



Planungsgesellschaft
für Energieeffizienz



Photovoltaik-Simulation

Stadt Münster - Amt für Immobilienmanagement

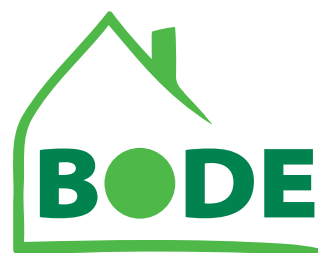
Photovoltaik Simulation Schulzentrum Kinderhaus Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa

Gebäude:
Schulzentrum Kinderhaus
Von-Humboldt-Straße 14
48159 Münster

Ansprechpartner:
Stadt Münster - Amt für Immobilienmanagement
Anja Karner
Albersloher Weg 33
48155 Münster

Federführender Berater:
Sebastian Rickert
Telefon: +49 (0)251 674487-22
E-Mail: rickert@bode.ms

Bode Planungsgesellschaft
für Energieeffizienz m.b.H.
Kesslerweg 20
48155 Münster
Telefon: +49 (0)251 674487-0
Telefax: +49 (0)251 674487-40



Erstellungsdatum:

Unterschrift/Stempel:

.....

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	ii
Tabellenverzeichnis	iii
Vorbemerkung	iv
1 Zusammenfassung	1
1.1 Übersicht aller Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen	1
2 Bestandsaufnahme	2
2.1 Gebäudedaten	6
2.2 Ansicht	6
2.3 Gemessener Energieverbrauch	8
2.4 Standort-/Klimadaten	9
2.5 Bedarfsprofile	10
3 PV-Simulation	11
3.1 Einzelne Simulationsvarianten	11
3.1.1 Variante 1: Installation einer Photovoltaikanlage mit Südausrichtung auf dem Dach des Neubaus (78,6 kWp)	11
3.1.2 Variante 2: Installation einer Photovoltaikanlage mit Ost-Westausrichtung auf dem Dach des Neubaus (99,6 kWp)	17
3.1.3 Variante 3: Installation einer Photovoltaikanlage mit Südausrichtung mit geringerer Modulneigung und Queraufständigung auf dem Dach des Neubaus (78,6 kWp)	23
3.2 Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen	29
4 Schlussfolgerung	31
5 Anlagen	32
5.1 Variante 1	32
5.2 Variante 2	46

Abbildungsverzeichnis

2.1	Grundriss Erdgeschoss Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa	2
2.2	Grundriss Obergeschoss Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa	3
2.3	Grundriss Dach Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa	4
2.4	Lageplan Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa	5
2.5	Ansicht des Neubaus am Schulzentrum Kinderhaus	6
2.6	3D-Modell Neubau Grundschule	7
2.7	Lastgang Münster	8
2.8	Temperaturverlauf Münster	9
2.9	Globalstrahlung Münster	9
3.1	Photovoltaik-Variante mit 78,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)	12
3.2	Photovoltaik-Variante mit 78,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)	12
3.3	Draufsicht (Südausrichtung)	13
3.4	Verbrauch des PV-Stroms Variante 1	15
3.5	Strombedarfsdeckung Variante 1	15
3.6	Lastprofil Variante 1	16
3.7	Netzbezug Variante 1	16
3.8	PV-Lastdeckung Variante 1	16
3.9	PV-Netzeinspeisung Variante 1	16
3.10	Photovoltaik-Variante mit 99,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Ost-/Westausrichtung)	17
3.11	Photovoltaik-Variante mit 99,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Ost-/Westausrichtung)	17
3.12	Photovoltaik-Variante mit 99,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Ost-/Westausrichtung)	18
3.13	Draufsicht (Ost-/Westausrichtung)	18
3.14	Verbrauch des PV-Stroms Variante 2	21
3.15	Strombedarfsdeckung Variante 2	21
3.16	Lastprofil Variante 2	22
3.17	Netzbezug Variante 2	22
3.18	PV-Lastdeckung Variante 2	22
3.19	PV-Netzeinspeisung Variante 2	22
3.20	Photovoltaik-Variante mit 78,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)	23
3.21	Photovoltaik-Variante mit 78,6 kW _{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)	24
3.22	Draufsicht (Südausrichtung)	24
3.23	Verbrauch des PV-Stroms Variante 3	26
3.24	Strombedarfsdeckung Variante 3	27
3.25	Lastprofil Variante 3	27
3.26	Netzbezug Variante 3	28
3.27	PV-Lastdeckung Variante 3	28
3.28	PV-Netzeinspeisung Variante 3	28
3.29	Amortisationszeit der PV-Anlagen	29

Tabellenverzeichnis

1.1	Maßnahmenübersicht	1
2.1	Gebäudedaten - Stadt Münster - Amt für Immobilienmanagement	6
2.2	Energieverbrauch - Stadt Münster - Amt für Immobilienmanagement	8
2.3	Klimadaten Münster	9
3.1	Maßnahmenübersicht	11

Vorwort

Dieser Beratungsbericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen auf Grundlage der verfügbaren Daten erstellt. Irrtümer sind vorbehalten. Die Daten wurden sorgfältig recherchiert und aufbereitet. Für ihre Vollständigkeit und Richtigkeit wird jedoch keine Haftung übernommen. Die Inhalte dieses Berichtes dienen als Orientierungshilfe. Die KfW, das BAFA und die Stadt Münster, sowie alle genannten technischen Quellen in diesem Bericht übernehmen: (a) keine Garantie oder geben Stellungnahme, geäußert oder andeutend mit Angaben auf Richtigkeit, Genauigkeit, Vollständigkeit, Sinnhaftigkeit und Fehlerfreiheit der in diesem Bericht niedergeschriebenen Informationen, sowie deren Nutzen und entsprechen nicht den offiziellen Ansichten und politischen Meinungen der oben genannter Institute; (b) keine Verpflichten für die Umsetzung der im Bericht basierenden Maßnahmen und geben keine Garantie für mögliche Schäden die durch diese Informationen bei der Umsetzung entstanden sind.

Die Durchführung und der Erfolg einzelner Maßnahmen bleiben in der Verantwortung des Gebäudeeigentümers. Um den Erfolg zu sichern und Bauschäden aufgrund der bauphysikalischen Problematik im Altbau zu vermeiden, sollten eine sorgfältige fachliche Planung vor Durchführung sowie Überwachung während der Durchführung von Sanierungsmaßnahmen erfolgen.

Dieser Beratungsbericht beinhaltet keinerlei Planungsleistungen insbesondere im Bereich von energetischen Nachweisen und Fördergeldanträgen, Kostenermittlung, Ausführungsplanung und Bauphysik. Die Berechnungen des vorliegenden Berichts basieren auf den Geometriedaten des unsanierten Gebäudes. Für sämtliche energetischen Nachweise sind grundsätzlich die Geometriedaten der Sanierungsplanung zugrunde zu legen. Die angegebenen Investitionskosten sind grobe Schätzungen. Die genauen Baukosten sollten durch Vergleichsangebote ermittelt werden. Die Annahmen zu Baukonstruktion und Anlagentechnik sind bei Durchführung der Maßnahmen vor Ort zu prüfen. Eine Gewähr für die tatsächliche Erreichung der abgeschätzten Energieeinsparung kann nicht übernommen werden, weil nicht erfasste Randbedingungen wie außergewöhnliches Nutzerverhalten, untypische Bauausführung usw. Einflüsse darstellen, die im Rahmen dieser Orientierungshilfe nicht berücksichtigt werden können.

Der erstellte Energiebericht und die darin gemachten Angaben unterliegen dem Datenschutz und werden nicht an Dritte weitergeben. Eine Vervielfältigung oder Verwertung durch Dritte ist nur mit der schriftlichen Genehmigung des Verfassers gestattet. Der Beratungsbericht ist urheberrechtlich geschützt und alle Rechte bleiben dem Unterzeichner vorbehalten. Der Beratungsbericht ist nur für den Auftraggeber und nur für den angegebenen Zweck bestimmt. Der Beratungsbericht wurde dem Auftraggeber in einem Exemplar überreicht.

Bei Rück- oder allgemeinen Fragen zum Thema Energieeinsparung und Umsetzung von Effizienzmaßnahmen, sowie Vermeidung von Umweltverschmutzungen steht Ihnen das Team von Bode Planungsgesellschaft m.b.H. gerne zur Verfügung.

1 Zusammenfassung

1.1 Übersicht aller Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen

In der Photovoltaik-Simulation wurden die folgenden Maßnahmen untersucht:

Tabelle 1.1: Maßnahmenübersicht

Variante	Maßnahme	Beschreibung
1	Installation einer PV-Anlage mit Südausrichtung (30° Modulneigung, 78,6 kWp)	Auf der Dachfläche werden 262 Photovoltaikmodule (Modulfläche von insgesamt 453,26 m ²) und einer Nennleistung von je 300 Wp und einer PV-Neigung von 30° simuliert.
2	Installation einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung (15° Modulneigung, 99,6 kWp)	Auf der Dachfläche werden 332 Photovoltaikmodule (Modulfläche von insgesamt 574,36 m ²) und einer Nennleistung von je 300 Wp und einer PV-Neigung von 15° simuliert. Dabei sind jeweils 166 nach Osten bzw. Westen ausgerichtet
3	Installation einer PV-Anlage mit Südausrichtung (15° Modulneigung, 78,6 kWp)	Auf der Dachfläche werden 262 Photovoltaikmodule (Modulfläche von insgesamt 453,26 m ²) und einer Nennleistung von je 300 Wp und einer PV-Neigung von 15° simuliert. Im Gegensatz zur Variante 1 werden die Module bei dieser Variante über die lange Querseite aufgeständert.

2 Bestandsaufnahme

Der Gebäudekomplex Schulzentrum Kinderhaus in Münster soll im Jahr 2019 durch eine Grundschule mit Mensa erweitert werden. Nachfolgend sind die Grundrisse sowie der Lageplan des Neubaus dargestellt. Die Einzelräume sind hierbei für die Simulation der PV-Anlage irrelevant.

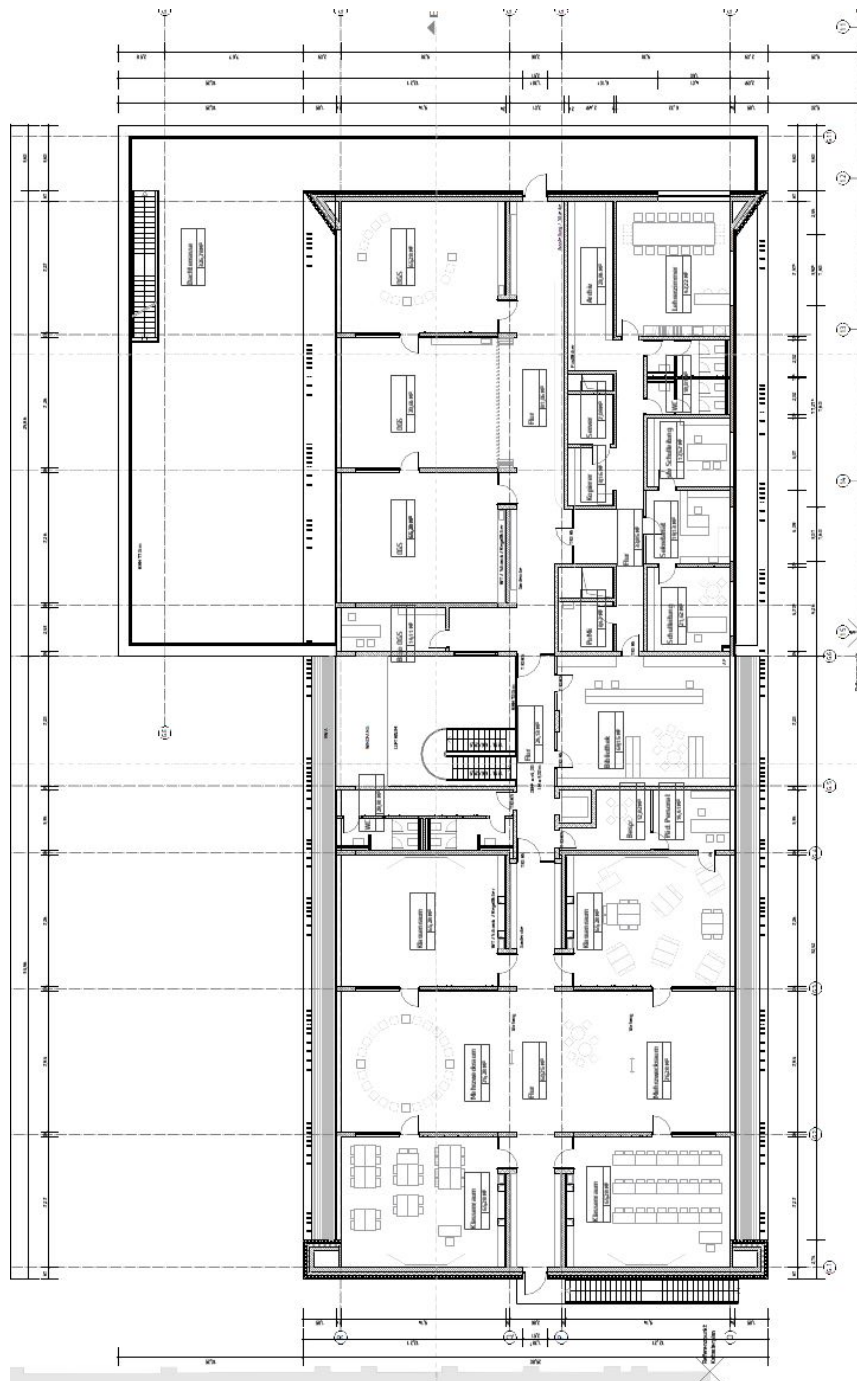


Abbildung 2.1: Grundriss Erdgeschoss Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa

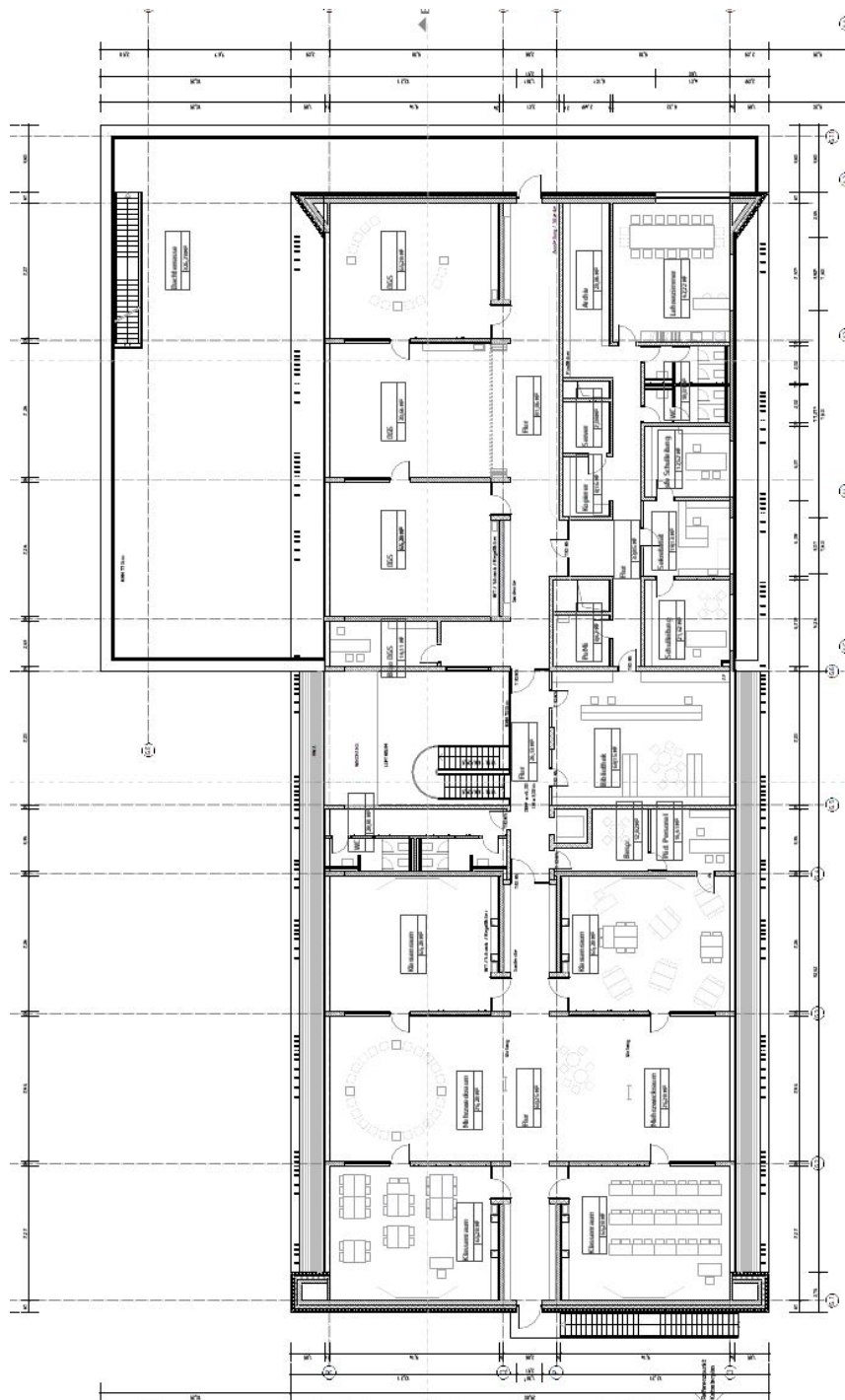


Abbildung 2.2: Grundriss Obergeschoss Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa

Die nachfolgende Abbildung zeigt den voraussichtlichen Dachaufbau des Neubaus. Dabei sind Lüftungshauben, Entlüftungsröhre für Schmutzwasser und Entrauchungsschächte eingezeichnet. Diese nicht verfügbaren Plätze wurden bei der Auslegung der PV-Anlage berücksichtigt.

