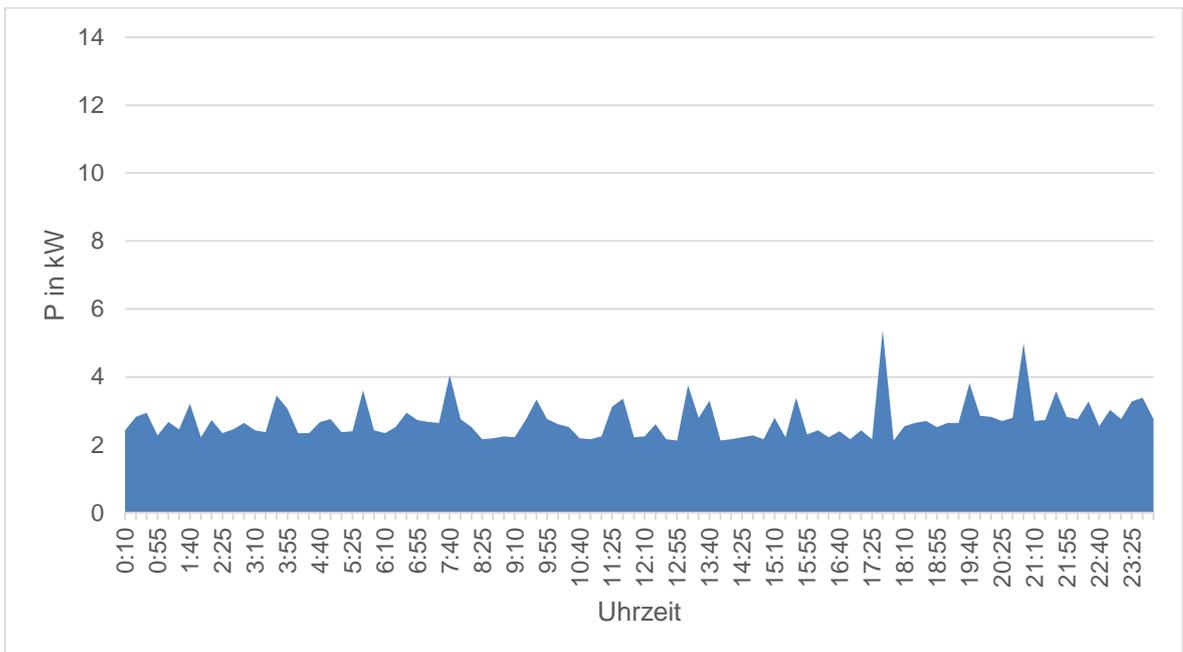


Abbildung 36: Lastprofil 14.10.2023

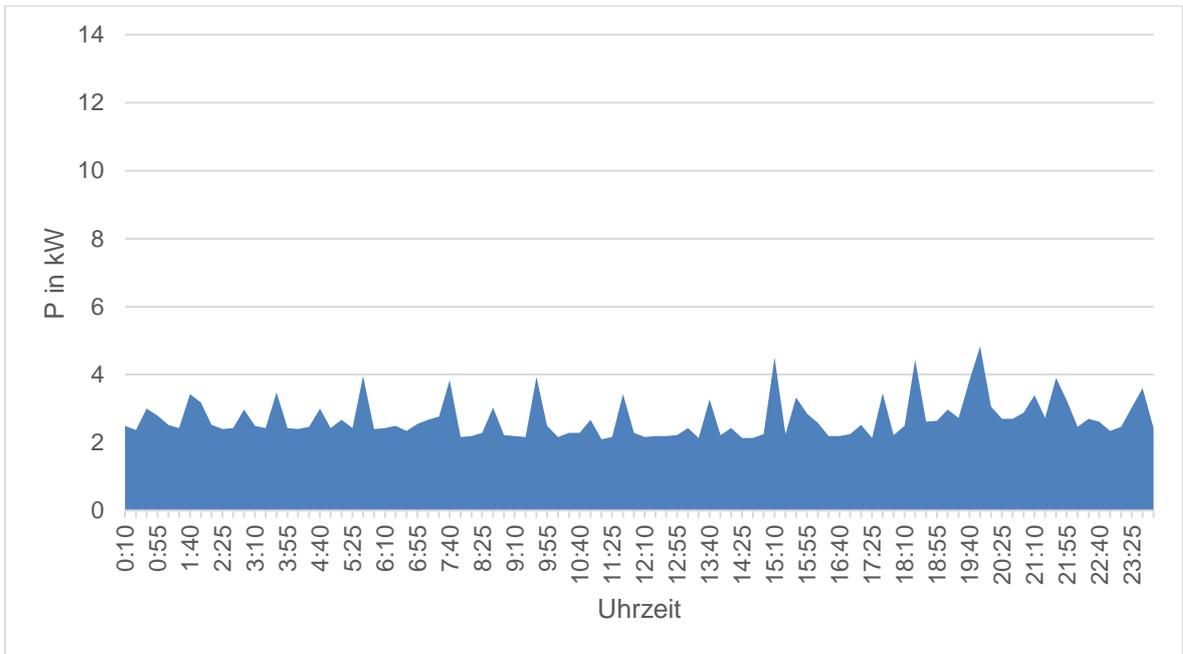


Abbildung 37: Lastprofil 15.10.2023

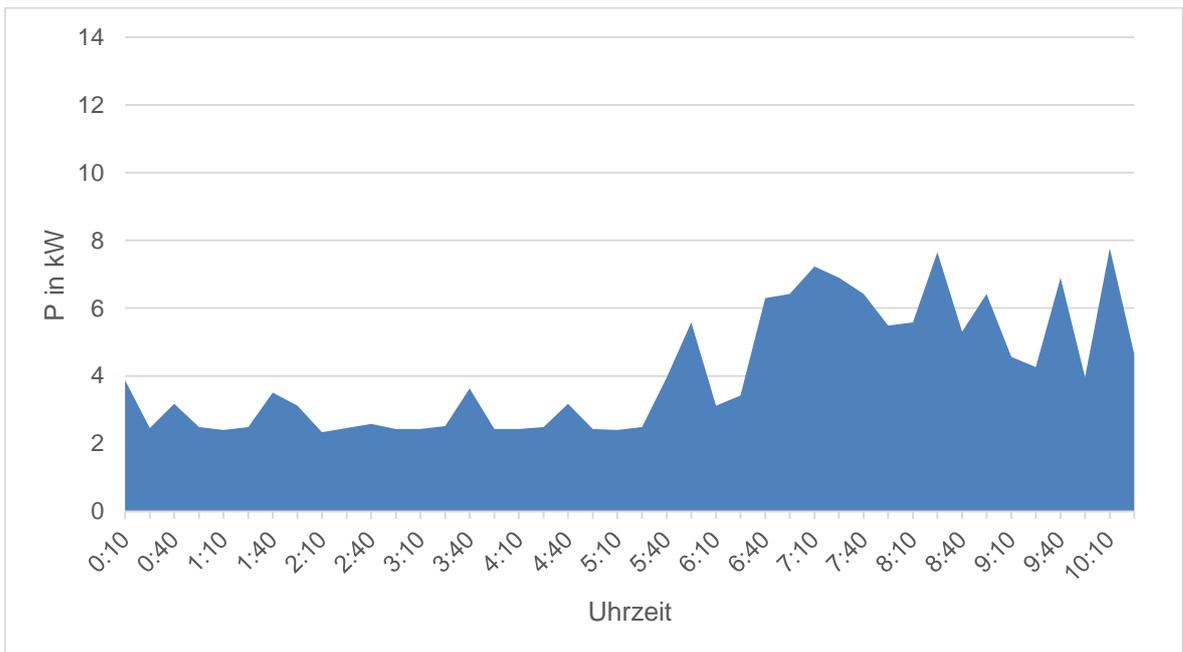
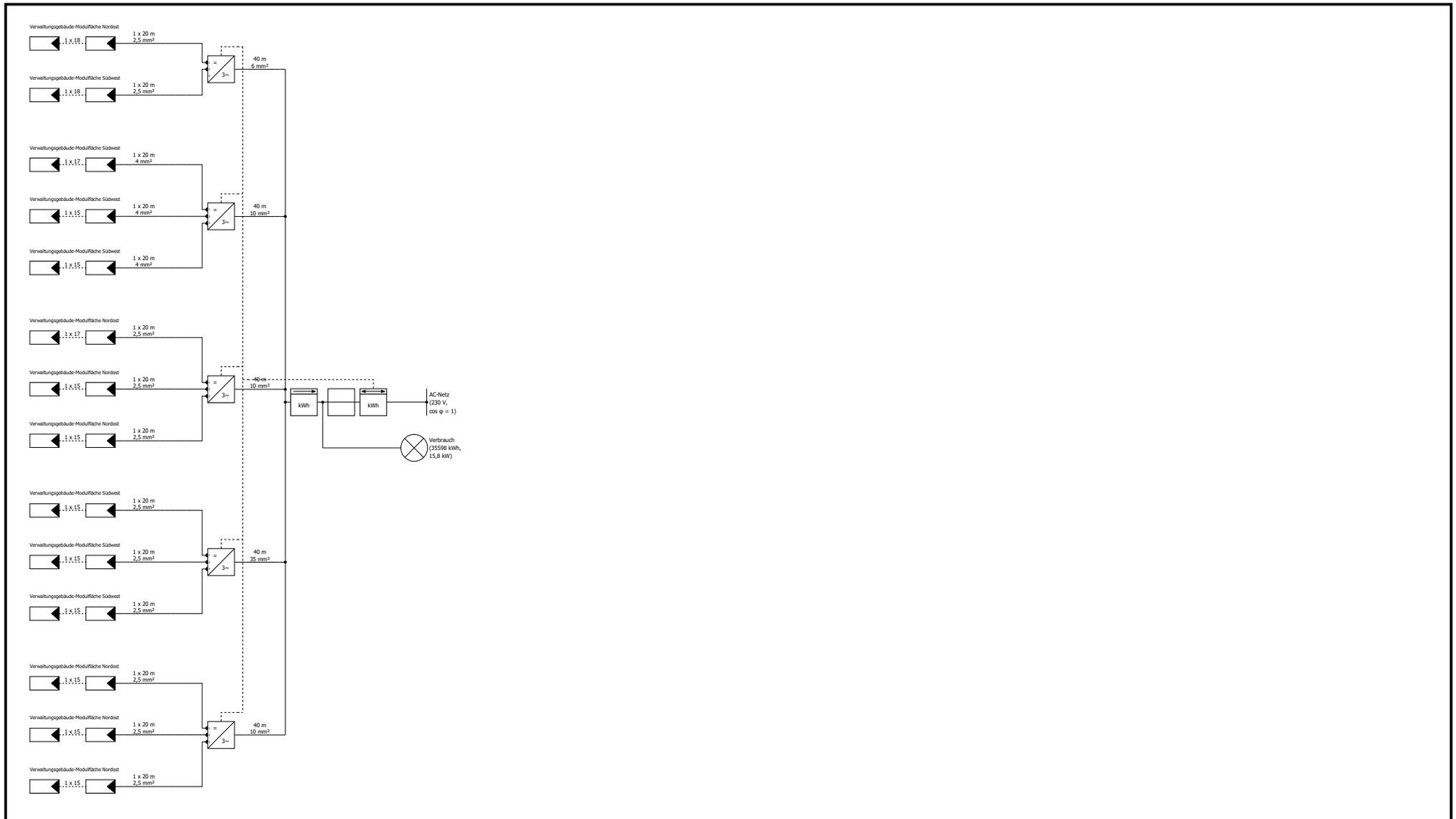