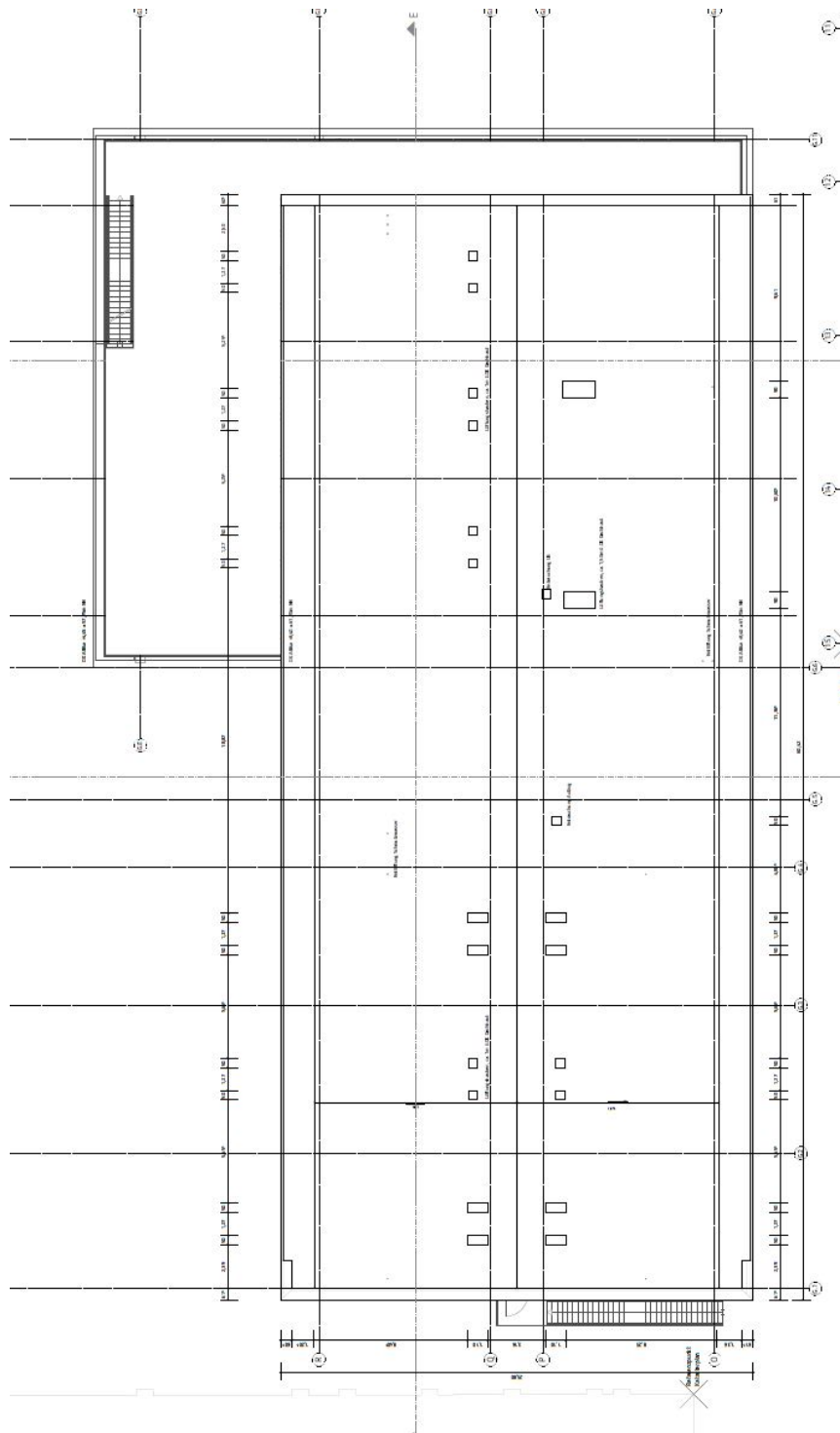


Abbildung 2.3: Grundriss Dach Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa

Der Lageplan des Neubaus ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Neben dem Neubau grenzt an der Westseite ein Gebäude des bestehenden Schulkomplexes an. Da dieses Gebäude eine geringere Höhe aufweist, ist von keiner Verschattung auszugehen. Auf der Ostseite befinden sich einige Bäume. Da diese allerdings in einem entsprechend großen Abstand zum Gebäude und dem tatsächlich zu untersuchenden Dach stehen, ist auch hier im wesentlichen von keiner Verschattung auszugehen, da der Neubau eine Höhe von über 8 m vorweist. Exakte Kronenhöhen der Bäume konnten dem Lageplan grundsätzlich nicht entnommen werden, da dort nur der Kronen- und Stammdurchmesser aufgeführt ist.

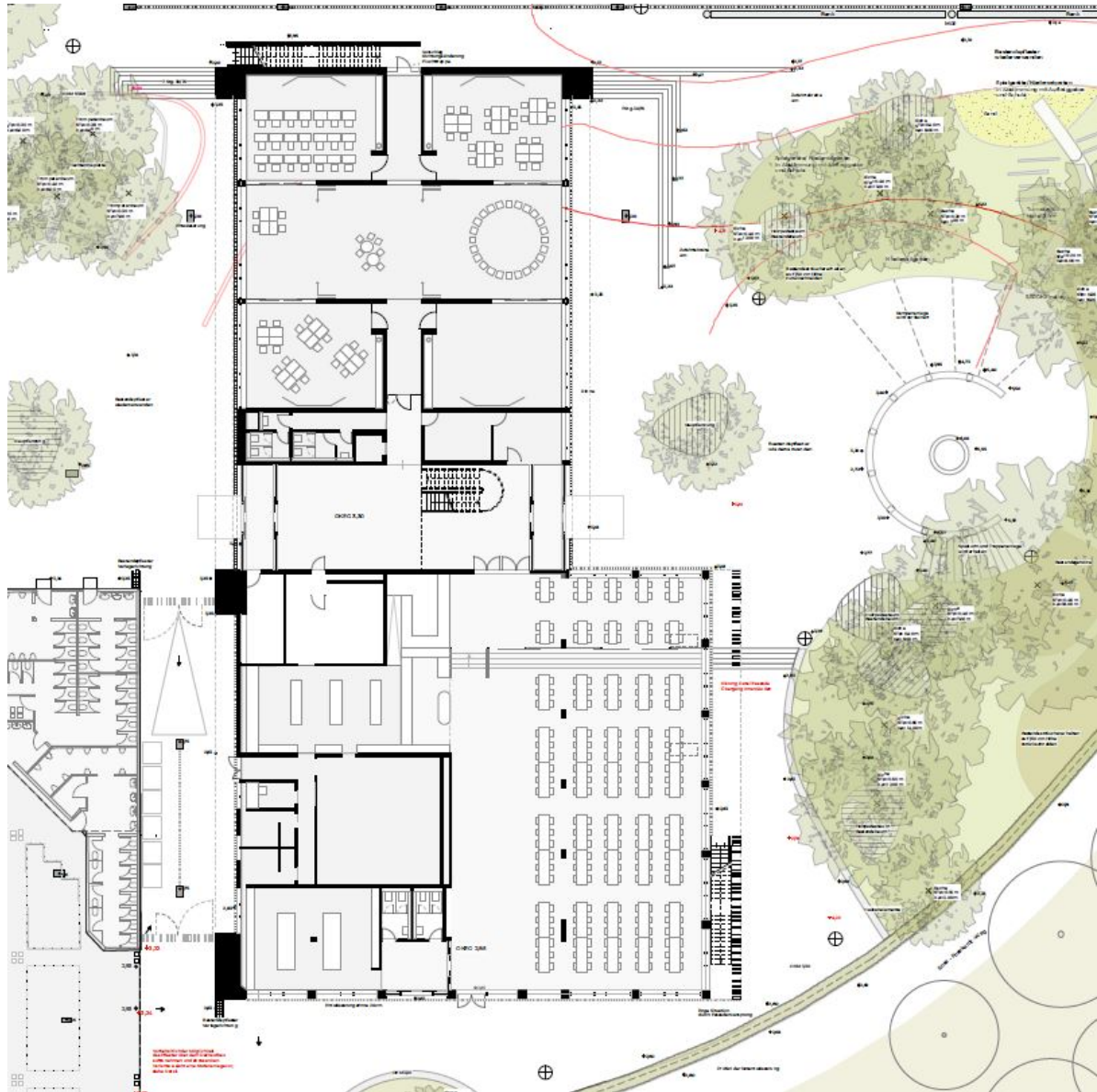


Abbildung 2.4: Lageplan Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa

2.1 Gebäudedaten

Tabelle 2.1: Gebäudedaten - Stadt Münster - Amt für Immobilienmanagement

Adresse:	Von-Humboldt-Straße 14, 48159 Münster
Bundesland:	Nordrhein-Westfalen
Gebäudetyp:	Nichtwohngebäude
Baujahr:	2019
Lage:	Freistehend
Nutzung:	Neubau einer 2-zügigen Grundschule mit Mensa
Bauweise:	Neubau
Vollgeschosse:	2

2.2 Ansicht

Gebäudefoto/ Ansicht

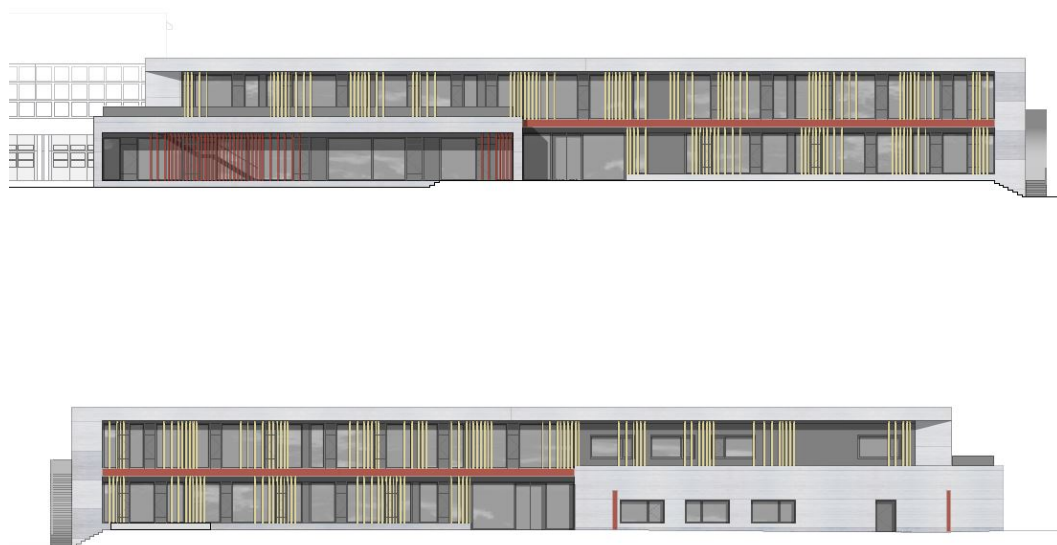


Abbildung 2.5: Ansicht des Neubaus am Schulzentrum Kinderhaus

Anhand der zur Verfügung gestellten Grundrisse wurde ein 3D-Modell erzeugt, welches nachfolgend dargestellt ist.

3D-Modell

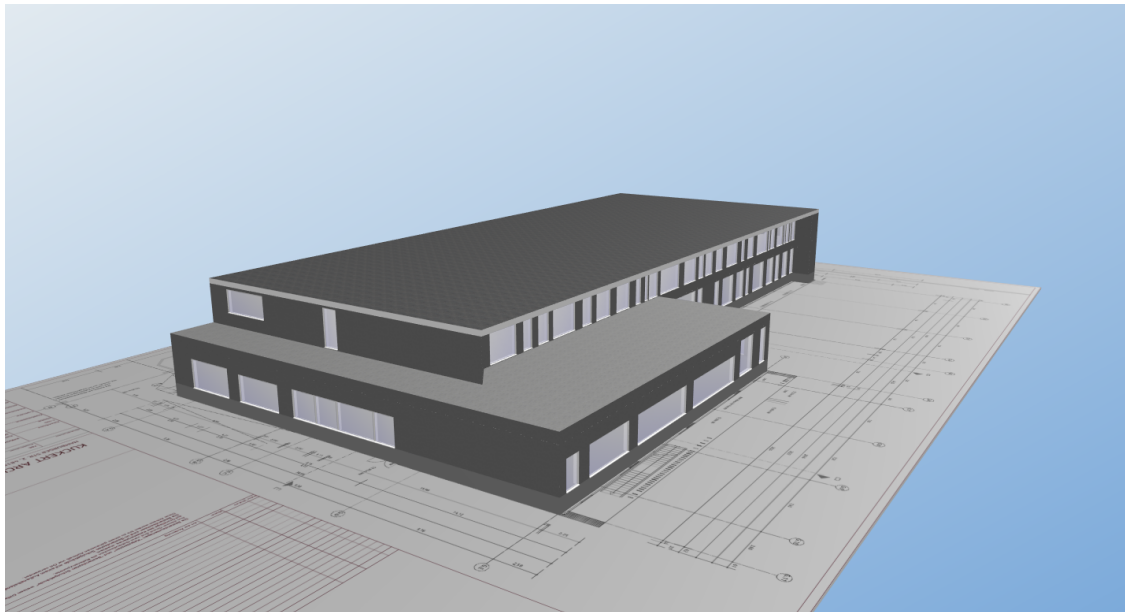


Abbildung 2.6: 3D-Modell Neubau Grundschule

2.3 Gemessener Energieverbrauch

Der Energieverbrauch ist die Energiemenge, die tatsächlich verbraucht wurde. Der tatsächliche Energieverbrauch eines Gebäudes ist sehr stark vom Nutzerverhalten der Beschäftigten abhängig. So haben die Nutzungsdauer, das Lüftungsverhalten, die Raumtemperaturen und Anzahl bzw. Größe der beheizten Räume einen wesentlichen Einfluss. Für die Berechnung der PV-Anlage in diesem Bericht wurden Lastgänge der Jahre 2017 und 2018 zur Verfügung gestellt. Die Stromverbräuche ähneln sich in beiden Jahren sehr.

In der folgenden Tabelle sind die Stromverbräuche der beiden aufeinander folgenden Jahren für das Schulzentrum aufgeführt.

Tabelle 2.2: Energieverbrauch - Stadt Münster - Amt für Immobilienmanagement

Energieerzeuger	Heizperiode	Energiebezug [kWh]
Strom	2017	338.374
	2018	336.418

Die nachfolgende Abbildung 2.7 zeigt den Stromverbrauch über das Jahr 2018. Aus dem viertelstündlichen Stromverbrauch in kWh wurde der Lastgang in kW berechnet. Dieser wurde für die Simulation verwendet.