Abbildung 38: Lastprofil 16.10.2023



Firma BNetzA Kaiser-Otto-Ring 16 39106 Magdeburg Deutschland	Anlagenart 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern	Anlagenleistung 88 kWp	Einspeisephasen 3-phasig
	Erstellt durch Johanna Dodte	Genehmigt von	Sachnummer
	Titel PV-Anlage mit Überschusseinspeisung	Adresse Anlage Kaiser-Otto-Ring 16 39106 Magdeburg	Dokumentenart Schaltplan
		Ausgabedatum 16.04.2024	Blatt 1



| Connecting Strength

K2 Base Bericht

PV-Anlage mit Überschusseinspeisung - Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Projektadresse	Kaiser-Otto-Ring 16, 39106 Magdeburg, Deutschland
Kunde	PV*SOL premium Export
Gesellschaft	Bundesnetzagentur
Autor	Johanna Dodte
Ausgabedatum & Version	16.04.2024 K2 Base Version 3.1.123.1



Inhalt

Projektübersicht	4
Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest	5
Montageplan	8
Ergebnisse	15
Statikbericht	18
Artikelliste	23

Über uns

K2 Systems. Innovatives Befestigungssystem von einem starken Team.

Seit 2004 entwickeln wir wegweisende und hochfunktionale Montagesystemlösungen für Photovoltaikanlagen auf der ganzen Welt. Unsere Systeme werden in unserer eigenen Produktentwicklungsabteilung konzipiert, in der wir Montagesysteme kontinuierlich optimieren und an den sich ständig ändernden Markt anpassen.

Ein kompetentes und freundliches Team

Wie ein Bergsteigerteam baut K2 Systems auf gegenseitiges Vertrauen. Das gilt sowohl für unseren Kundenservice als auch im Unternehmen selbst, denn wir glauben, dass eine vertrauensvolle Partnerschaft zu erfolgreichen Photovoltaikprojekten führt.

Unsere Mitarbeiter konzentrieren sich voll und ganz auf die Bedürfnisse und Wünsche unserer Kunden. Das gilt für alle Unternehmensbereiche.

10 Standorte und weltweites Vertriebsnetz

In unserem internationalen Team arbeiten alle zusammen, um Kunden kompetent, umfassend und ganz persönlich zu betreuen.

Dies gilt insbesondere für die ständige Weiterbildung unserer Mitarbeiter im Hinblick auf Produktoptimierung, Qualitätssicherung oder bautechnische Neuerungen.

Qualitätsmanagement und Zertifikate

K2 Systems steht für sichere Verbindungen, höchste Qualität und präzise gefertigte, individuelle Komponenten. Unsere Kunden und Geschäftspartner schätzen all diese Faktoren sehr. Drei unabhängige Stellen haben unsere Kompetenzen und Komponenten geprüft, bestätigt und zertifiziert. Nicht nur externe Stellen haben K2 Systems auf den Prüfstand gestellt. Unsere interne Qualitätskontrolle stellt sicher, dass alle unsere Produkte einem ständigen Überprüfungsprozess unterzogen werden.

All diese Maßnahmen sichern den herausragenden Qualitätsstandard, der die Produkte von K2 Systems auszeichnet und den wir durch ein weitgehend exklusives "Made in Germany" bzw. "Made in Europe" sicherstellen.



Produktgarantie

K2 Systems bietet eine 12-jährige Produktgarantie auf alle Produkte in seinem integrierten Sortiment. Die Verwendung hochwertiger Materialien und eine dreistufige Qualitätsprüfung stellen diese Standards sicher.

Kurzgesagt

Als Aufdachspezialist bieten wir weltweit effektive und wirtschaftliche Lösungen für Dächer und unterstützen unsere Kunden aus der Solarbranche professionell, schnell und zuverlässig.

Der statische Bericht enthält keine Modul- und Gebäudeverifizierung.



Projektübersicht

Dächer

Dach	System	Modul	Höhe	Stückzahl	Gesamtleistung
Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest  Folie, Kies, ...	D-Dome 6.10 Classic	Meyer Burger WHITE 400 1.767×1.041×35 mm 400 Wp	10,03 m	220	88 kWp
Summe				220	88,00 kWp

Projektinformation

Adresse	Kaiser-Otto-Ring 16, 39106 Magdeburg, Deutschland
Kunde	PV*SOL premium Export
Autor	Johanna Dodte

Lasten

Bemessung	DIN EN
Schadensfolgeklasse	CC2
Nutzungsdauer	25 Jahre
Geländekategorie	II/III - gemischtes Profil Wohngebiet
Windlastzone	2
Schneelastzone	2
Bodenschneelast	0,85 kN/m ²