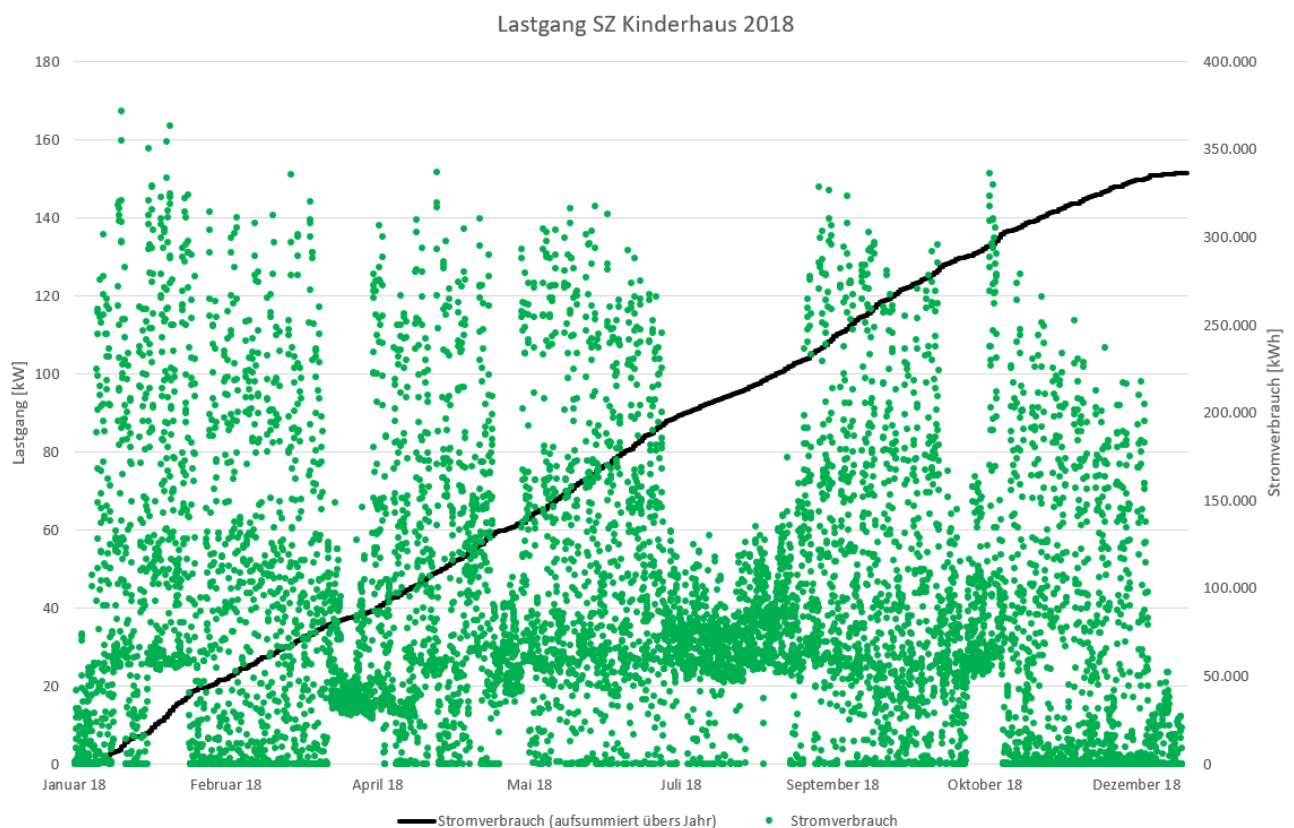


Abbildung 2.7: Lastgang Münster

2.4 Standort/-Klimadaten

Für die Gebäudesimulation wurden Klimadaten des Standorts Münster berücksichtigt. Diese Daten basieren auf den Meteorologiedaten 2015, welche in der verwendeten Software hinterlegt wurden. Folgende Klimadaten wurden berücksichtigt.

Tabelle 2.3: Klimadaten Münster

Niedrigste Außentemperatur	-8,8 °C
Mittlere Außentemperatur	10,5 °C
Höchste Außentemperatur	32,7 °C
Größte Einstrahlung	919 W/m ²
Durchschnittliche Einstrahlung	111 W/m ²
Gesamte Einstrahlung	971 kWh/m ² a

Die Temperatur- und Globalstrahlungsverläufe sind nachfolgend dargestellt.

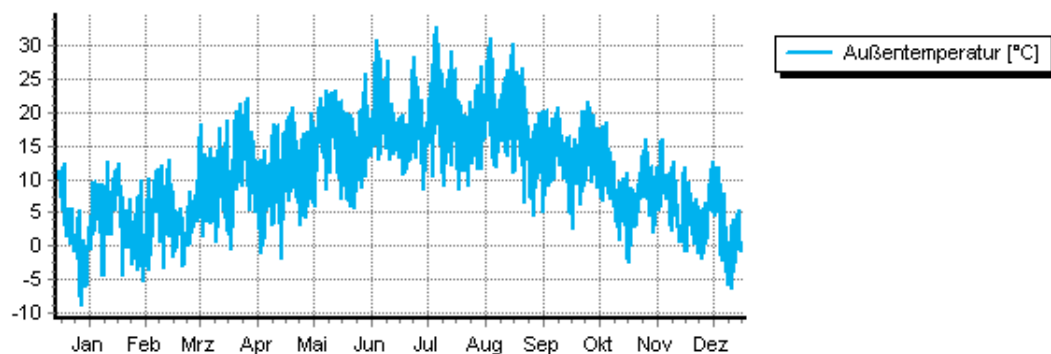


Abbildung 2.8: Temperaturverlauf Münster

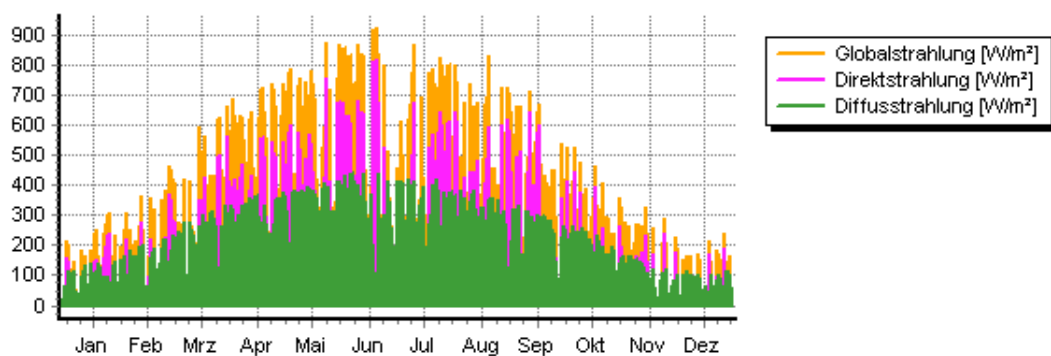


Abbildung 2.9: Globalstrahlung Münster

2.5 Bedarfsprofile

Für die Ausarbeitung und die Simulation wurden reale Lastgänge zur Verfügung gestellt wurden. Aus diesem Grund wurden keine weiteren Bedarfsprofile angelegt oder in der Software hinterlegte Bedarfsprofile verwendet.

3 PV-Simulation

Mithilfe einer Photovoltaik-Anlage, kann der Strombezug aus dem Netz verringert werden, indem der selbst erzeugte Strom verbraucht wird. Im Rahmen dieser Ausarbeitung sollen verschiedene Möglichkeiten zur Nutzung von Solarenergie mit Hilfe von Photovoltaikanlagen simuliert werden. Dazu werden drei Varianten von PV-Anlagen ausgelegt. Die Simulation erfolgte mit dem Programm: PV-Simulation 4.0.11.18 der Hottgenroth Software GmbH & Co. KG

Tabelle 3.1: Maßnahmenübersicht

Variante	Maßnahme	Beschreibung
1	Installation einer PV-Anlage mit Südausrichtung (30° Modulneigung, 78,6 kWp)	Auf der Dachfläche werden 262 Photovoltaikmodule (Modulfläche von insgesamt 453,26 m ²) und einer Nennleistung von je 300 Wp und einer PV-Neigung von 30° simuliert.
2	Installation einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung (15° Modulneigung, 99,6 kWp)	Auf der Dachfläche werden 332 Photovoltaikmodule (Modulfläche von insgesamt 574,36 m ²) und einer Nennleistung von je 300 Wp und einer PV-Neigung von 15° simuliert. Dabei sind jeweils 166 nach Osten bzw. Westen ausgerichtet
3	Installation einer PV-Anlage mit Südausrichtung (15° Modulneigung, 78,6 kWp)	Auf der Dachfläche werden 262 Photovoltaikmodule (Modulfläche von insgesamt 453,26 m ²) und einer Nennleistung von je 300 Wp und einer PV-Neigung von 15° simuliert. Im Gegensatz zur Variante 1 werden die Module bei dieser Variante über die lange Querseite aufgeständert.

3.1 Einzelne Simulationsvarianten

3.1.1 Variante 1: Installation einer Photovoltaikanlage mit Südausrichtung auf dem Dach des Neubaus (78,6 kWp)

Variantenbeschreibung

Bei der ersten Variante wurde eine Anlage mit insgesamt 78,6 kWp unter Berücksichtigung der klimatischen und topographischen Bedingungen der Stadt Münster simuliert. Dabei wurde ein zur Verfügung gestellter Lastgang aus dem Jahr 2018 hinterlegt, um den Eigenstromverbrauch zu ermitteln.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Anlage auf dem Neubau am Schulzentrum Kinderhaus.

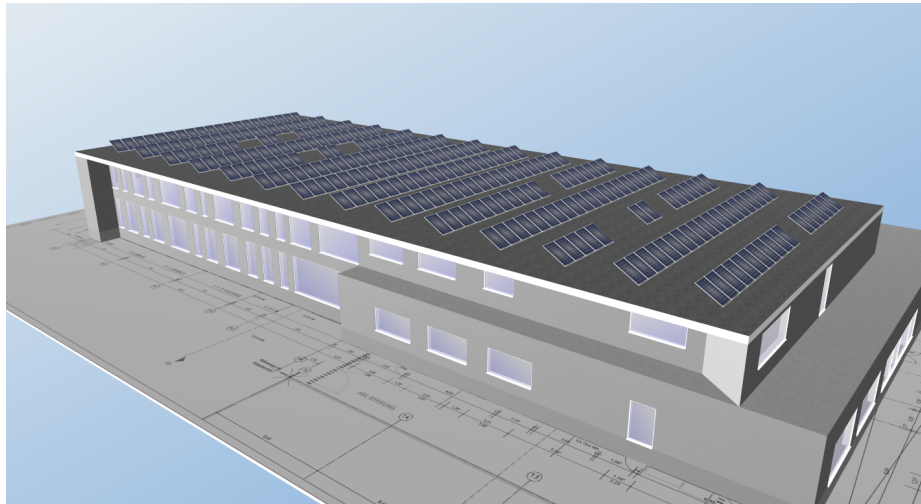


Abbildung 3.1: Photovoltaik-Variante mit $78,6 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)

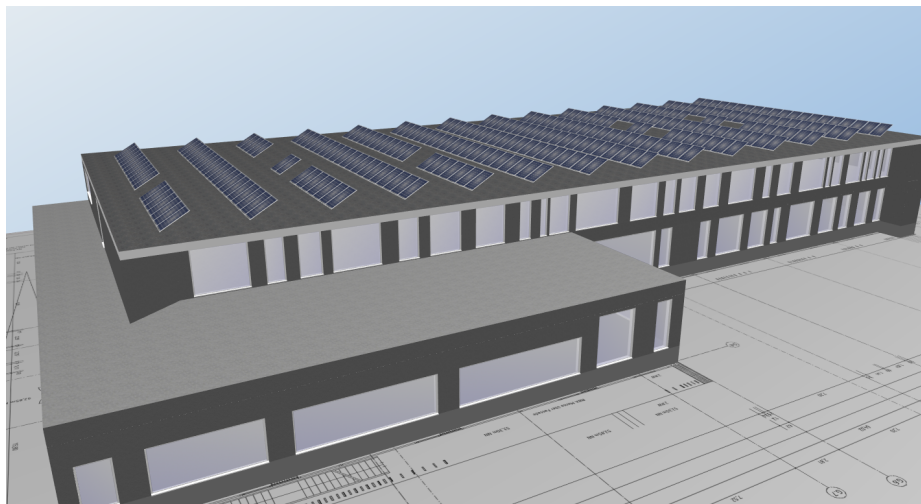


Abbildung 3.2: Photovoltaik-Variante mit $78,6 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Draufsicht der Variante 1.

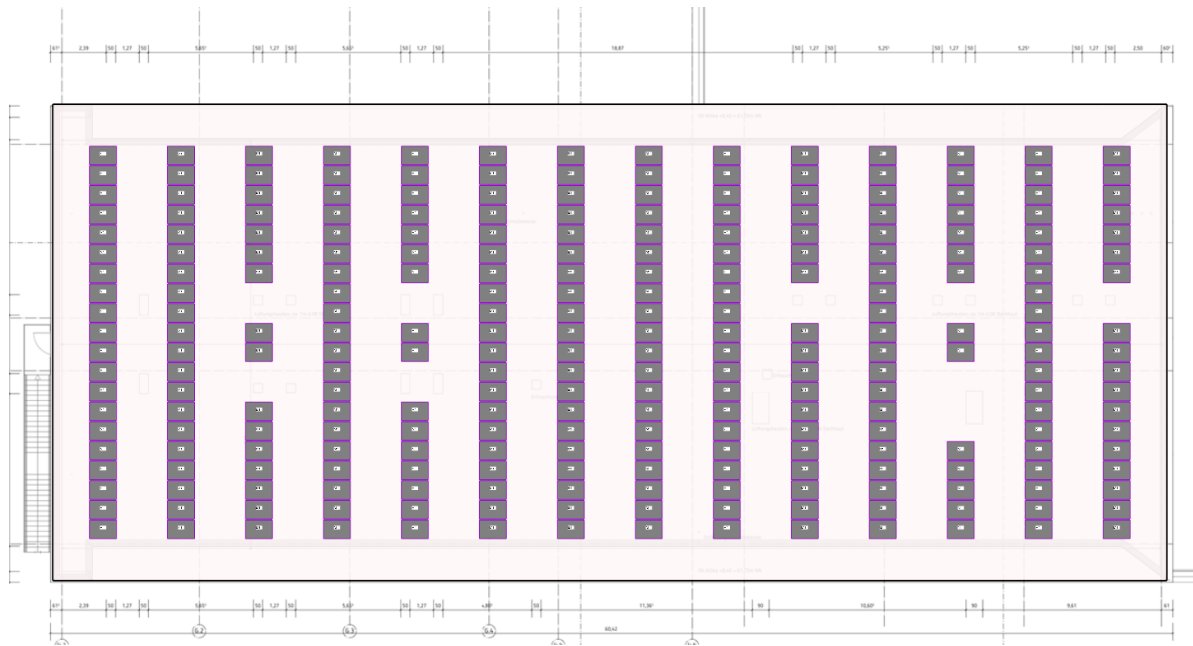


Abbildung 3.3: Draufsicht (Südausrichtung)

Im Folgenden sind die technischen Daten der Anlage dargestellt:

Technische Anlagendaten

- PV-Modulfeld
 - Modulanzahl: 262 Module
 - elektrische Spitzenleistung: 78,6 kW
 - Fläche: 453,26 m²
 - Modulneigung: 30°
 - Feldausrichtung: 180° (Süden)
 - Nachführung: fixiert
 - Hinterlüftung: gut
 - Windeinfall: 30%
- Verluste
 - Verschattung/Verschmutzung: 1%
 - Schädigung: 1%
- Kabelverluste auf der DC-Seite
 - einfache Kabellänge: 100 m
 - Leitungsquerschnitt: 2,5 mm²
 - Leitermaterial: Kupfer
 - Kabelwiderstand: 0,67 Ohm
 - Verlustleistung: 124,2 W
 - rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung: 0,16%

- Gewähltes PV-Modul
 - Zelltyp: Monocrystalline Si
 - Nennleistung (STC): 300 W
 - Wirkungsgrad (STC): 17,33%
 - MPP-Spannung (STC): 31,2 V
 - MPP-Strom (STC): 9,62 A
 - Leerlaufspannung (STC): 39,4 V
 - Kurzschlussstrom (STC): 9,97 A
 - Max. Systemspannung: 1000V
 - Länge: 1,704 m
 - Breite: 1.016 m
 - Fläche: 1,3 m²
 - Temperaturkoeffizient der Leistung: -0,4%/K
 - Temperaturkoeffizient der Spannung: -0,4%/K
 - Temperaturkoeffizient des Stroms: 0,05%/K
- Ertrag
 - spezifischer Ertrag (Anlage): 920,3 kWh/kWp/a
 - Performance Ratio: 82,3%
 - CO₂-Einsparung: 35.370 kg
 - Eigenverbrauchsanteil: 90,6%
 - Selbstversorgeranteil: 19,5%

Die jährliche PV-Stromproduktion beträgt 72.332 kWh (siehe nachfolgende Abbildung). Der Eigenverbrauchsanteil beträgt ca. 90,6%. Dieser Wert beschreibt, wieviel des erzeugten Stroms selbst verbraucht wird. Der Rest wird gegen eine Vergütung in das Stromnetz gespeist. Berechnet wurde dies mithilfe eines elektrischen Lastgangs. Der Selbstversorger- bzw. Autarkieanteil beträgt 19,5%. Dieser Wert beschreibt, wieviel von dem gesamten Energiebedarf des Gebäudes (im Jahr 2018: 336.417 kWh) über die PV-Anlage gedeckt werden kann. In den Grafiken ist zusätzlich der Reiter Batterie aufgeführt. Ein Stromspeicher wurde bei dieser Simulation allerdings nicht verwendet, weshalb der Wert Null beträgt.

Bei der Simulation wurde eine Vollbelegung angenommen. Um zu überprüfen, ob das Dach das Gewicht der Anlage tragen kann, müsste eine Berechnung der Statik durchgeführt werden.

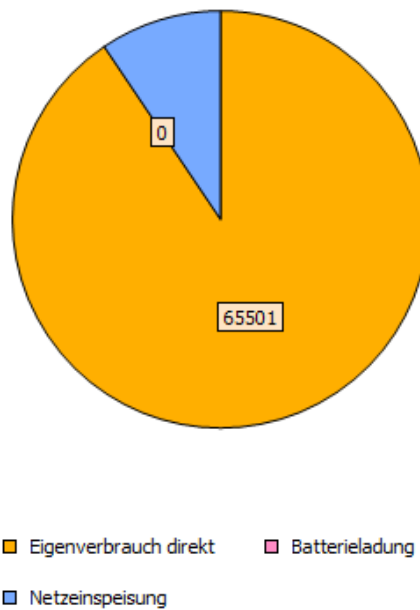


Abbildung 3.4: Verbrauch des PV-Stroms Variante 1

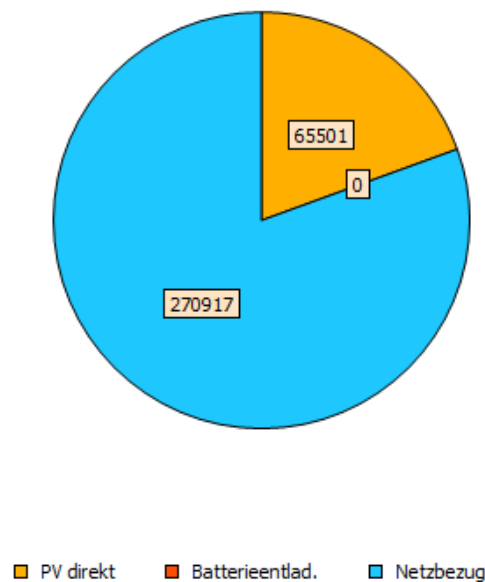


Abbildung 3.5: Strombedarfsdeckung Variante 1

Wie in den unteren Abbildungen deutlich wird, deckt die Photovoltaik-Anlage einen Teil des Strombedarfs der Schule (ca. 19,5 %). Nachfolgend sind verschiedene Ergebnisse der Simulation dargestellt. Die gelben Balken stellen die PV- Lastdeckung durch die PV-Anlage dar und die blauen das Lastprofil, welches sich aus dem vorhandenen Lastprofil ergibt. Zusätzlich wurde der Netzbezug ermittelt (hellblaue Balken).

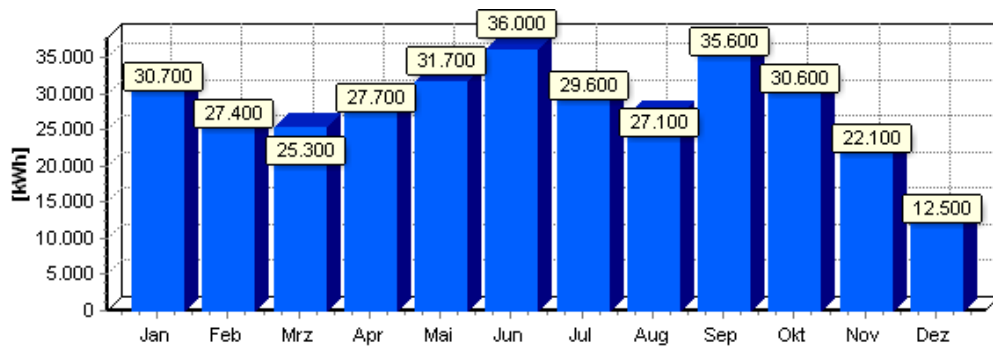


Abbildung 3.6: Lastprofil Variante 1

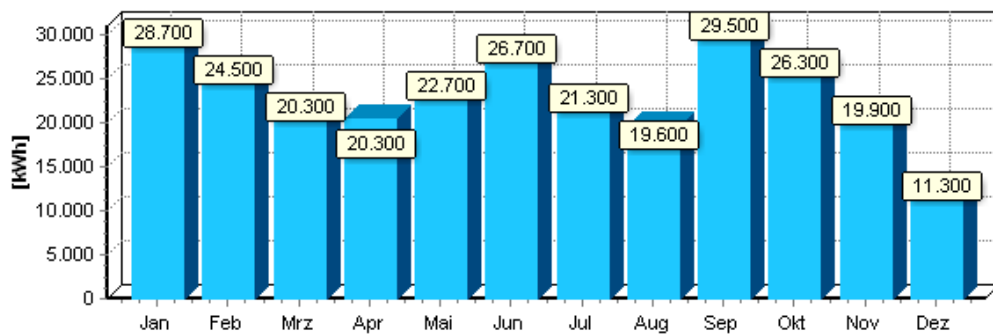


Abbildung 3.7: Netzbezug Variante 1

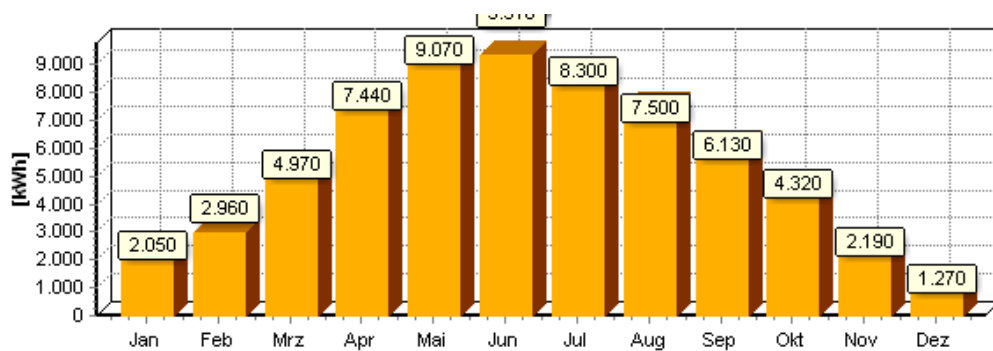


Abbildung 3.8: PV-Lastdeckung Variante 1

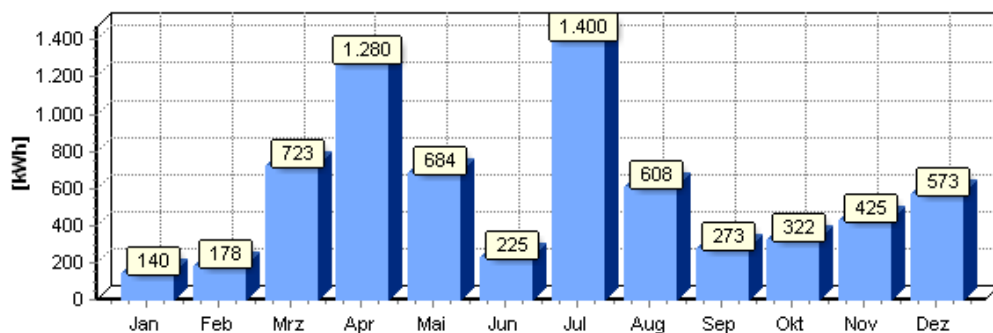


Abbildung 3.9: PV-Netzeinspeisung Variante 1

3.1.2 Variante 2: Installation einer Photovoltaikanlage mit Ost-Westausrichtung auf dem Dach des Neubaus (99,6 kWp)

Variantenbeschreibung

Bei der zweiten Variante wurde eine Anlage mit insgesamt 99,6 kWp unter Berücksichtigung der klimatischen und topographischen Bedingungen der Stadt Münster simuliert. Dabei wurde ein zur Verfügung gestellter Lastgang aus dem Jahr 2018 hinterlegt, um den Eigenstromverbrauch zu ermitteln. Im Gegensatz zur ersten Variante wurde bei dieser Variante eine Ost-Westausrichtung untersucht. Dabei wurden insgesamt 332 PV-Module berücksichtigt, von denen jeweils 166 nach Osten bzw. Westen ausgerichtet waren. Die Neigung der Module wurde zudem auf 15° reduziert.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Anlage auf dem Neubau am Schulzentrum Kinderhaus.

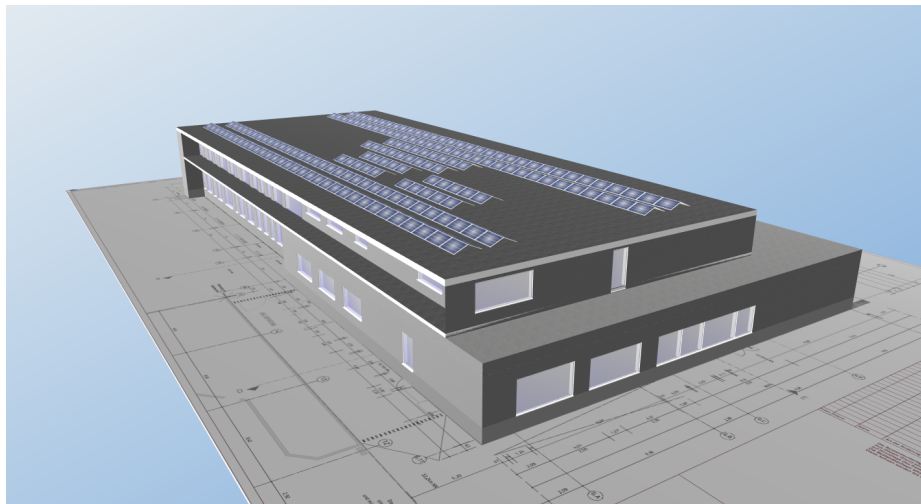


Abbildung 3.10: Photovoltaik-Variante mit $99,6 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auf dem Dach des Neubaus (Ost-/Westausrichtung)

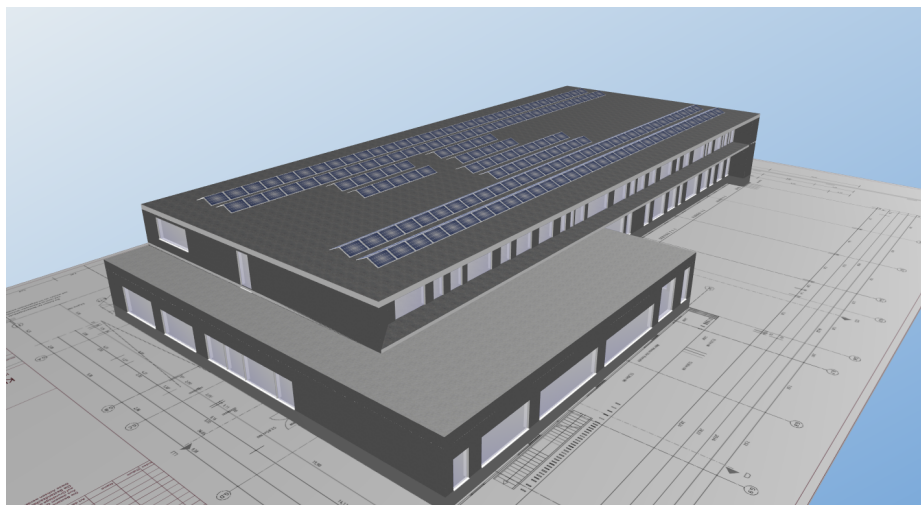


Abbildung 3.11: Photovoltaik-Variante mit $99,6 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auf dem Dach des Neubaus (Ost-/Westausrichtung)

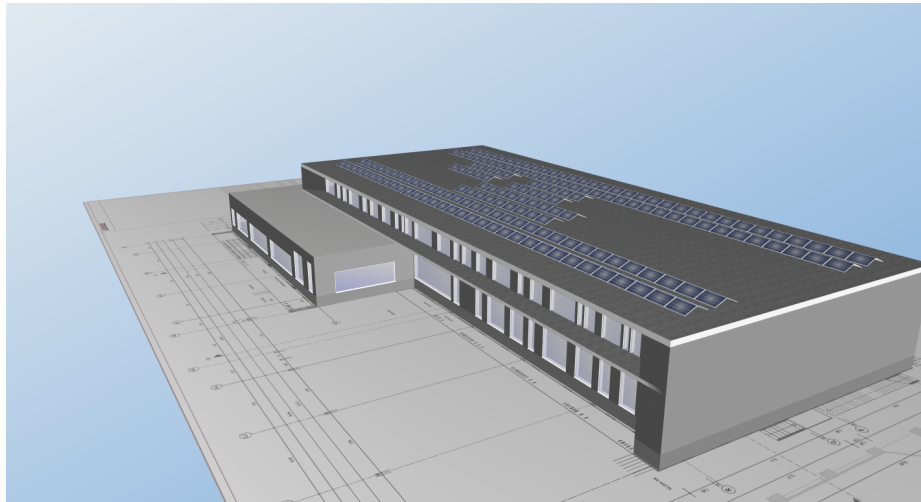


Abbildung 3.12: Photovoltaik-Variante mit 99,6 kW_{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Ost-/Westausrichtung)

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Draufsicht der Variante 1.