Materielle Werte

Aluminium EM-AW 6063 (EP, ET, ER/B) T66

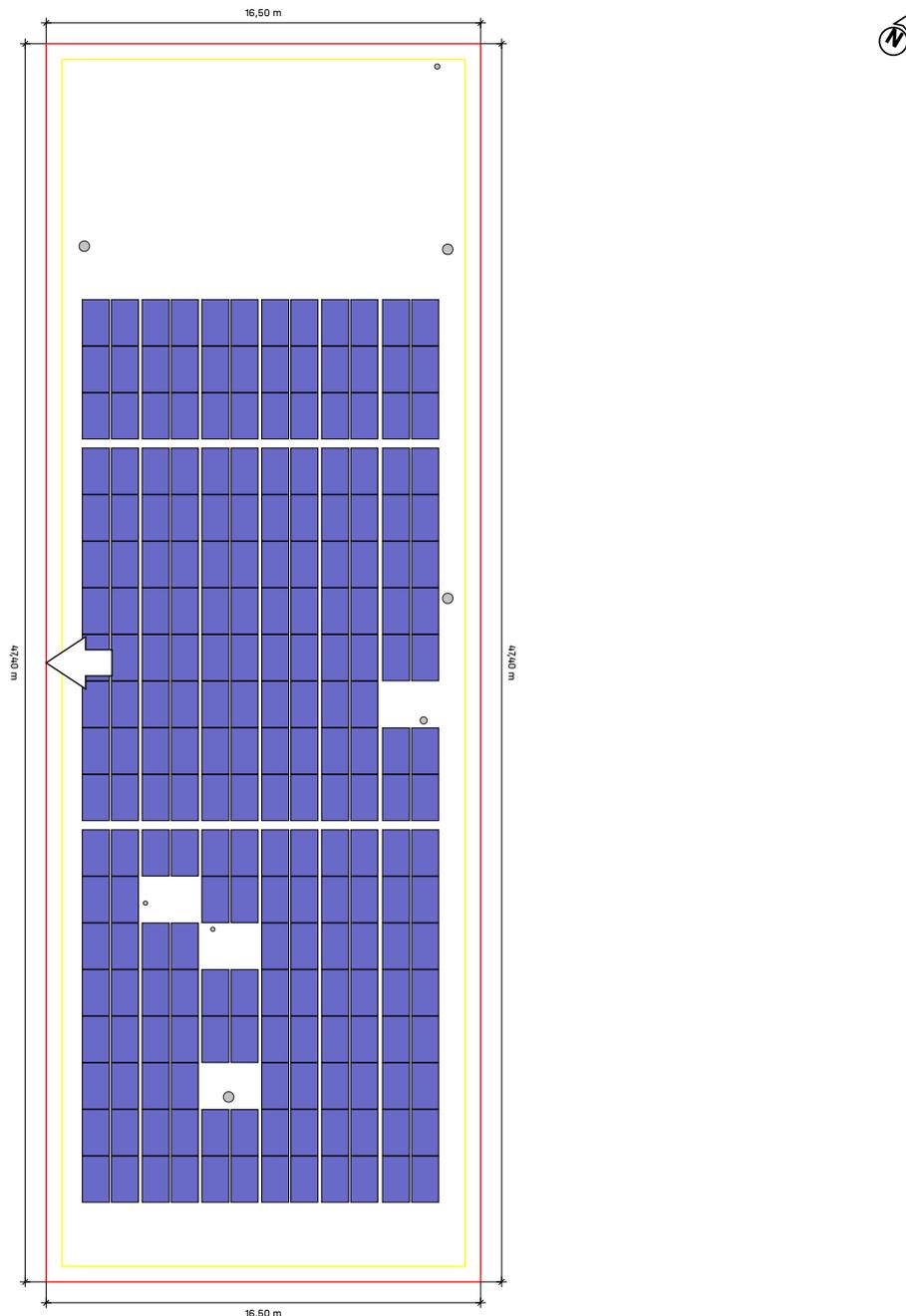
Elastisches Modul	E = 70.000 N/mm ²
Schermodul	G = 26.923 N/mm ²
Dichte	g = 2.700 kg/m ³
Wärmeoeffizient	α _T = 2.3e ⁻⁵
Nachgebende Stärke	f _{o,k} = 200 N/mm ²
Ultimative Stärke	f _{u,k} = 245 N/mm ²



DAS PROJEKT IST VERIFIZIERT.

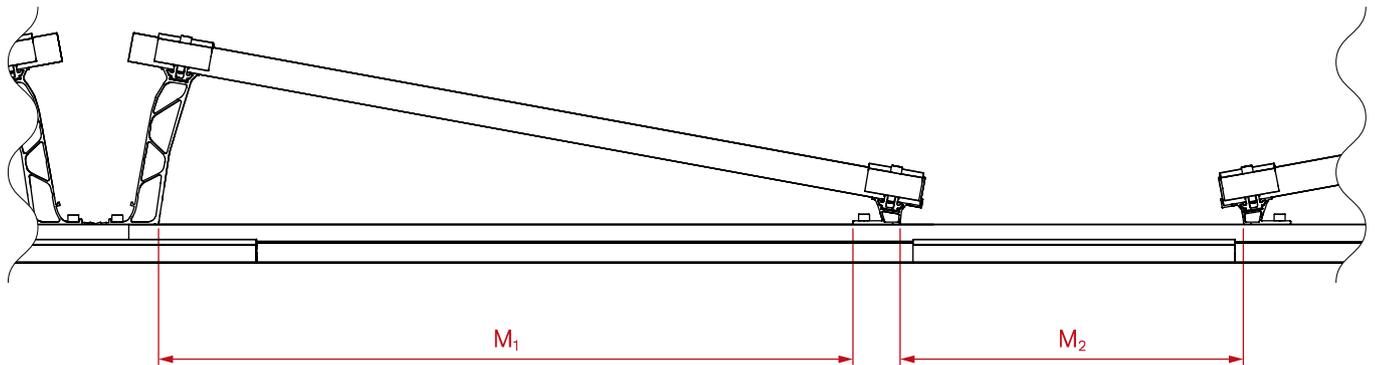
Bitte überprüfen Sie die Warnung(en)!

Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest



Dach	System	Modul	Höhe	Stückzahl	Gesamtleistung
Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest  Folie, Kies, ...	D-Dome 6.10 Classic	Meyer Burger WHITE 400 1.767×1.041×35 mm 400 Wp	10,03 m	220	88 kWp

Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |





Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

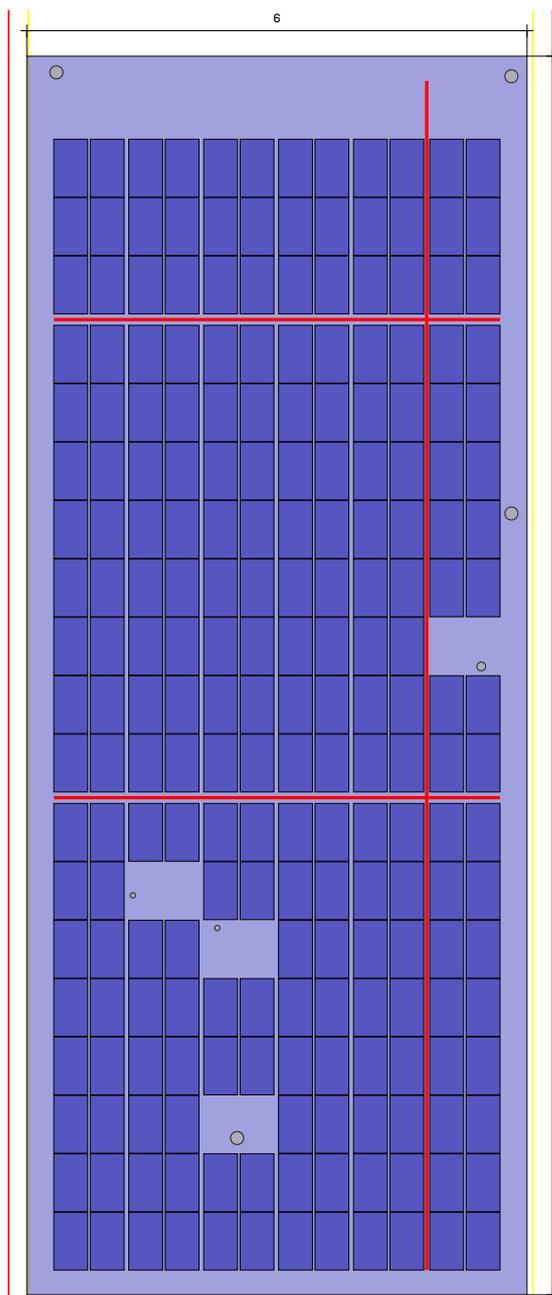
Basisschiene

Typ	ganze Schienen				Zuschnitt			
	Gesamtlänge	Anzahl 5,50 m	Anzahl 5,95 m	Anzahl 4,80 m	Anzahl 2,50 m	von Schiene	Länge	Rest
22*A	11,220		1*5,95 m			5,500	5,270 aus 5,500	0,220
22*B	2,132					2,500	2,132 aus 2,500	0,358