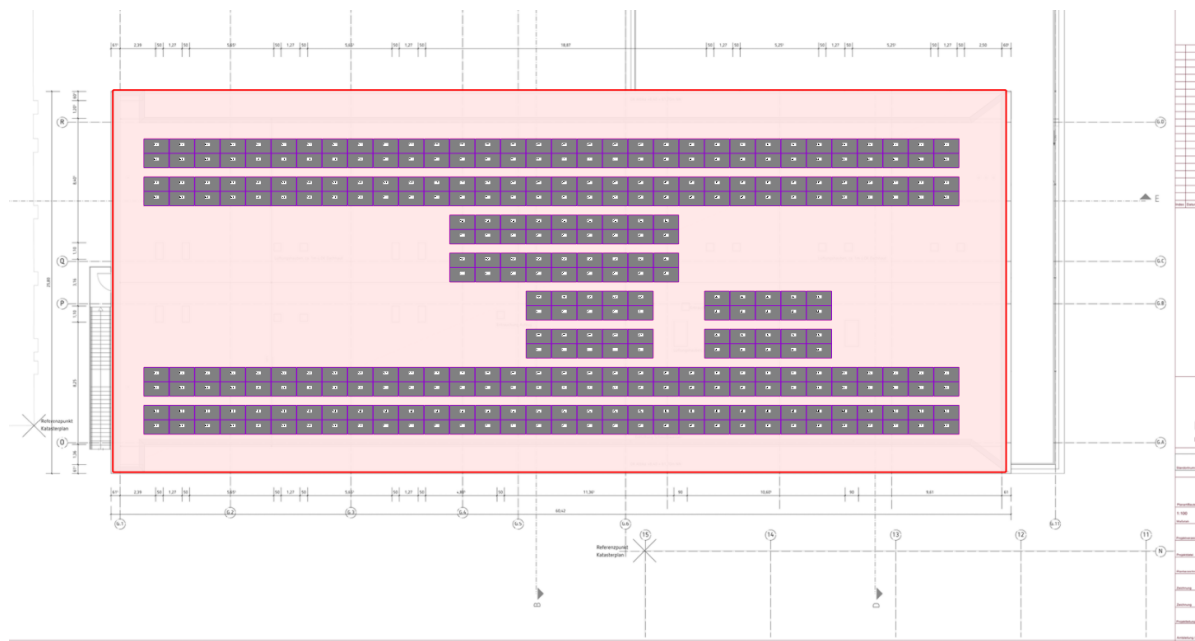


Abbildung 3.13: Draufsicht (Ost-/Westausrichtung)

Im Folgenden sind die technischen Daten der Anlage dargestellt:

Technische Anlagendaten

- PV-Modulfeld 1
 - Modulanzahl: 166 Module
 - elektrische Spitzenleistung: 49,8 kW
 - Fläche: 287,18 m²
 - Modulneigung: 15°

- Feldausrichtung: 90° (Osten)
- Nachführung: fixiert
- Hinterlüftung: gut
- Windeinfall: 30%
- Verluste Modulfeld 1
 - Verschattung/Verschmutzung: 1%
 - Schädigung: 1%
- Kabelverluste auf der DC-Seite Modulfeld 1
 - einfache Kabellänge: 50 m
 - Leitungsquerschnitt: 2,5 mm²
 - Leitermaterial: Kupfer
 - Kabelwiderstand: 0,34 Ohm
 - Verlustleistung: 62,1 W
 - rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung: 0,12%
- PV-Modulfeld 2
 - Modulanzahl: 166 Module
 - elektrische Spitzenleistung: 49,8 kW
 - Fläche: 287,18 m²
 - Modulneigung: 15°
 - Feldausrichtung: 270° (Osten)
 - Nachführung: fixiert
 - Hinterlüftung: gut
 - Windeinfall: 30%
- Verluste Modulfeld 2
 - Verschattung/Verschmutzung: 1%
 - Schädigung: 1%
- Kabelverluste auf der DC-Seite Modulfeld 2
 - einfache Kabellänge: 50 m
 - Leitungsquerschnitt: 2,5 mm²
 - Leitermaterial: Kupfer
 - Kabelwiderstand: 0,34 Ohm
 - Verlustleistung: 62,1 W
 - rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung: 0,12%
- Gewähltes PV-Modul
 - Zelltyp: Monocrystalline Si
 - Nennleistung (STC): 300 W

- Wirkungsgrad (STC): 17,33%
- MPP-Spannung (STC): 31,2 V
- MPP-Strom (STC): 9,62 A
- Leerlaufspannung (STC): 39,4 V
- Kurzschlussstrom (STC): 9,97 A
- Max. Systemspannung: 1000V
- Länge: 1,704 m
- Breite: 1.016 m
- Fläche: 1,3 m²
- Temperaturkoeffizient der Leistung: -0,4%/K
- Temperaturkoeffizient der Spannung: -0,4%/K
- Temperaturkoeffizient des Stroms: 0,05%/K
- Ertrag
 - spezifischer Ertrag (Anlage): 785,2 kWh/kWp/a
 - Performance Ratio: 82,2%
 - CO₂-Einsparung: 38.242 kg
 - Eigenverbrauchsanteil: 91,2%
 - Selbstversorgeranteil: 21,2%

Die jährliche PV-Stromproduktion beträgt 78.204 kWh (siehe nachfolgende Abbildung). Der Eigenverbrauchsanteil beträgt ca. 91,2%. Dieser Wert beschreibt, wieviel des erzeugten Stroms selbst verbraucht wird. Der Rest wird gegen eine Vergütung in das Stromnetz gespeist. Berechnet wurde dies mithilfe eines elektrischen Lastgangs. Der Selbstversorger- bzw. Autarkieanteil beträgt 21,2%. Dieser Wert beschreibt, wieviel von dem gesamten Energiebedarf des Gebäudes (im Jahr 2018: 336.417 kWh) über die PV-Anlage gedeckt werden kann. In den Grafiken ist zusätzlich der Reiter Batterie aufgeführt. Ein Stromspeicher wurde bei dieser Simulation allerdings nicht verwendet, weshalb der Wert Null beträgt.

Bei der Simulation wurde eine Vollbelegung angenommen. Die maximale Anlagengröße würde grundsätzlich bei einer Ost-West Ausrichtung ca. 140 kWp betragen. Da bei dieser Anlagengröße eine Direktvermarktung notwendig wäre, wurde die Größe auf unter 100 kWp verkleinert. Um zu überprüfen, ob das Dach das Gewicht der Anlage tragen kann, müsste eine Berechnung der Statik durchgeführt werden.

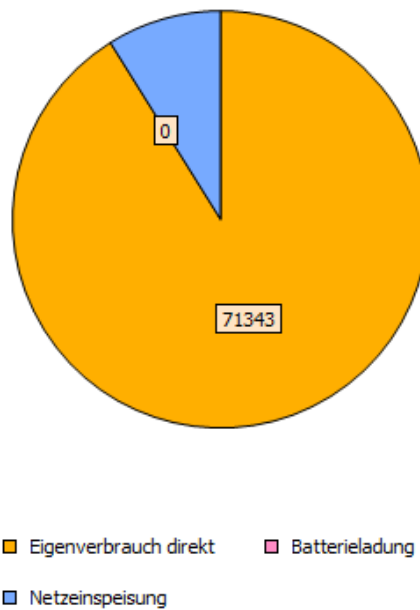


Abbildung 3.14: Verbrauch des PV-Stroms Variante 2

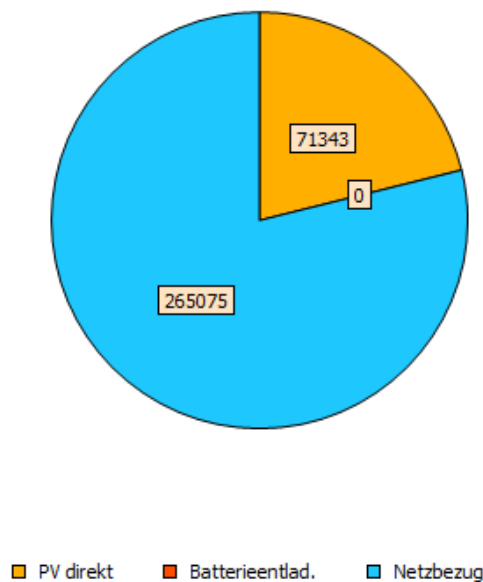


Abbildung 3.15: Strombedarfsdeckung Variante 2

Wie in den unteren Abbildungen deutlich wird, deckt die Photovoltaik-Anlage einen Teil des Strombedarfs der Schule (ca. 21,2 %). Nachfolgend sind verschiedene Ergebnisse der Simulation dargestellt. Die gelben Balken stellen die PV- Lastdeckung durch die PV-Anlage dar und die blauen das Lastprofil, welches sich aus dem vorhandenen Lastprofil ergibt. Dieses ist identisch mit der Grafik der Variante 1, da es sich um den gleichen Lastgang der Schule handelt. Zusätzlich wurde der Netzbezug ermittelt (hellblaue Balken).

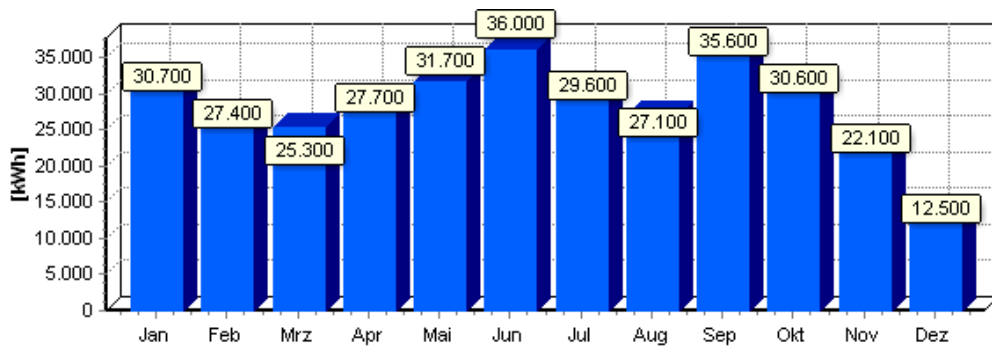


Abbildung 3.16: Lastprofil Variante 2

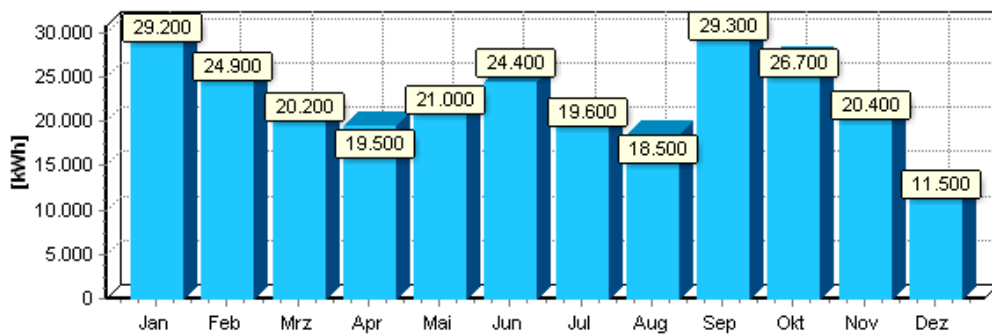


Abbildung 3.17: Netzbezug Variante 2

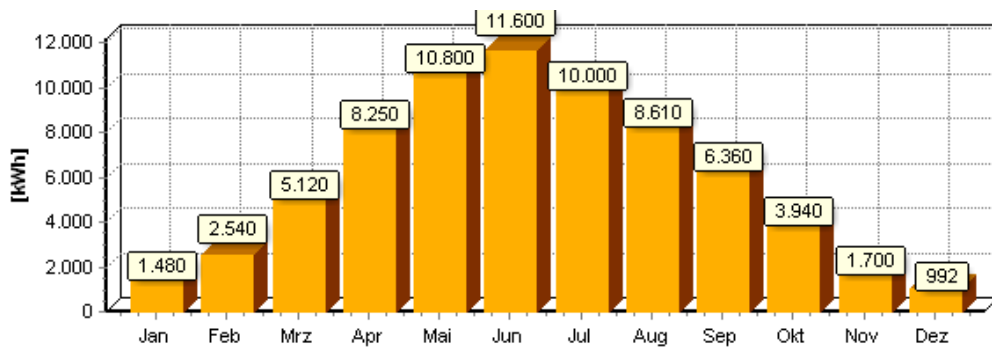


Abbildung 3.18: PV-Lastdeckung Variante 2

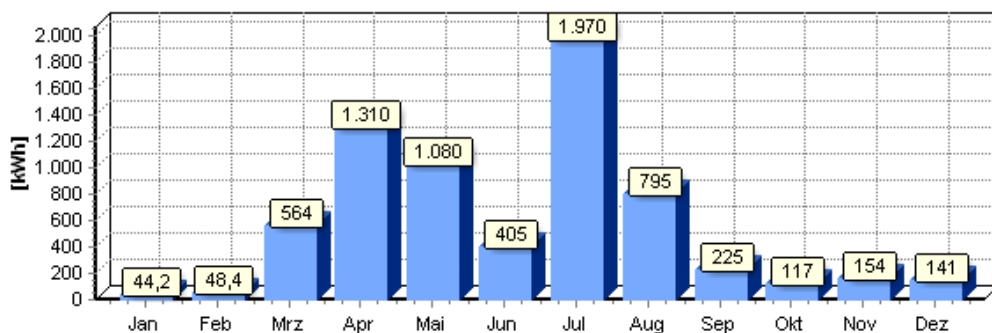


Abbildung 3.19: PV-Netzeinspeisung Variante 2

3.1.3 Variante 3: Installation einer Photovoltaikanlage mit Südausrichtung mit geringerer Modulneigung und Queraufständerung auf dem Dach des Neubaus (78,6 kWp)

Variantenbeschreibung

Bei der dritten Variante wurde eine Anlage mit insgesamt 78,6 kWp unter Berücksichtigung der klimatischen und topographischen Bedingungen der Stadt Münster simuliert. Dabei wurde ein zur Verfügung gestellter Lastgang aus dem Jahr 2018 hinterlegt, um den Eigenstromverbrauch zu ermitteln. Ein Unterschied gegenüber der Variante 1 ist, dass hierbei eine Modulneigung von 15° gewählt wurde. Zusätzlich wurde entgegen der ersten Variante eine Aufständerung über die längere PV-Modulseite (Queraufstellung) gewählt. Dies ist darin begründet, dass die Höhe der Oberkante der PV-Anlage über der obersten Dachhaut durch die Aufstellung auf der längeren Seite und der geringeren Neigung nur etwa 0,26 m statt 0,85 m beträgt. Des Weiteren kann das Ständerwerk kleiner dimensioniert werden, wodurch Kosten und Gewicht reduziert werden können sowie geringere Windlasten auf die Anlage wirken. Ein weiterer Aspekt ist, dass bei horizontaler Verschaltung der einzelnen Zellen ein von unten (z.B. Dachkante oder vorliegende Modulreihe) oder oben kommender Schattenwurf nicht zu Leistungseinbußen in einer kompletten Zellenreihe führt. Der Effekt tritt allerdings nur bei sehr tiefstehender Wintersonne auf und hat grundsätzlich nur einen sehr geringen Einfluss auf den Gesamtertrag.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Anlage auf dem Neubau am Schulzentrum Kinderhaus.

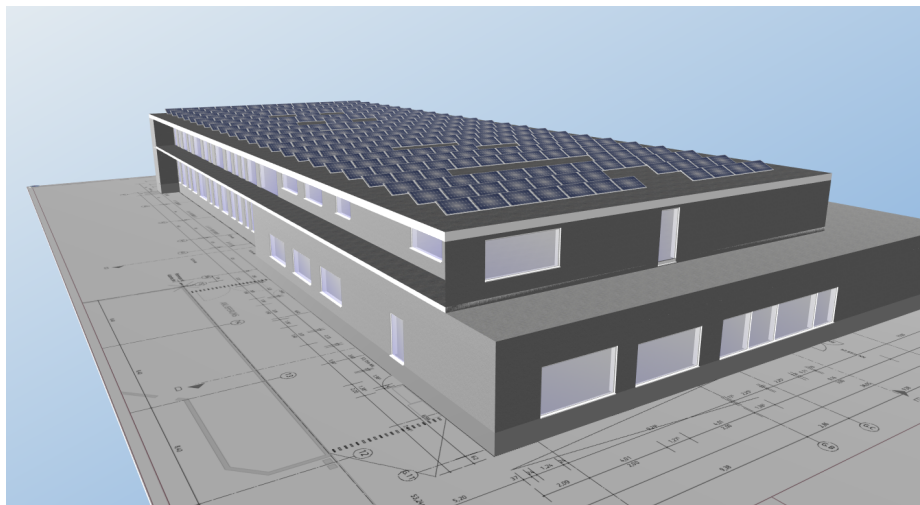


Abbildung 3.20: Photovoltaik-Variante mit $78,6 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)

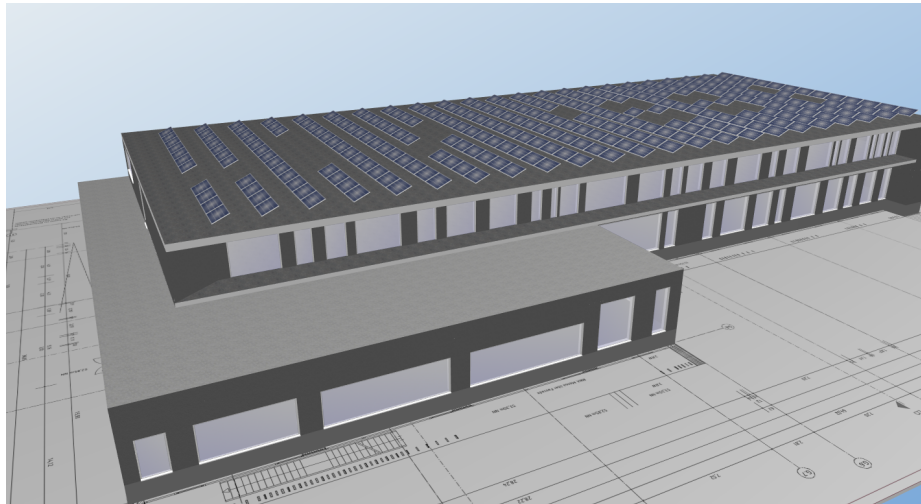


Abbildung 3.21: Photovoltaik-Variante mit 78,6 kW_{Peak} auf dem Dach des Neubaus (Südausrichtung)

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Draufsicht der Variante 3.

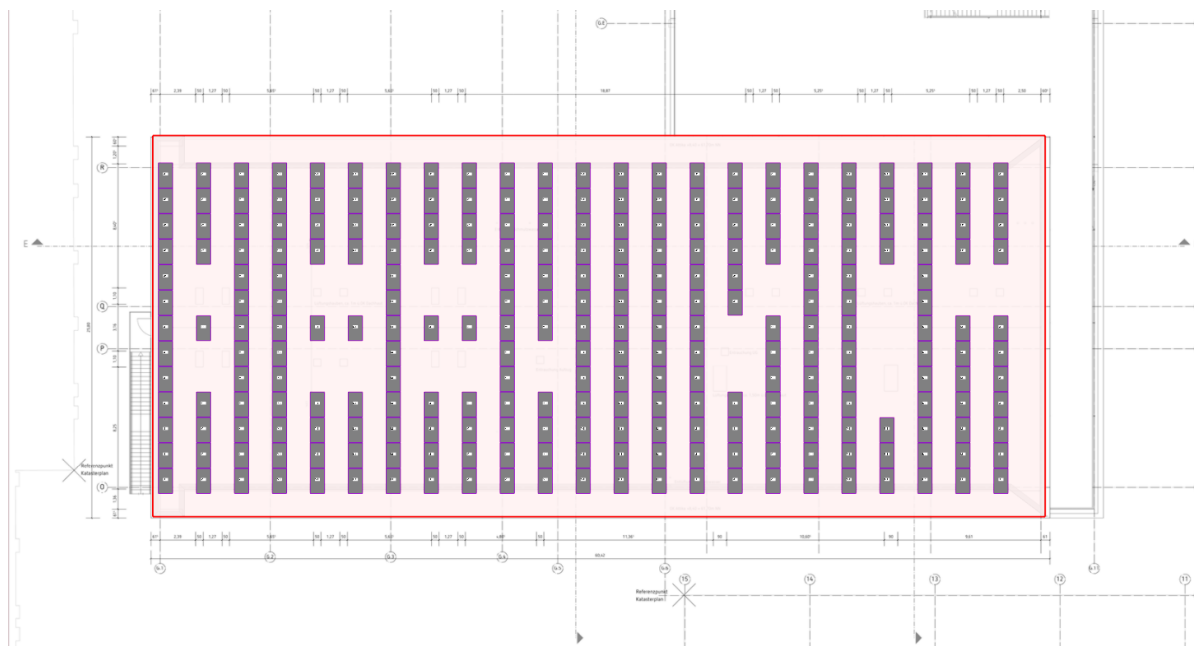


Abbildung 3.22: Draufsicht (Südausrichtung)

Im Folgenden sind die technischen Daten der Anlage dargestellt:

Technische Anlagendaten

- PV-Modulfeld
 - Modulanzahl: 262 Module
 - elektrische Spitzenleistung: 78,6 kW
 - Fläche: 453,26 m²
 - Modulneigung: 15°
 - Feldausrichtung: 180° (Süden)

- Nachführung: fixiert
- Hinterlüftung: gut
- Windeinfall: 30%
- Verluste
 - Verschattung/Verschmutzung: 1%
 - Schädigung: 1%
- Kabelverluste auf der DC-Seite
 - einfache Kabellänge: 100 m
 - Leitungsquerschnitt: 2,5 mm²
 - Leitermaterial: Kupfer
 - Kabelwiderstand: 0,67 Ohm
 - Verlustleistung: 124,2 W
 - rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung: 0,16%
- Gewähltes PV-Modul
 - Zelltyp: Monocrystalline Si
 - Nennleistung (STC): 300 W
 - Wirkungsgrad (STC): 17,33%
 - MPP-Spannung (STC): 31,2 V
 - MPP-Strom (STC): 9,62 A
 - Leerlaufspannung (STC): 39,4 V
 - Kurzschlussstrom (STC): 9,97 A
 - Max. Systemspannung: 1000V
 - Länge: 1,704 m
 - Breite: 1.016 m
 - Fläche: 1,3 m²
 - Temperaturkoeffizient der Leistung: -0,4%/K
 - Temperaturkoeffizient der Spannung: -0,4%/K
 - Temperaturkoeffizient des Stroms: 0,05%/K
- Ertrag
 - spezifischer Ertrag (Anlage): 876,5 kWh/kWp/a
 - Performance Ratio: 82,0%
 - CO₂-Einsparung: 33.687 kg
 - Eigenverbrauchsanteil: 92,3%
 - Selbstversorgeranteil: 18,9%

Die jährliche PV-Stromproduktion beträgt 68.890 kWh (siehe nachfolgende Abbildung). Der Eigenverbrauchsanteil beträgt ca. 92,3%. Dieser Wert beschreibt, wieviel des erzeugten Stroms selbst verbraucht wird. Der Rest wird gegen eine Vergütung in das Stromnetz gespeist. Berechnet wurde dies

mithilfe eines elektrischen Lastgangs. Der Selbstversorger- bzw. Autarkieanteil beträgt 18,9%. Dieser Wert beschreibt, wieviel von dem gesamten Energiebedarf des Gebäudes (im Jahr 2018: 336.417 kWh) über die PV-Anlage gedeckt werden kann. In den Grafiken ist zusätzlich der Reiter Batterie aufgeführt. Ein Stromspeicher wurde bei dieser Simulation allerdings nicht verwendet, weshalb der Wert Null beträgt.

Bei der Simulation wurde eine Vollbelegung angenommen. Um zu überprüfen, ob das Dach das Gewicht der Anlage tragen kann, müsste eine Berechnung der Statik durchgeführt werden.

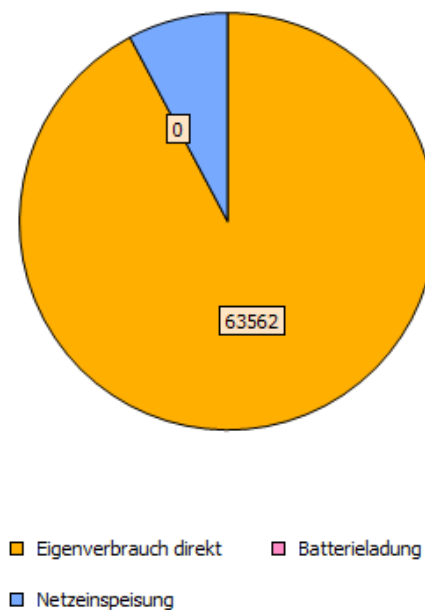


Abbildung 3.23: Verbrauch des PV-Stroms Variante 3

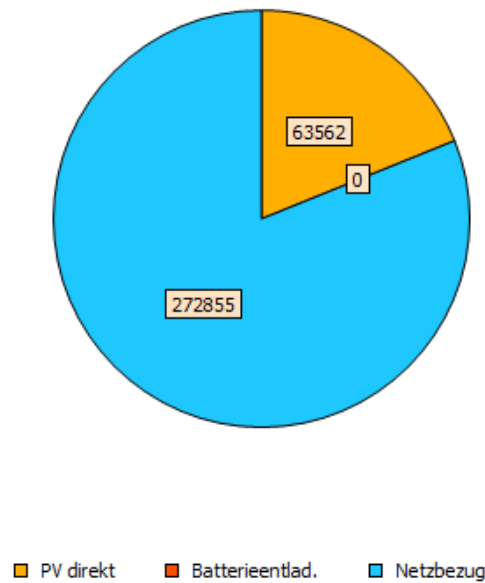


Abbildung 3.24: Strombedarfsdeckung Variante 3

Wie in den unteren Abbildungen deutlich wird, deckt die Photovoltaik-Anlage einen Teil des Strombedarfs der Schule (ca. 18,9 %). Nachfolgend sind verschiedene Ergebnisse der Simulation dargestellt. Die gelben Balken stellen die PV- Lastdeckung durch die PV-Anlage dar und die blauen das Lastprofil, welches sich aus dem vorhandenen Lastprofil ergibt. Zusätzlich wurde der Netzbezug ermittelt (hellblaue Balken).

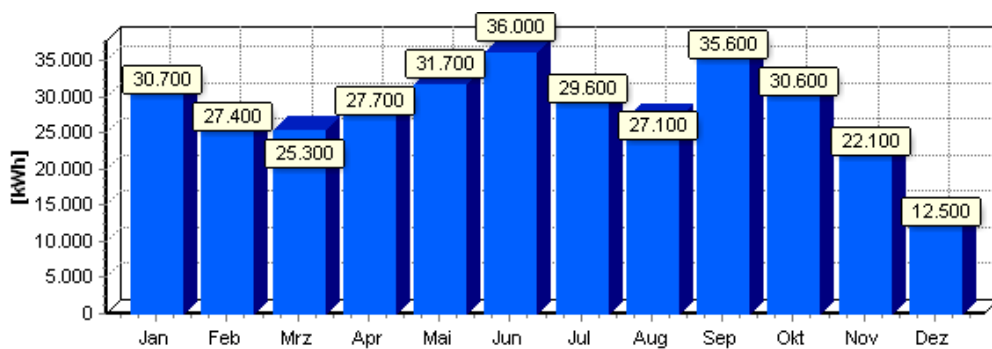


Abbildung 3.25: Lastprofil Variante 3

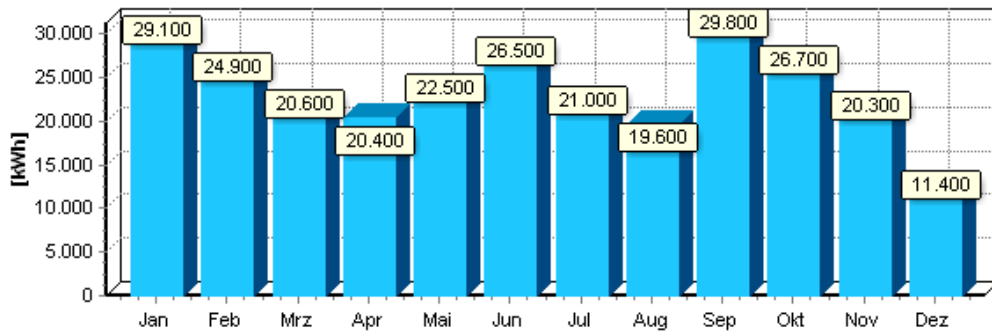


Abbildung 3.26: Netzbezug Variante 3

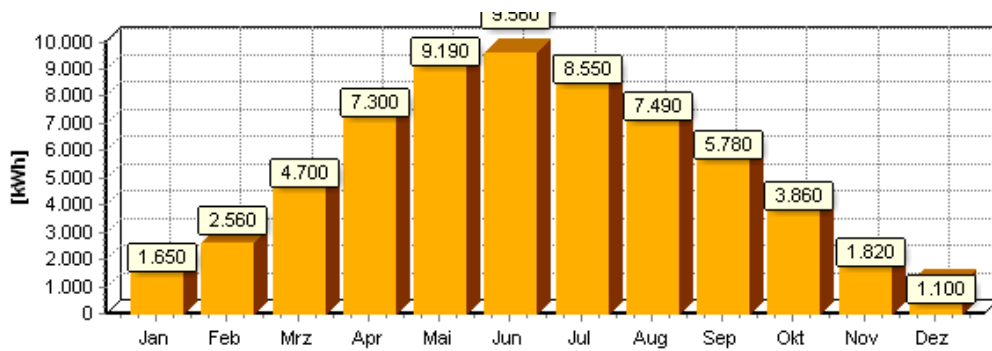


Abbildung 3.27: PV-Lastdeckung Variante 3

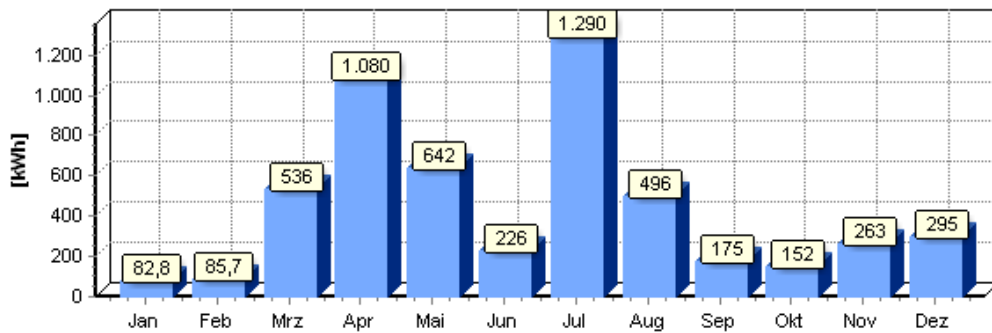


Abbildung 3.28: PV-Netzeinspeisung Variante 3

3.2 Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen

Unter Berücksichtigung der aktuellen Einspeisevergütungssätze sowie der aktuellen EEG-Umlage von 6,405 Ct/kWh (2019) von denen 40 % an EEG-Umlage auf selbst genutzten PV-Strom gezahlt werden müssen, werden zusammen mit den Energiebezugskosten für elektrische Energie aus dem Netz, die Amortisationszeiten der PV-Anlage über einen Zeitraum von 20 Jahren bestimmt. Dabei wird ein Arbeitspreis von 0,21 Euro/kWh für den Netzbezug elektrischer Energie und eine Preissteigerung von 1%/Jahr berücksichtigt. Für die Anlagen unter 100 kW wurde eine Einspeisevergütung von 8,5 Cent/kWh veranschlagt (Wert für April 2019). Bei den Investitionskosten werden 1.300 Euro pro kWp angenommen. Zusätzlich wurden Wartungskosten (1% der Investitionskosten/Jahr), Kosten für die Betriebsführung (250,- Euro/Jahr) sowie Kosten für die Versicherung (220,- Euro/Jahr) berücksichtigt.

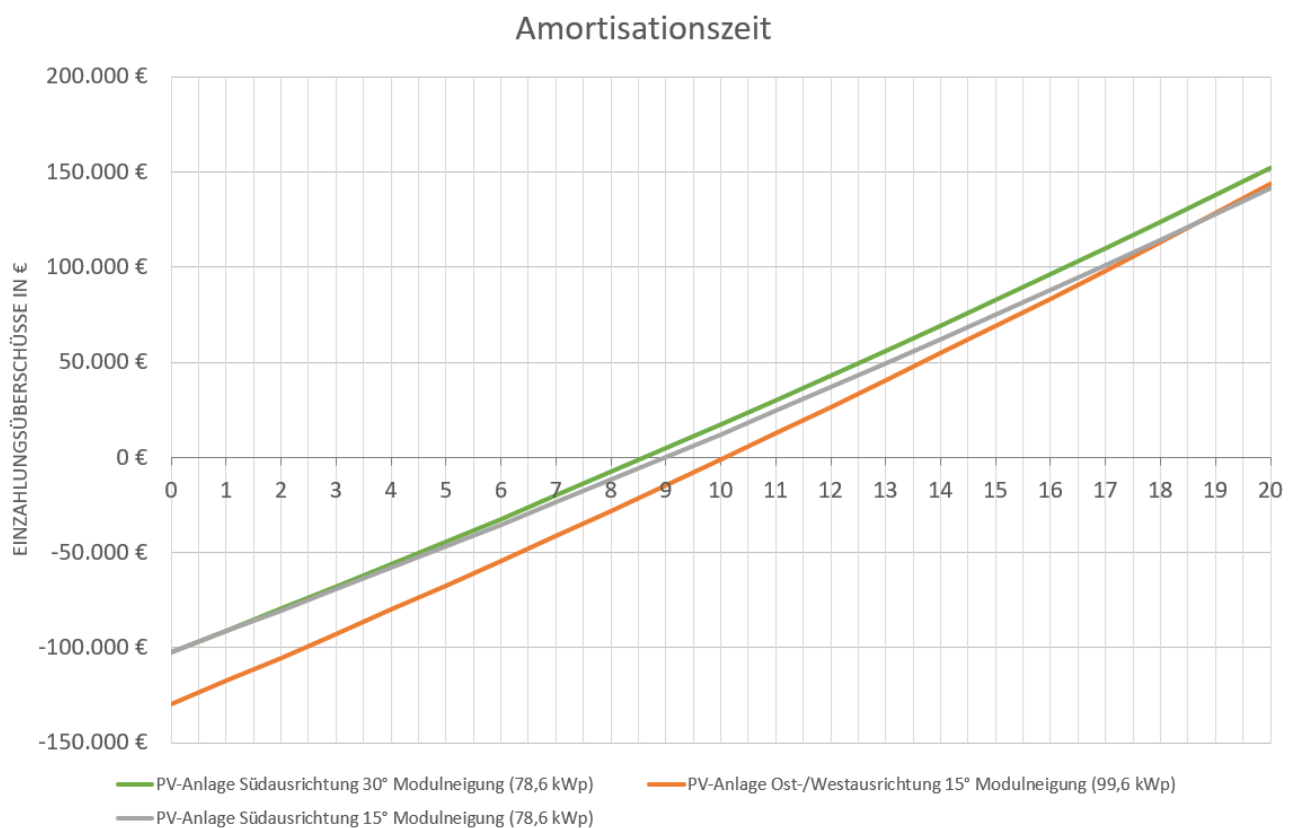


Abbildung 3.29: Amortisationszeit der PV-Anlagen

Gemäß der Ergebnisse der PV-Simulation beträgt der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage der Variante 1 bei einer Anlagengröße von 78,6 kWp circa 90,6 %. Die Anlage würde sich nach der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach 8,5 Jahren amortisieren. Bei der zweiten Variante wurde eine Anlagengröße von 99,6 kWp angenommen. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung ergibt bei einem Eigenverbrauchsanteil von 91,2% eine Amortisationszeit von ca. 10 Jahren. Die Anlagengröße der dritten Variante liegt wie bei der ersten Variante bei 78,6 kWp. Durch die geringere Modulneigung ist der Ertrag grundsätzlich etwas geringer als bei der ersten Variante. Allerdings liegt der Eigenverbrauchsanteil von ca. 92,3 % etwas höher als bei der ersten Variante. Der Verlauf des Graphen ist bei der dritten Variante grundsätzlich etwas flacher.