Bei jedem Schnitt wird 1 cm als verloren angesehen

Rote Nummern sind Restschienen, die nicht mehr verwendet werden

Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |



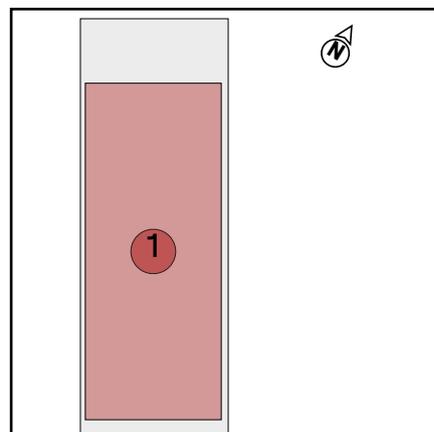
Dach ① Modulfeld ①

Montagesystem
Modul

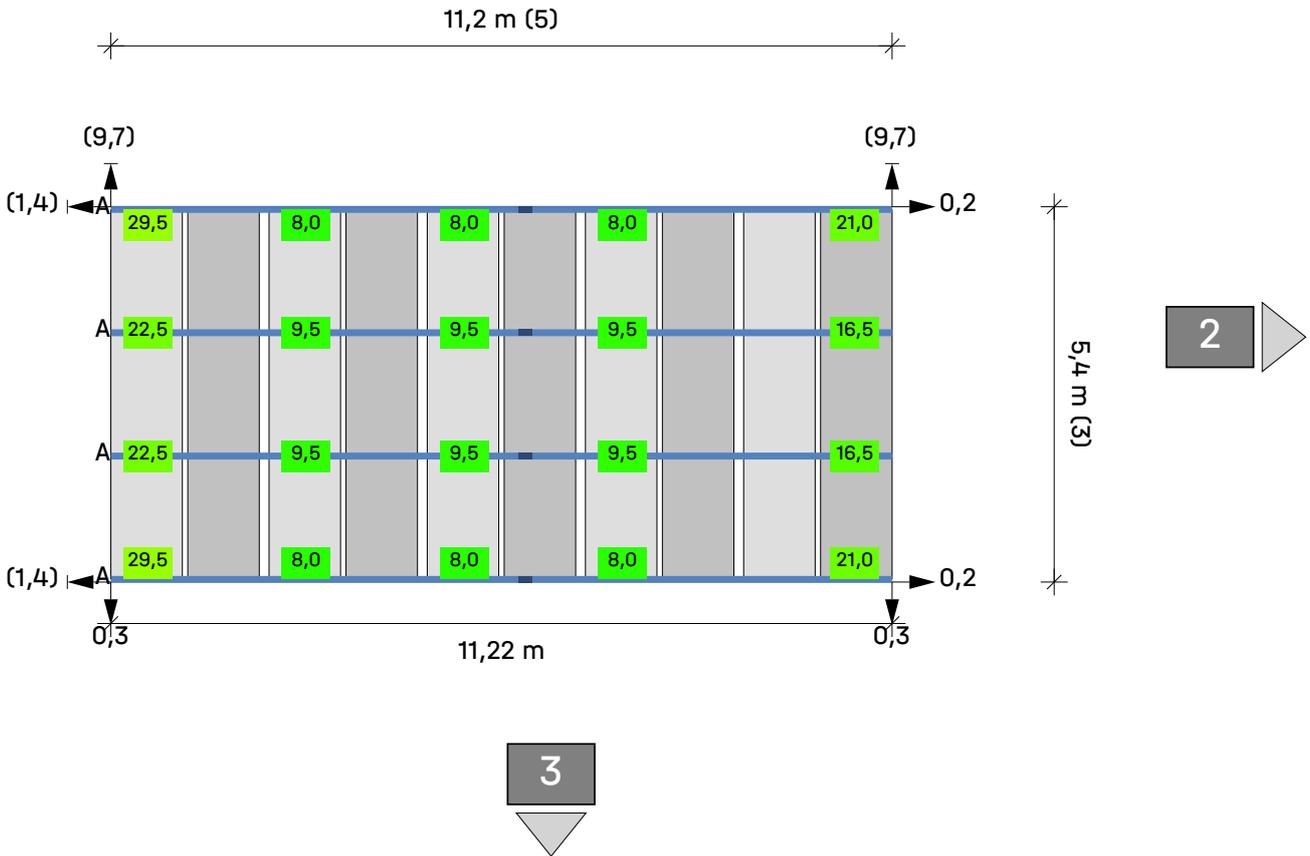
D-Dome 6.10 Classic
220(88 kWp) x Meyer
Burger WHITE 400

Reihenabstand
Wartungsgang

2,27 m
0,14 m



Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

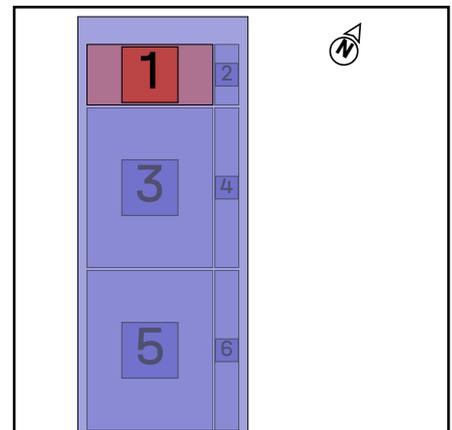


Dach ① Modulfeld ① Modulblock ①

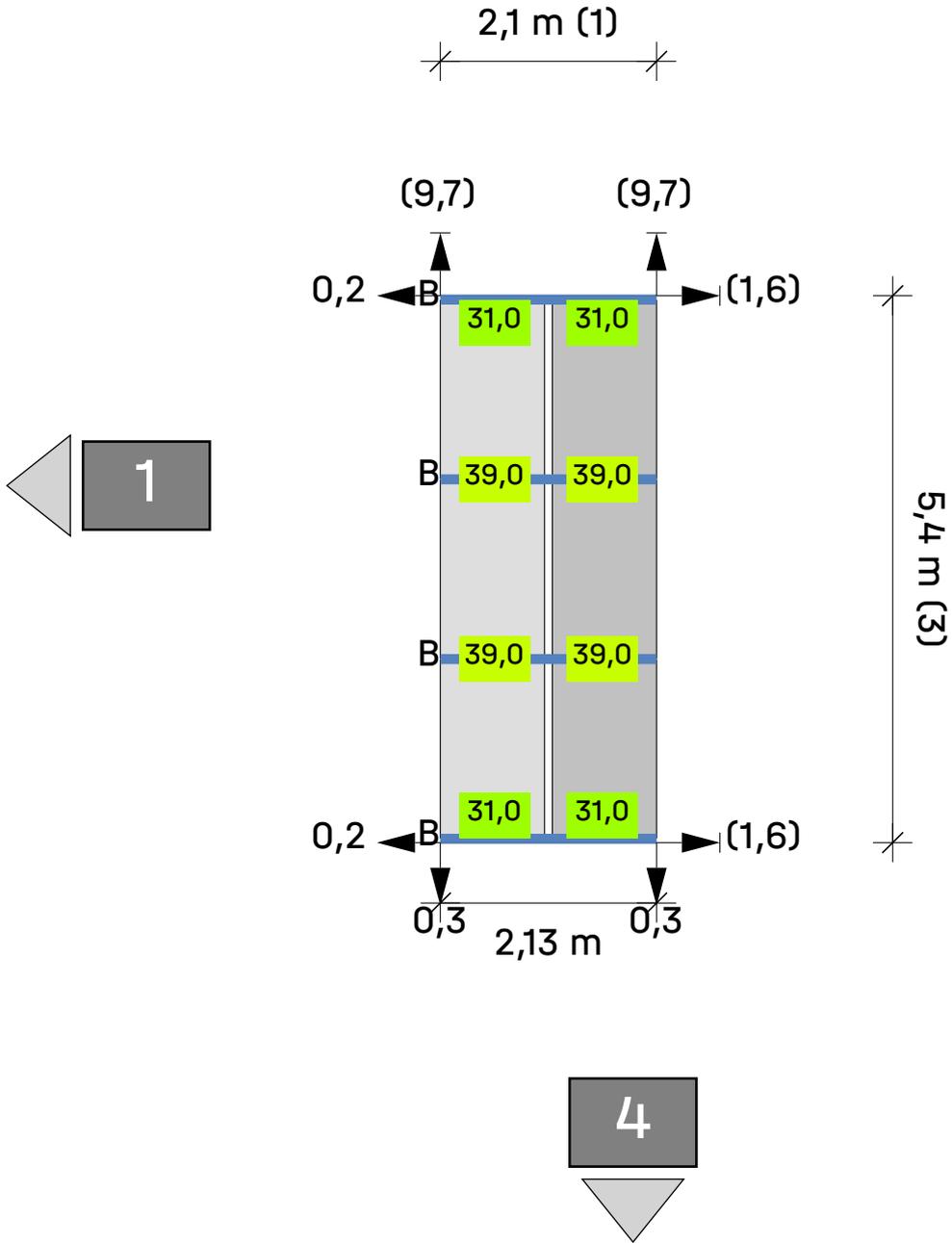
Module $5 \times 3 = 15$

Legende

- Anzeige des nächsten Modulblocks
- Montageschiene
- Reihenabstand [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]
- Ballast in Kilogramm (kg)
- Porter-Ballast



Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

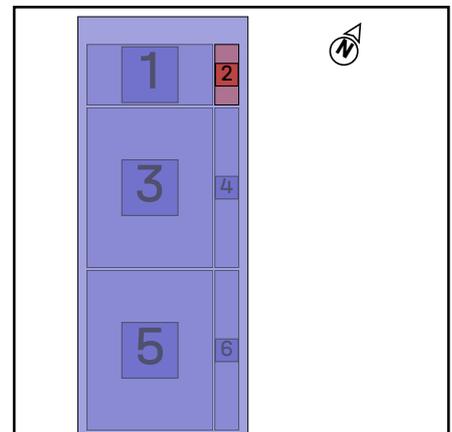


Dach ① Modulfeld ① Modulblock ②

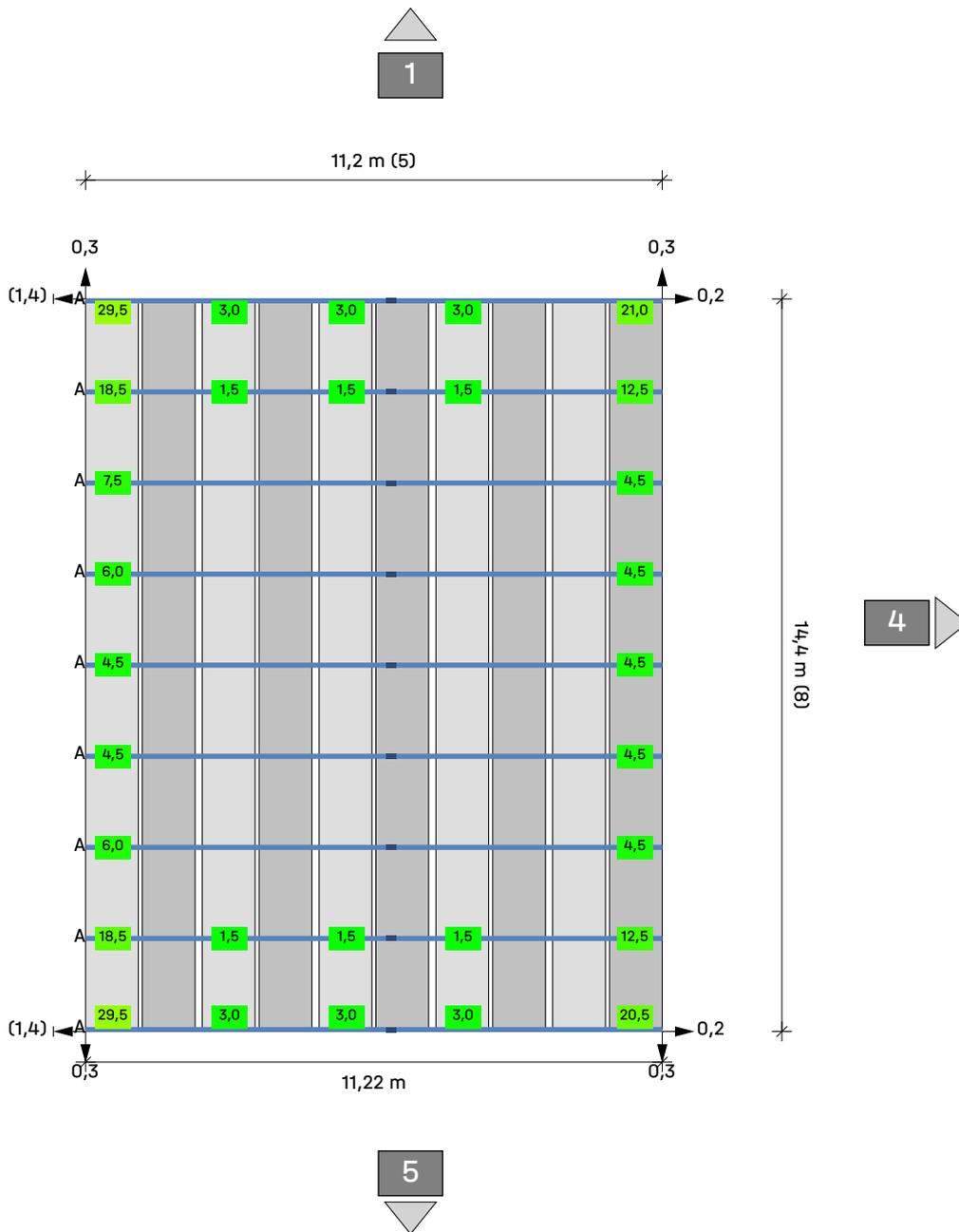
Module 1 × 3 = 3

Legende

- Anzeige des nächsten Modulblocks
- Montageschiene
- Reihenabstand [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]
- Ballast in Kilogramm (kg)
- Porter-Ballast



Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

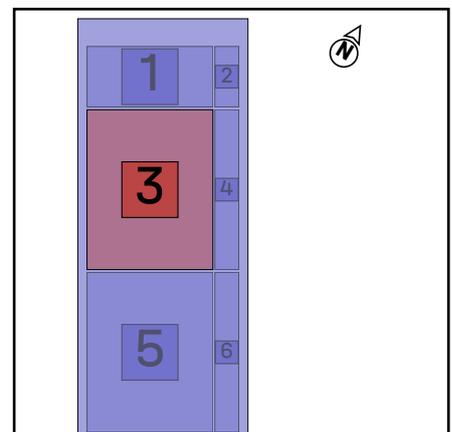


Dach ① Modulfeld ① Modulblock ③

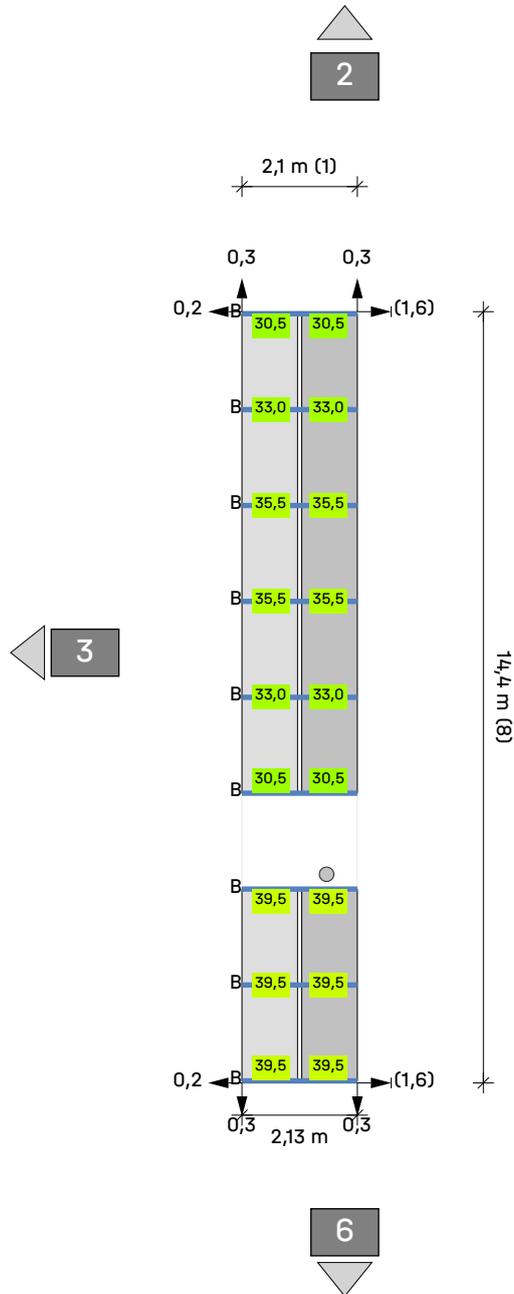
Module $5 \times 8 = 40$

Legende

- Anzeige des nächsten Modulblocks
- Montageschiene
- Reihenabstand [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]
- Ballast in Kilogramm (kg)
- Porter-Ballast



Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

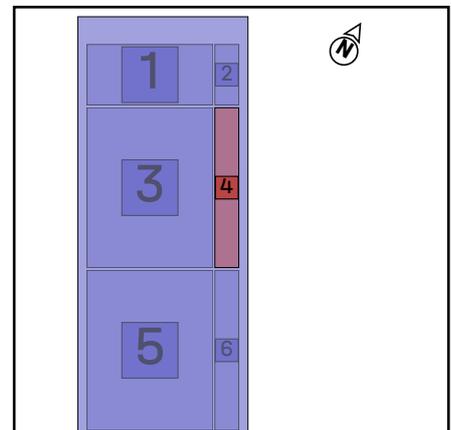


Dach ① Modulfeld ① Modulblock 4

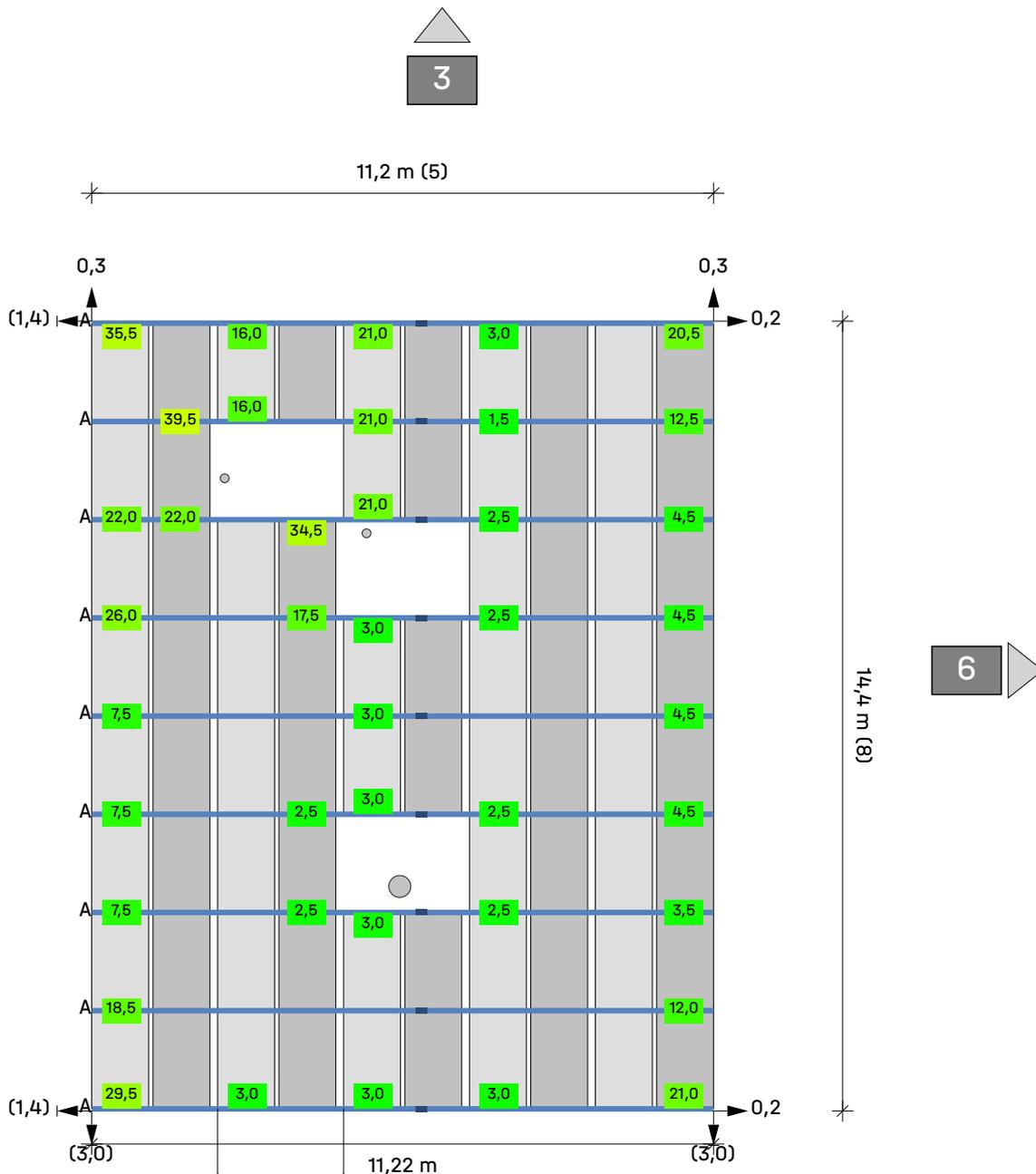
Module (1 × 8) - 1 = 7

Legende

- Anzeige des nächsten Modulblocks
- Montageschiene
- Reihenabstand [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]
- Ballast in Kilogramm (kg)
- Porter-Ballast



Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

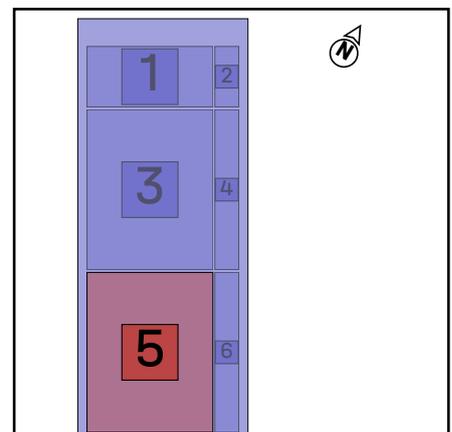


Dach ① Modulfeld ① Modulblock 5

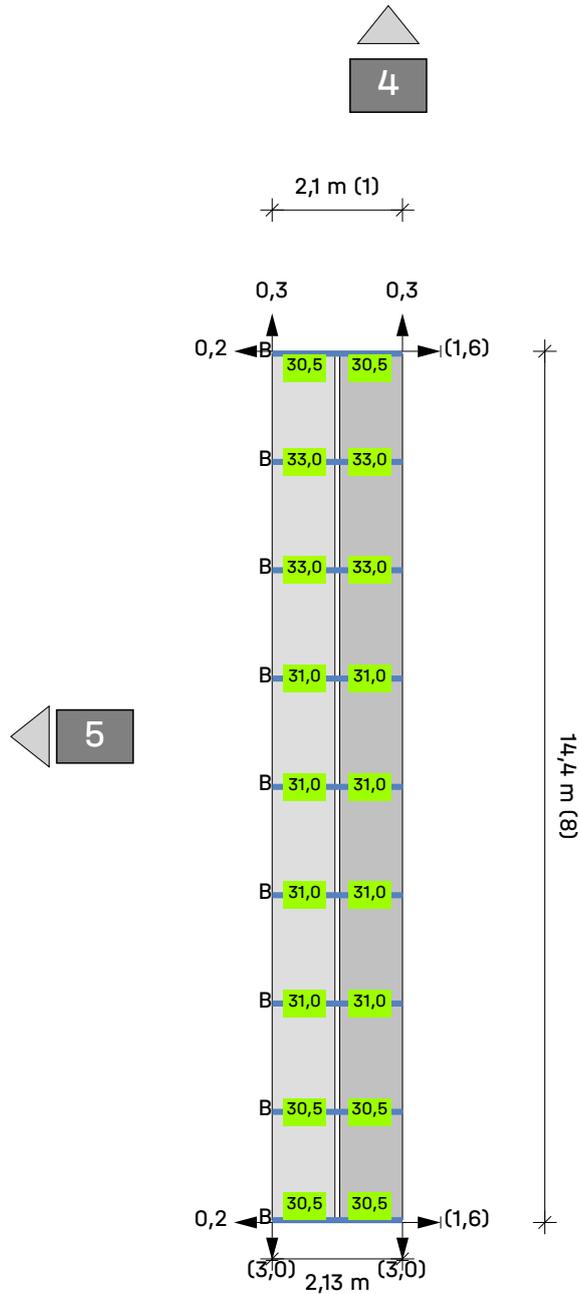
Module (5 × 8) - 3 = 37

Legende

- Anzeige des nächsten Modulblocks
- Montageschiene
- Reihenabstand [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]
- Ballast in Kilogramm (kg)
- Porter-Ballast



Dächer | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest |

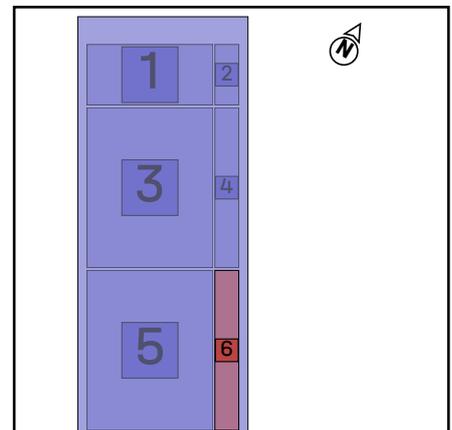


Dach ① Modulfeld ① Modulblock 6

Module $1 \times 8 = 8$

Legende

- Anzeige des nächsten Modulblocks
- Montageschiene
- Reihenabstand [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]
- Ballast in Kilogramm (kg)
- Porter-Ballast



Ergebnisse | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Dach	System	Modul	Höhe	Stückzahl	Gesamtleistung
Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest Folie, Kies, ...	D-Dome 6.10 Classic	Meyer Burger WHITE 400 1.767×1.041×35 mm 400 Wp	10,03 m	220	88 kWp

Modul

Name	Meyer Burger WHITE 400
Hersteller	Meyer Burger
Leistung	400 Wp
Abmessungen	1.767×1.041×35 mm
Gewicht	19,7 kg
Panel-Neigung	9,5 °

Modulklemmen

Modulklemme	DomeClamp Black MC Set 30-50
Endklemme	DomeClamp Black EC Set 30-50

Ballastkapazität

Speed Porter	40,0 kg
Porter	108,0 kg

Systemauslastung

Ausführung	Druck	Sog
Systemauslastung	53,38%	36,19%
Lasten auf Module (Nachweis Tragsicherheit)	1,61 kN/m ²	-0,79 kN/m ²
Lasten auf Module (Nachweis Gebrauchstauglichkeit)	1,08 kN/m ²	-0,49 kN/m ²

Ergebnisse | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Spezifische Lasten

Modulblock	Anzahl Module	Ballast [kg]	Eigengewicht [kg]	Modulblockfläche [m ²] (inkl. Wartungsgang)	Eigenlast [kN/m ²]	Eigenlast (Dachfläche) [kN/m ²]
Block 1	30	284,0	926,00	60,93	0,15	
Block 2	6	280,0	408,40	11,58	0,35	
Block 3	80	240,5	1.952,50	161,07	0,12	
Block 4	14	633,0	932,60	26,96	0,34	
Block 5	74	490,5	2.074,10	148,69	0,14	
Block 6	16	563,0	905,40	30,60	0,29	
Summe	220	2.491,0	7.199,00			0,09



Ergebnisse | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Notizen

- Die Nachweise zu Lagesicherheit und Tragfähigkeit des Systems werden durch Prüfung der Lastfälle Abheben und Verschieben durch Wind und durch weitere statische Berechnungen geführt.
- Sie finden eine Kurzfassung des Windkanalgutachtens und ein Zertifikat zu den weiterführenden statischen Berechnungen auf unserer Homepage.
- Das Tragwerk wurde statisch nach Eurocode 9: Bemessung von Aluminiumtragwerken (DIN EN 1999-1-1:2021) nachgewiesen und bietet ausreichende Tragfähigkeit und Stabilität für die im Kapitel „Maximale Einwirkungen auf die Bauteile“ genannten Belastungen.
- Der Anpassungsfaktor für die Windlast bezüglich der Betriebslebensdauer, f_W , entspricht DIN EN 1991-1-4/NA, NDP für 4.2 (2P), Anmerkung 5, Tabelle 3
- Der Anpassungsfaktor für die Schneelast bezüglich der Nutzungsdauer, f_S , entspricht DIN EN 1991-1-3/Anhang D, Tabelle 4
- Alle Widerstandswerte der Bauteile werden von einem externen Statikbüro ermittelt.
- Die Bemessungsregeln entsprechen dem Eurocode EN 1990 - Grundlage der Tragwerksplanung.
- Die Ermittlung der Schneelasten erfolgt nach dem nationalen Anhang DIN EN 1991-1-3/NA - Schneelasten.
- Die Ermittlung der Windlasten erfolgt nach dem nationalen Anhang DIN EN 1991-1-4/NA - Windlasten.
- Die Nutzungsdauer wurde gemäß „Eurocode EN 1991 - Einwirkungen auf Tragwerke, Schneelasten“ und „Eurocode EN 1991 - Einwirkungen auf Tragwerke, Windlasten“ berücksichtigt.
- Die Schadensfolgeklasse wurde gemäß „Eurocode EN 1990 - Grundlage der Tragwerksplanung“ berücksichtigt.
- Daten und Ergebnisse müssen im Hinblick auf die Gegebenheiten vor Ort verifiziert und von einer fachlich hinreichend qualifizierten Person geprüft werden. Bitte beachten Sie unsere unter <http://k2-systems.com/de/base-anb> abrufbaren Allgemeinen Nutzungsbedingungen (ANB), insbesondere § 2 („Technische und fachliche Voraussetzungen beim Kunden“), § 7 („Gewährleistungsbeschränkung“) und § 8 („Haftungsbeschränkung“).
- Die Berechnung der Terragrif dient als Richtwert und muss projektspezifisch betrachtet werden

Statikbericht | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Allgemeine Informationen

Name	PV-Anlage mit Überschusseinspeisng - Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest
Montagesystem	D-Dome 6.10 Classic
Autor	Johanna Dodte

Standortinformationen

Adresse	Kaiser-Otto-Ring 16, 39106 Magdeburg, Deutschland
Geländehöhe	54,04 m

Informationen zum Dach

Gebäudehöhe	10,03 m
Dachtyp	Flachdach
Dachneigung	0.1°
Befestigungsmethode	durch Ballast
Eindeckung	Folie, Kies, ...
min. Randabstand	0,60 m
Attikahöhe	0,45 m
Material	Folie
Reibungskoeffizient	0.5

Der hier angegebene Reibungskoeffizient ist bauseits zu überprüfen. Wird ein kleinerer Wert festgestellt muß dieser zwingend für die Ballastberechnung hier angegeben werden!

Lasten

Bemessung	DIN EN
Schadensfolgeklasse	CC2
Nutzungsdauer	25 Jahre
Geländekategorie	II/III - gemischtes Profil Wohngebiet

Windlast

Windlastzone	2
Geschwindigkeitsdruck, 50	$q_{p,50} = 0,664 \text{ kN/m}^2$
Anpassungsfaktor für Nutzungsdauer	$f_w = 0,901$
Geschwindigkeitsdruck, 25	$q_{p,25} = 0,598 \text{ kN/m}^2$

Statikbericht | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Schneelast

Schneelastzone	2
Schneefanggitter	Nein
Bodenschneelast	$s_k = 0,850 \text{ kN/m}^2$
Formbeiwert für Schnee	$\mu_i = 0,800$
Faktor für Dachneigung	$d_i = 1,000$
Schneelast auf Dach, 50	$s_{1,50} = 0,680 \text{ kN/m}^2$
Anpassungsfaktor für Nutzungsdauer	$f_s = 0,929$
Schneelast auf Dach, 25	$s_{1,25} = 0,632 \text{ kN/m}^2$
Außergewöhnliche Schneelast auf dem Dach	$s_{1,Ad} = 1,453 \text{ kN/m}^2$

Eigenlast

Gewicht des Moduls	$G_M = 19,7 \text{ kg}$
Gewicht des Montagesystems pro Modul	$= 1,7 \text{ kg}$
Modulfläche	$A_M = 1,84 \text{ m}^2$
Eigengewicht des Moduls pro m^2	$= 10,71 \text{ kg/m}^2$
Eigengewicht des Montagesystems pro m^2	$= 0,92 \text{ kg/m}^2$
Gesamte Eigenlast (ohne Ballast) pro m^2	$= 0,11 \text{ kN/m}^2$

Lastfallkombinationen

Tragfähigkeit

Teilsicherheitsbeiwert ständig ungünstig (STR)	$\gamma_{G,sup} = 1,35$
Teilsicherheitsbeiwert ständig günstig (STR)	$\gamma_{G,inf} = 1,00$
Teilsicherheitsbeiwert ständig destab. (EQU)	$\gamma_{G,dst} = 1,10$
Teilsicherheitsbeiwert ständig stab. (EQU)	$\gamma_{G,stab} = 0,90$
Teilsicherheitsbeiwert n veränderliche	$\gamma_Q = 1,50$
Teilsicherheitsbeiwert außergewöhnlich	$\gamma_A = 1,00$
Kombinationsbeiwert für Wind	$\psi_{0,W} = 0,60$
Kombinationsbeiwert für Wind (weitere veränderliche Einwirkungen)	$\psi_{1,W} = 0,20$
Kombinationsbeiwert für Schnee	$\psi_{0,S} = 0,50$
Bedeutungsbeiwert ständig	$k_{Fl,G} = 1,00$
Bedeutungsbeiwert veränderlich	$k_{Fl,Q} = 1,00$
Bedeutungsbeiwert außergewöhnlich	$k_{Fl,A} = 1,00$

LFK 01	$LCC\ 01_uls = \gamma_{G,sup} * k_{Fl,G} * G_k + \gamma_Q * k_{Fl,Q} * S_{i,n}$
LFK 02	$LCC\ 02_uls = \gamma_{G,sup} * k_{Fl,G} * G_k + \gamma_Q * k_{Fl,Q} * W_{k,Pressure}$



Statikbericht | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

LFK 03	$LCC\ 03_uls = Y_{G,sup} * K_{Fl,G} * G_k + Y_Q * K_{Fl,Q} * (W_{k,Pressure} + \psi_{0,S} * S_{i,n})$
LFK 04	$LCC\ 04_uls = Y_{G,sup} * K_{Fl,G} * G_k + Y_Q * K_{Fl,Q} * (S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Pressure})$
LFK 05	$LCC\ 05_uls = K_{Fl,G} * G_k + Y_A * K_{Fl,A} * S_{ad,n} + K_{Fl,Q} * \psi_{1,W} * W_{k,Pressure}$
LFK 06	$LCC\ 06_uls = Y_{G,inf} * G_k + Y_Q * K_{Fl,Q} * W_{k,Suction}$

Lagesicherheit

Abhebenachweis	$LCC\ up = Y_{G,stab} * G_k + Y_Q * K_{Fl,Q} * W_{k,n,Uplift}$
Verschiebenachweis	$LCC\ displ = Y_{G,stab} * G_k + Y_Q * K_{Fl,Q} * W_{k,n,Displacement}$

Gebrauchstauglichkeit

Kombinationsbeiwert für Wind	$\psi_{0,w} = 0,60$
Kombinationsbeiwert für Schnee	$\psi_{0,S} = 0,50$
Kombinationsbeiwert für Wind (weitere veränderliche Einwirkungen)	$\psi_{1,W} = 0,20$

LFK 01	$LCC\ 01_sls = G_k + S_{i,n}$
LFK 02	$LCC\ 02_sls = G_k + W_{k,Pressure}$
LFK 03	$LCC\ 03_sls = G_k + W_{k,Pressure} + \psi_{0,S} * S_{i,n}$
LFK 04	$LCC\ 04_sls = G_k + S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Pressure}$
LFK 06	$LCC\ 06_sls = G_k + W_{k,Suction}$