Insgesamt liegen die Amortisationszeiten der Anlagen mit Südausrichtung knapp 1 bis 1,5 Jahre unterhalb der Anlage mit Ost-West-Ausrichtung. Alle drei Diagrammverläufe (Einzahlungsüberschüsse)

nähern sich zwar über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren immer weiter aneinandern an, dennoch liegt die Variante 2 stets unterhalb der Variante 1. Zu berücksichtigen ist, dass bei der Variante 3 Kosten für das Ständerwerk durch eine kleinere Dimensionierung möglicherweise reduziert werden können. Dadurch würde sich die Grafik weiter nach oben verschieben, wodurch die Amortisationszeit unter Umständen kürzer ausfallen würde.

4 Schlussfolgerung

Unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung amortisiert sich die Variante 1 (78,6 kWp) nach etwa 8,5 Jahren. Der Eigenstromverbrauch liegt bei 90,6 %. Durch diese PV-Anlage kann insgesamt ca. 19,5% des benötigten Strombedarfs gedeckt werden. Die zweite Variante (99,6 kWp) hat eine Amortisationszeit von ca. 10 Jahren. Der Eigenverbrauchsanteil dieser Variante liegt im Vergleich zur ersten Variante mit 91,2 % etwas höher. Der Selbstversorgeranteil liegt bei 21,2 %. Die Variante 3 (Anlagengröße 78,6 kWp) hat einen Eigenstromverbrauch von 92,3 %. Die Amortisationszeit der Anlage liegt mit ca. 9 Jahren zwischen den erst genannten Varianten.

Alle Varianten weisen sehr hohe Eigenverbrauchsanteile auf, weshalb die Kurven in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einen ähnlichen Verlauf haben. Da bei der zweiten Variante deutlich mehr Strom produziert wird, verläuft die Kurve der Amortisationszeit grundsätzlich etwas steiler als bei den anderen, da in Summe mehr Strombezug aus dem Netz vermieden wird. Allerdings ist der spezifische Ertrag der Ost-West-Ausrichtung im Gegensatz zu den Varianten mit Südausrichtung am geringsten (vgl. 785,2 zu 876,5 (Variante 3) bzw. 920,3 kWh/kWp/a (Variante 1)). Dazu kommen die im Vergleich zur ersten Variante deutlich höheren Investitionskosten. Daher liegen die Einzahlungsüberschüsse der PV-Anlage mit Ost-West Ausrichtung über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren stets unter den Einzahlungsüberschüssen PV-Anlage mit Südausrichtung.

Aufgrund der geringeren Modulneigung der Variante 3 im Gegensatz zur Variante 1 sind im Vergleich der Varianten mit Südausrichtung die PV-Erträge etwas geringer. Dadurch verläuft die Kurve der Amortisationszeit der Variante 3 etwas flacher. Ausschlaggebend für die Untersuchung der dritten Variante waren im Allgemeinen die Höhe der Oberkante der PV-Module über der Dachhaut, da dieses einige Vorteile mit sich bringen würde (z.B. verringerte Windangriffsfläche und möglicherweise Gewichtsreduzierung bei der Aufständigung).

Bei allen Varianten wurde jeweils von einer Vollbelegung des Daches ausgegangen. Da die Vollbelegung bei einer Ost-West-Ausrichtung eine Anlagengröße von etwa 140 kWp zur Folge hätte, wurde die Größe bei der zweiten Variante auf unter 100 kWp reduziert, um eine Direktvermarktung zu vermeiden. Grundsätzlich ist bei allen Anlagen die Statik des Daches zu untersuchen.

5 Anlagen

5.1 Variante 1

Modulfelder

PV Feld 1	
Feldausrichtung	180 ° (Süden)
Feldneigung	30,00 °
Anzahl der Module	262
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Nachführung	fixiert
Hinterlüftung	gut
Windeinfall	30 %
Verluste	
Verschattung / Verschmutzung	1 %
Schädigung	1 %
Kabelverluste auf der DC-Seite	
einfache Kabellänge	100,0 m
Leiterquerschnitt	2,50 mm ²
Leitermaterial	Kupfer
Kabel-Widerstand	0,67 Ω
Verlustleistung	124,23 W
rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung	0,16 %

PV Modul / Inverter

Gewähltes PV Modul	
Hersteller	Aleo Solar GmbH
Bezeichnung	S79 SOL_300
Zelltyp	Monocrystalline
Nennleistung (STC)	300 W
Wirkungsgrad (STC)	17,33 %
MPP-Spannung (STC)	31,2 V
MPP-Strom (STC)	9,62 A
Leerlaufspannung (STC)	39,4 V
Kurzschlussstrom (STC)	9,97 A
Max. Systemspannung	1000 V
Länge	1,704 m
Breite	1,016 m
Fläche	1,73 m ²
Spannung bei 500 W/m ²	-987654322 V
Strom bei 500 W/m ²	-987654322 A
Spannung bei 100 W/m ²	-987654322 V
Strom bei 100 W/m ²	-987654322 A
Temperaturkoeffizient der Leistung	-0,4 %/K
Temperaturkoeff. der Spannung	-0,4 %/K
Temperaturkoeff. des Stroms	0,05 %/K

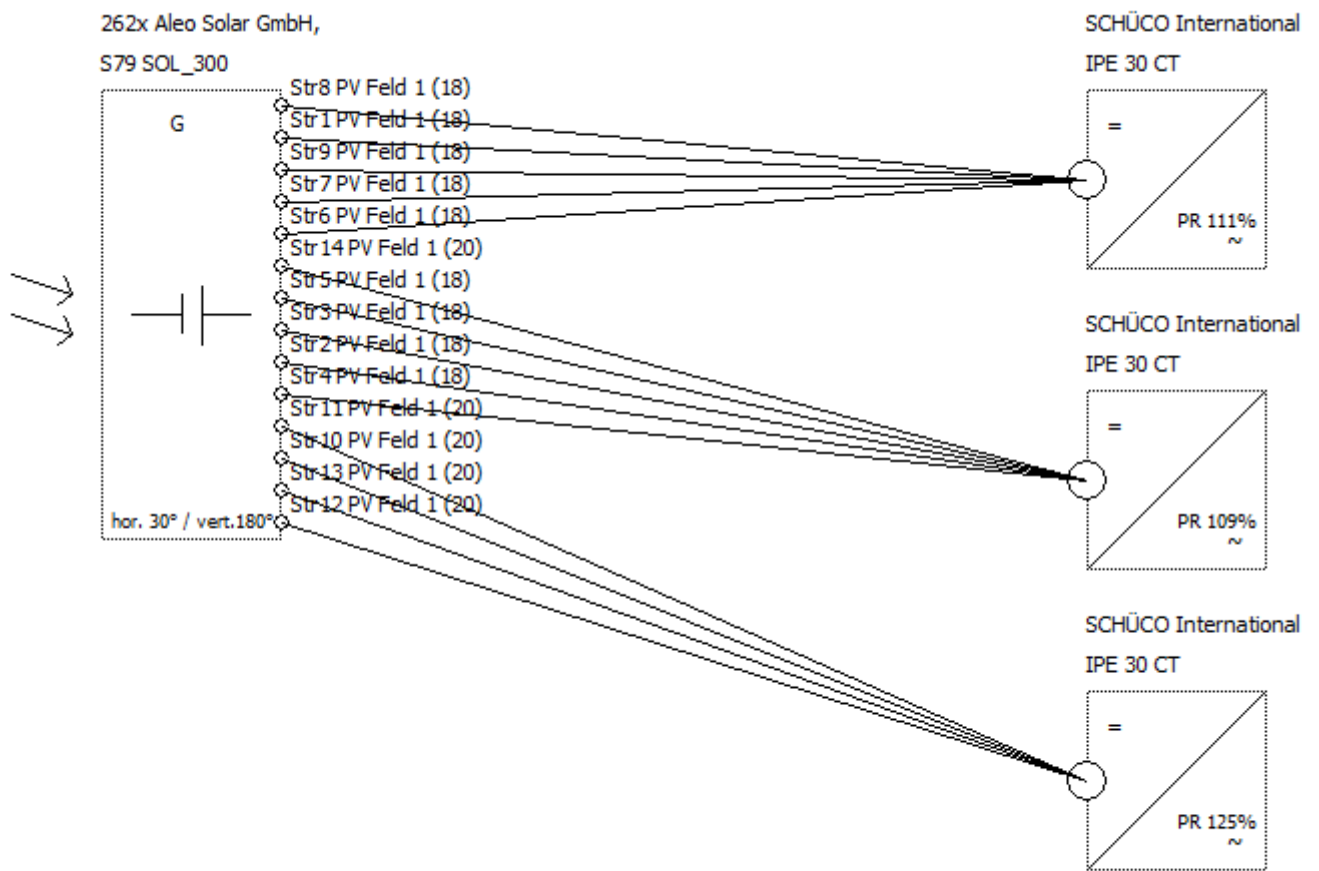
Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 30 CT
Nennleistung AC	27 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	30 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	70 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 30 CT
Nennleistung AC	27 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	30 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	70 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 30 CT
Nennleistung AC	27 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	30 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	70 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

Auslegung

Verschaltung



Berechnung nach DIN DIN 18599/DIN EN 15316

Anlagendaten von PV Feld 1	
Spitzenleistung (Ppk)	78,60 kWp
Modulfläche	453,26 m ²
Feldausrichtung	180,00° (Süden)
Feldneigung	30,00 °
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Systemleistungsfaktor (fperf)	80 %
Hinterlüftung	gut

Anmerkung :

Die unter dem Titel "DIN 18599/DIN EN 15316" durchgeführte Berechnung, erfolgte auf Grundlage der DIN V 18599-9:2011-12.

Dabei sind die monatsweise vorliegenden Einstrahlungskennwerte der DIN V 18599-10:2011-12 verwendet worden.

Ausgegeben werden :

- Spitzenleistung (Ppk) der Modulfelder
- Systemleistungsfaktor (fperf) der Modulfelder
- Strahlungsintensität (Is)
- Bestrahlungsenergie (Esol)

Strahlungsdaten und Erträge für Standort (48143 Münster)

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	1416	W/m ²	36	82	89	155	189	203	205	178	125	87	40	27
Is Int	1416	W/m ²	36	82	89	155	189	203	205	178	125	87	40	27
Esol	1035	kWh/m ²	27	55	66	112	141	146	153	132	90	65	29	20
Esol Int	1035	kWh/m ²	27	55	66	112	141	146	153	132	90	65	29	20
Esol_DIN	469146	kWh	12140	24976	30013	50584	63736	66248	69131	60026	40793	29339	13054	9105
AC Ertrag	65084	kWh	1684	3465	4164	7017	8842	9191	9590	8327	5659	4070	1811	1263

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Strahlungsdaten und Erträge für Klimareferenzort (Würzburg)

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	1587	W/m ²	65	65	123	148	219	215	217	194	150	108	49	34
Is Int	1587	W/m ²	65	65	123	148	219	215	217	194	150	108	49	34
Esol	1163	kWh/m ²	48	44	92	107	163	155	161	144	108	80	35	25
Esol Int	1163	kWh/m ²	48	44	92	107	163	155	161	144	108	80	35	25
Esol_DIN	526942	kWh	21920	19798	41479	48299	73852	70165	73178	65422	48952	36420	15991	11466
AC Ertrag	73102	kWh	3041	2747	5754	6700	10245	9734	10152	9076	6791	5053	2218	1591

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Strahlungsdaten und Erträge für Klimareferenzort (Potsdam)

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	1655	W/m ²	50	55	121	217	230	241	208	199	157	110	41	26
Is Int	1655	W/m ²	50	55	121	217	230	241	208	199	157	110	41	26
Esol	1212	kWh/m ²	37	37	90	156	171	174	155	148	113	82	30	19
Esol Int	1212	kWh/m ²	37	37	90	156	171	174	155	148	113	82	30	19
Esol_DIN	549177	kWh	16861	16752	40804	70817	77562	78650	70143	67108	51237	37095	13380	8768
AC Ertrag	76186	kWh	2339	2324	5661	9824	10760	10911	9731	9310	7108	5146	1856	1216

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Ertrag

Installierte PV-Fläche	453 m ²
Installierte PV-Leistung	78,6 kWp
Spezifischer Ertrag (Anlage)	920,3 kWh/kWp/a
Performance Ratio (Anlage)	82,3 %
CO2 Einsparung	35370 kg
Eigenverbrauchsanteil	90,6 %
Selbstversorgungsanteil	19,5 %

Klimadaten

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Globalstrahlung (Anlage)	971,2	kWh/m ²	19,7	31,9	69,2	115,8	145,6	149,9	150,2	118,1	82,0	50,6	23,7	14,8
Diffusstrahlung (Anlage)	554,2	kWh/m ²	13,2	20,3	43,2	64,3	82,6	76,7	83,6	68,9	44,6	31,6	15,5	9,8
Direktstrahlung (Anlage)	417,0	kWh/m ²	6,5	11,5	26,0	51,5	63,0	73,2	66,6	49,2	37,4	19,0	8,2	4,9

Stromerzeugung PV Feld 1

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Einstrahlung PV Feld 1	507219	kWh	15264	21497	39058	59843	67956	67586	69125	57936	45267	32552	18249	12887
DC Ertrag PV Feld 1	76621	kWh	2360	3348	6034	9198	10286	10073	10238	8572	6781	4935	2800	1996
AC Ertrag PV Feld 1	72332	kWh	2190	3136	5692	8726	9749	9530	9696	8108	6402	4646	2611	1845

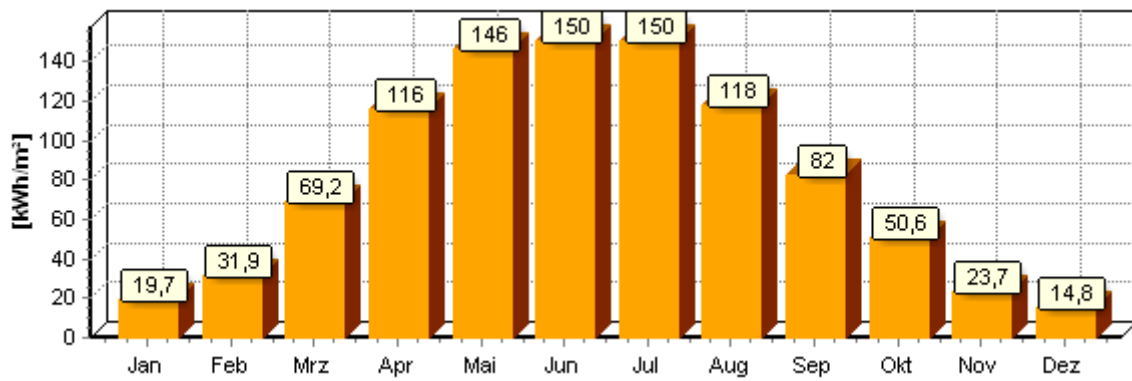
Stromverteilung

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Lastprofil	336417	kWh	30720	27442	25315	27707	31724	36013	29566	27076	35628	30598	22093	12535
Netzbezug	270917	kWh	28670	24484	20346	20265	22659	26708	21267	19576	29499	26273	19907	11263
Batterieentlad.	0	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lastdeckung	65501	kWh	2050	2958	4969	7442	9065	9306	8299	7500	6129	4325	2186	1272
Einspeisung	6831	kWh	140	178	723	1284	684	225	1397	608	273	322	425	573
Batterieladung	0	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