Max. Pressung auf Dämmung

Allgemeine Informationen

Eigenlast System	$g_{System} = 0,11\ kN/m^2$
aerodynamischer Beiwert	$c_{p,Pressure} = 0,20$

Lastverteilung unter der Bautenschutzmatte unter Peak (45°)

Abmessungen	$380,0 \times 75,3 \times 27,6\ mm$
	$A_{eff} = 28.614,00\ mm^2$
	$A_{load\ range\ area} = 1,84\ m^2$
max. Ballast	$G_{ballast\ required} = 52,1\ kg$

Lastverteilung unter der Bautenschutzmatte unter SD (45°)

Abmessungen	$380,0 \times 75,3 \times 27,6\ mm$
	$A_{eff} = 28.614,00\ mm^2$
	$A_{load\ range\ area} = 1,84\ m^2$
max. Ballast	$G_{ballast\ required} = 13,4\ kg$

Statikbericht | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

Lastfallkombinationen

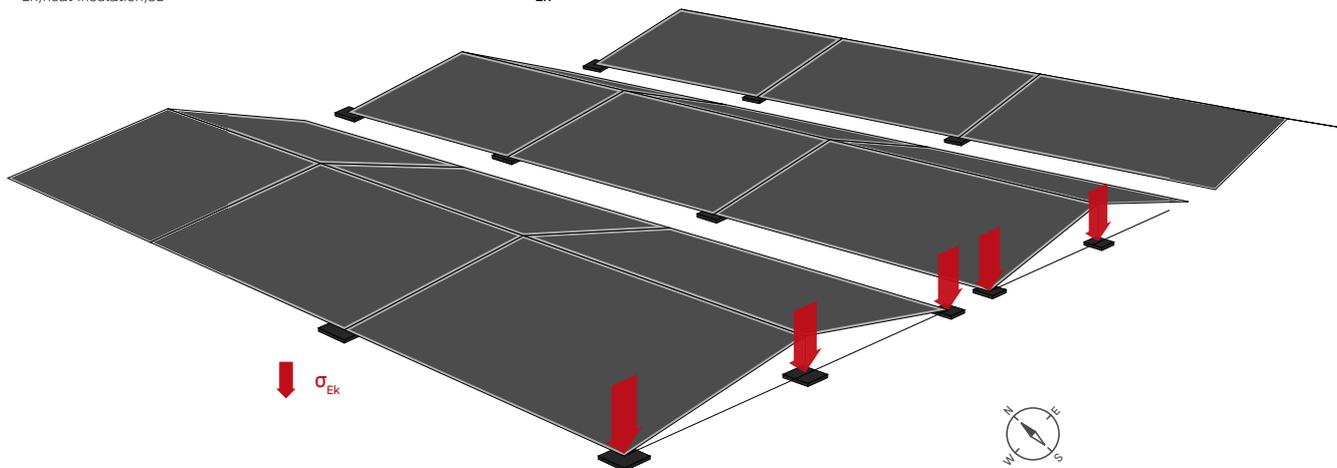
	$\sigma_{E_k, \text{heat insulation, D6, 10Eco}}$ [Pa]	$\sigma_{E_k, \text{heat insulation, SD}}$ [Pa]
LFK 00	25.204	11.937
LFK 01	65.262	51.995
LFK 02	32.897	19.630
LFK 03	52.926	39.659
LFK 04	69.878	56.611

Einwirkungen aus Eigenlasten (PV Anlage + Ballast)

$\sigma_{E_k, \text{heat insulation, D6, 10Eco}} \quad \sigma_{E_k} = 25.204 \text{ Pa}$
 $\sigma_{E_k, \text{heat insulation, SD}} \quad \sigma_{E_k} = 11.937 \text{ Pa}$

Maximale Einwirkungen (Summe aus Eigenlasten und den maximalen veränderlichen Einwirkungen aus Wind und Schnee)

$\sigma_{E_k, \text{heat insulation, D6, 10Eco}} \quad \max \sigma_{E_k} = 69.878 \text{ Pa}$
 $\sigma_{E_k, \text{heat insulation, SD}} \quad \max \sigma_{E_k} = 56.611 \text{ Pa}$



Statikbericht | Verwaltungsgebäude - Dachfläche Südwest

HV-Lasten

Nach Windgutachten I.F.I. Institut für Industrieaerodynamik GmbH

Allgemeine Informationen

Gesamtzahl der Module	440	
Mit Modulen belegte Dachfläche	A	= ca. 439,84 m ²
Eigenlast	$g_{k, \text{System incl. ballast}}$	= 0,16 kN/m ²

Aerodynamische Beiwerte

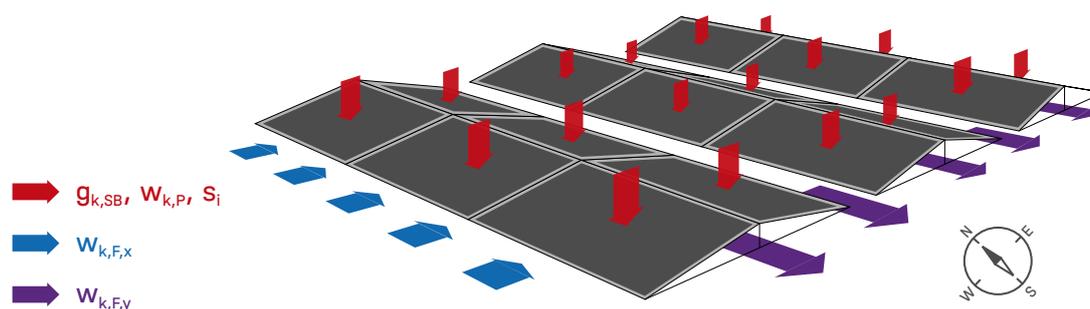
	$C_{p, \text{Pressure}}$	= gemäß DIN EN 1991-1-4
	$C_{F, x, \text{average}}$	= -0,03
	$C_{F, y, \text{averaged}}$	= 0,01
Randabstandskorrektur	$k_{S, xy}$	= 0,50
Attika- Korrekturkoeffizient	k_p	= 0,55
Faktor Gebäudehöhe		= 1,00

Belastung horizontal

$W_{k, F, x} = -0,015 \text{ kN/m}^2$
 $W_{k, F, y} = 0,003 \text{ kN/m}^2$

Belastung vertikal

$g_{k, \text{System incl. ballast}} = 0,16 \text{ kN/m}^2$
 $W_{k, \text{Pressure}} - \text{gemäß DIN EN 1991-1-4}$
 $S_i - \text{gemäß DIN EN 1991-1-3}$



Anmerkung:

Die vertikalen Windlasten des Flachdaches werden im Wesentlichen durch seine Verdrängungswirkung bestimmt und bleiben daher auch bei Aufbau einer flachen PV-Anlage unverändert. Es werden zur Bemessung der Flachdächer die aerodynamischen Beiwerte nach DIN EN 1991-1-4 empfohlen.



Artikelliste

Position	Art-Nr.	Artikel	Anzahl	Gewicht
1	2004125	Dome 6.10 Peak	264	79,2 kg
2	1001643	MK2	528	9,2 kg
3	2001729	Zylinderkopfschraube mit Sperrverzahnung M8×20	528	6,9 kg
4	2003243	Dome 6.10 SD	264	80,0 kg
5	2003126	Dome Mat S 380	308	113,3 kg
6	2003241	K2 BasicRail 22; 5.50 m	22	77,8 kg
7	2004279	K2 BasicRail 22; 5.95 m	22	86,2 kg
8	2004276	K2 BasicRail 22; 2.50 m	22	35,4 kg
9	1006039	Dome FlatConnector Set	22	4,3 kg
10	2002473	Lightning protection MH Set	100	10,0 kg
11	2002870	K2 Solar Cable Manager	220	0,6 kg
12	2003542	Terragrif K2MI Duo 18	220	0,8 kg
13	2004057	K2 StairPlate Set	220	28,8 kg
14	2003253	Dome Speed Spacer	4	5,5 kg
15	2002609	DomeClamp Black MC Set 30-50	352	20,4 kg
16	2002610	DomeClamp Black EC Set 30-50	176	11,6 kg
17	2002300	Dome SpeedPorter	270	20,5 kg
Summe				590,6 kg



Vielen Dank, dass Sie sich für ein K2 Montagesystem entschieden haben.

Die Systeme von K2 Systems sind schnell und einfach zu installieren. Wir hoffen, dass diese Anleitung hilfreich war. Bitte kontaktieren Sie uns, wenn Sie Fragen oder Verbesserungsvorschläge haben.

Unsere Kontaktdaten:

k2-systems.com/en/contact

Es gelten unsere Allgemeinen Geschäftsbedingungen. Weitere Informationen finden Sie unter k2-systems.com

K2 Systems GmbH

Industriestraße 18
71272 Renningen
Germany

+49 (0)7159 42059-0

+49 (0)7159 42059-177

info@k2-systems.com

www.k2-systems.com