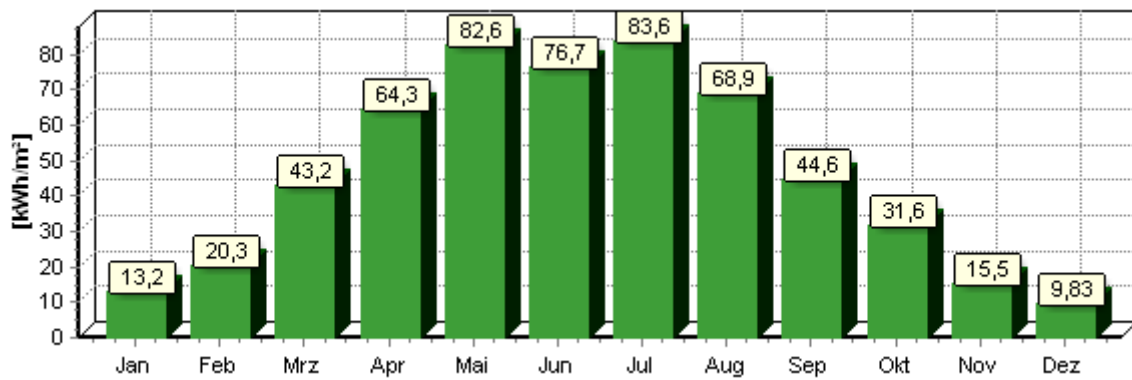
Spezifische Werte

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Eigenverbrauch	90,6	%	93,6	94,3	87,3	85,3	93,0	97,6	85,6	92,5	95,7	93,1	83,7	69,0
Selbstversorg.	19,5	%	6,7	10,8	19,6	26,9	28,6	25,8	28,1	27,7	17,2	14,1	9,9	10,2

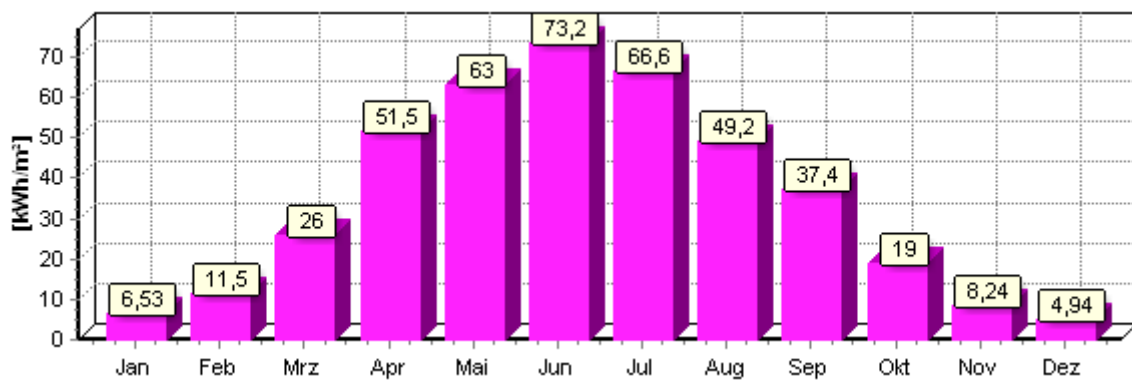
Globalstrahlung (Anlage)



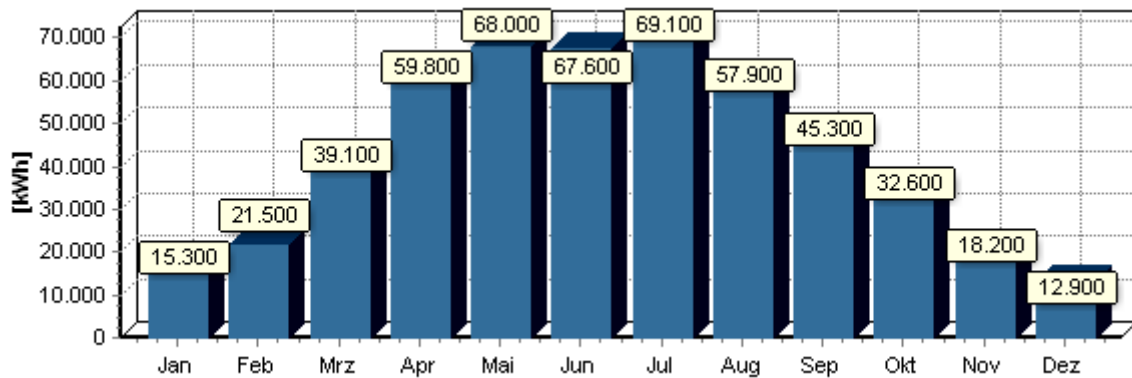
Diffusstrahlung (Anlage)



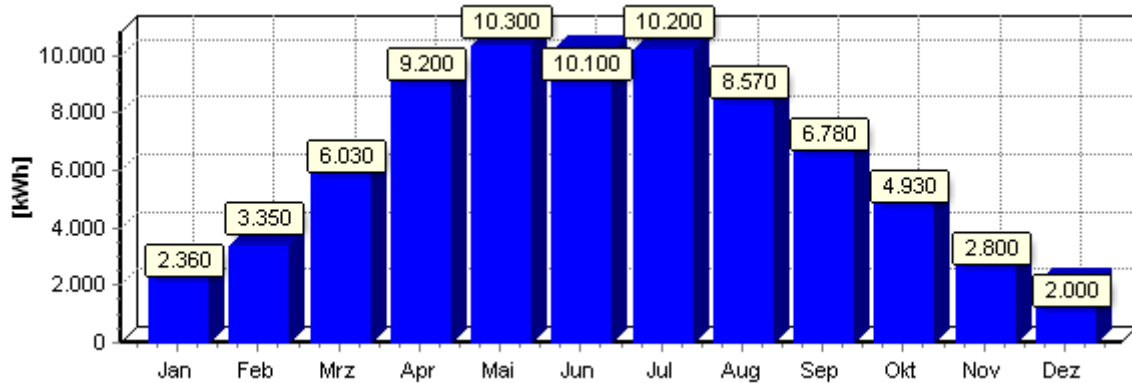
Direktstrahlung (Anlage)



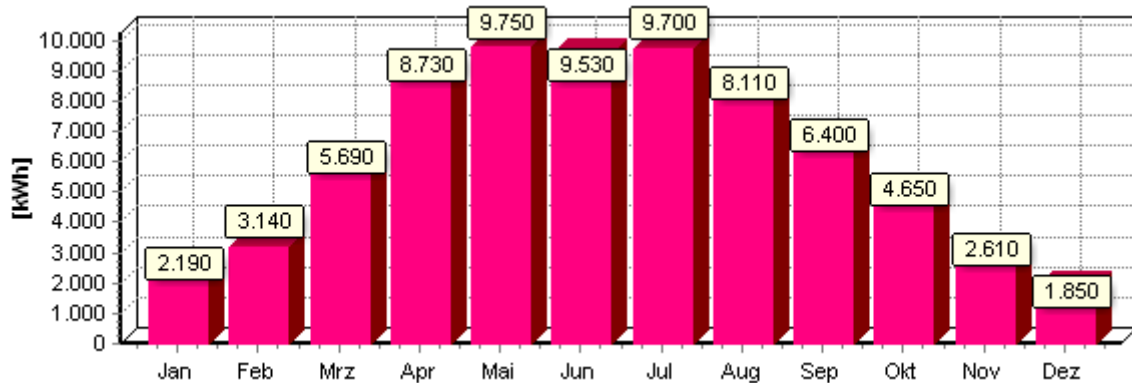
Einstrahlung auf Modulfläche PV Feld 1



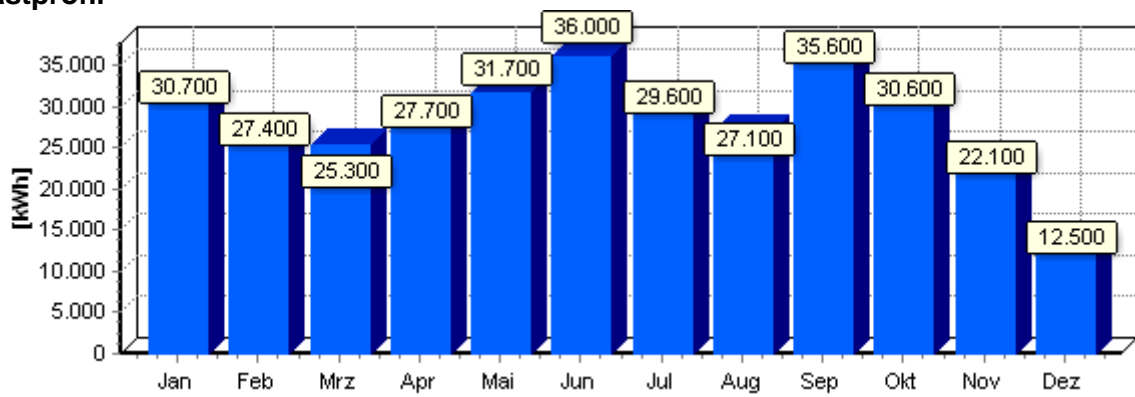
DC Ertrag PV-Anlage PV Feld 1



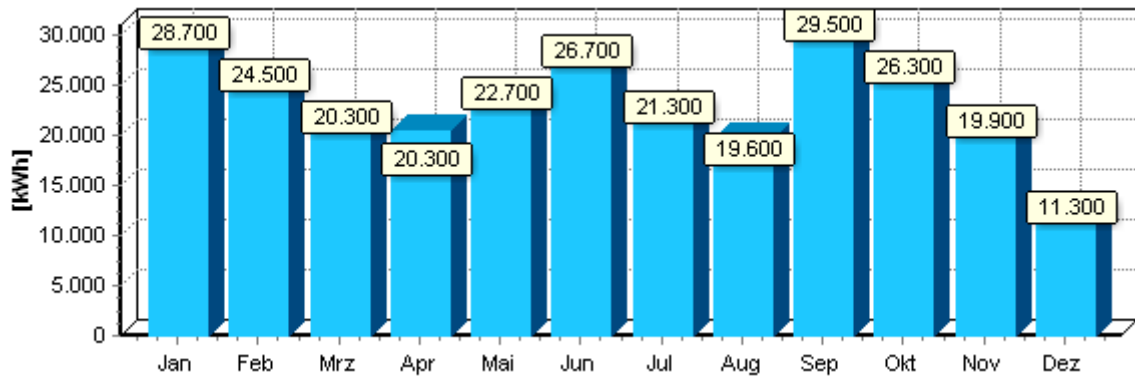
AC Ertrag PV-Anlage PV Feld 1



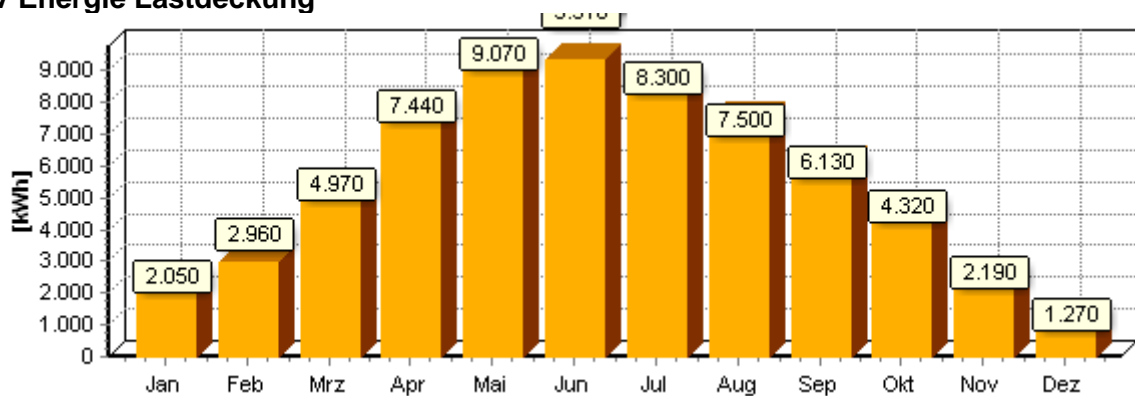
Lastprofil



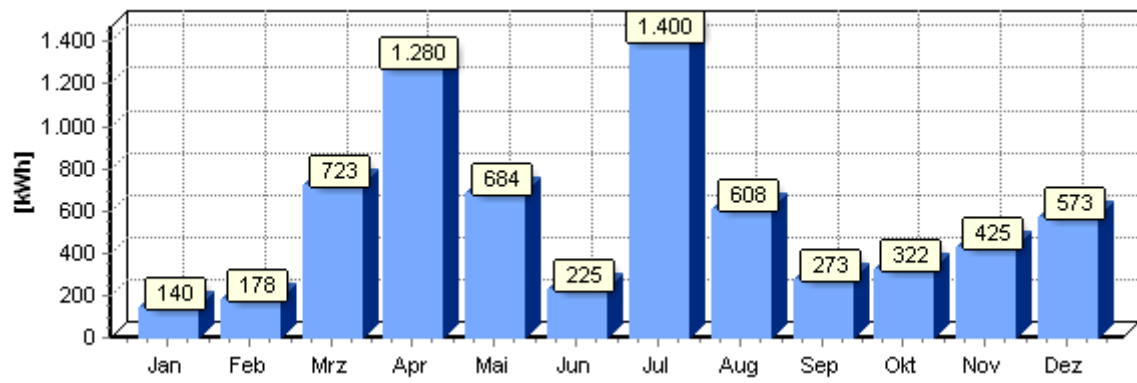
Netzbezug Lastdeckung



PV Energie Lastdeckung



PV Energie Netzeinspeisung



5.2 Variante 2

Modulfelder

PV Feld 1	
Feldausrichtung	270 ° (Westen)
Feldneigung	15,00 °
Anzahl der Module	166
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Nachführung	fixiert
Hinterlüftung	gut
Windeinfall	30 %
Verluste	
Verschattung / Verschmutzung	1 %
Schädigung	1 %
Kabelverluste auf der DC-Seite	
einfache Kabellänge	50,0 m
Leiterquerschnitt	2,50 mm ²
Leitermaterial	Kupfer
Kabel-Widerstand	0,34 Ω
Verlustleistung	62,12 W
rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung	0,12 %

PV Feld 2	
Feldausrichtung	90 ° (Osten)
Feldneigung	15,00 °
Anzahl der Module	166
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Nachführung	fixiert
Hinterlüftung	gut
Windeinfall	30 %
Verluste	
Verschattung / Verschmutzung	1 %
Schädigung	1 %
Kabelverluste auf der DC-Seite	
einfache Kabellänge	50,0 m
Leiterquerschnitt	2,50 mm ²
Leitermaterial	Kupfer
Kabel-Widerstand	0,34 Ω
Verlustleistung	62,12 W
rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung	0,12 %

PV Modul / Inverter

Gewähltes PV Modul	
Hersteller	Aleo Solar GmbH
Bezeichnung	S79 SOL_300
Zelltyp	Monocrystalline
Nennleistung (STC)	300 W
Wirkungsgrad (STC)	17,33 %
MPP-Spannung (STC)	31,2 V
MPP-Strom (STC)	9,62 A
Leerlaufspannung (STC)	39,4 V
Kurzschlussstrom (STC)	9,97 A
Max. Systemspannung	1000 V
Länge	1,704 m
Breite	1,016 m
Fläche	1,73 m ²
Spannung bei 500 W/m ²	-987654322 V
Strom bei 500 W/m ²	-987654322 A
Spannung bei 100 W/m ²	-987654322 V
Strom bei 100 W/m ²	-987654322 A
Temperaturkoeffizient der Leistung	-0,4 %/K
Temperaturkoeff. der Spannung	-0,4 %/K
Temperaturkoeff. des Stroms	0,05 %/K

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 30 CT
Nennleistung AC	27 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	30 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	70 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

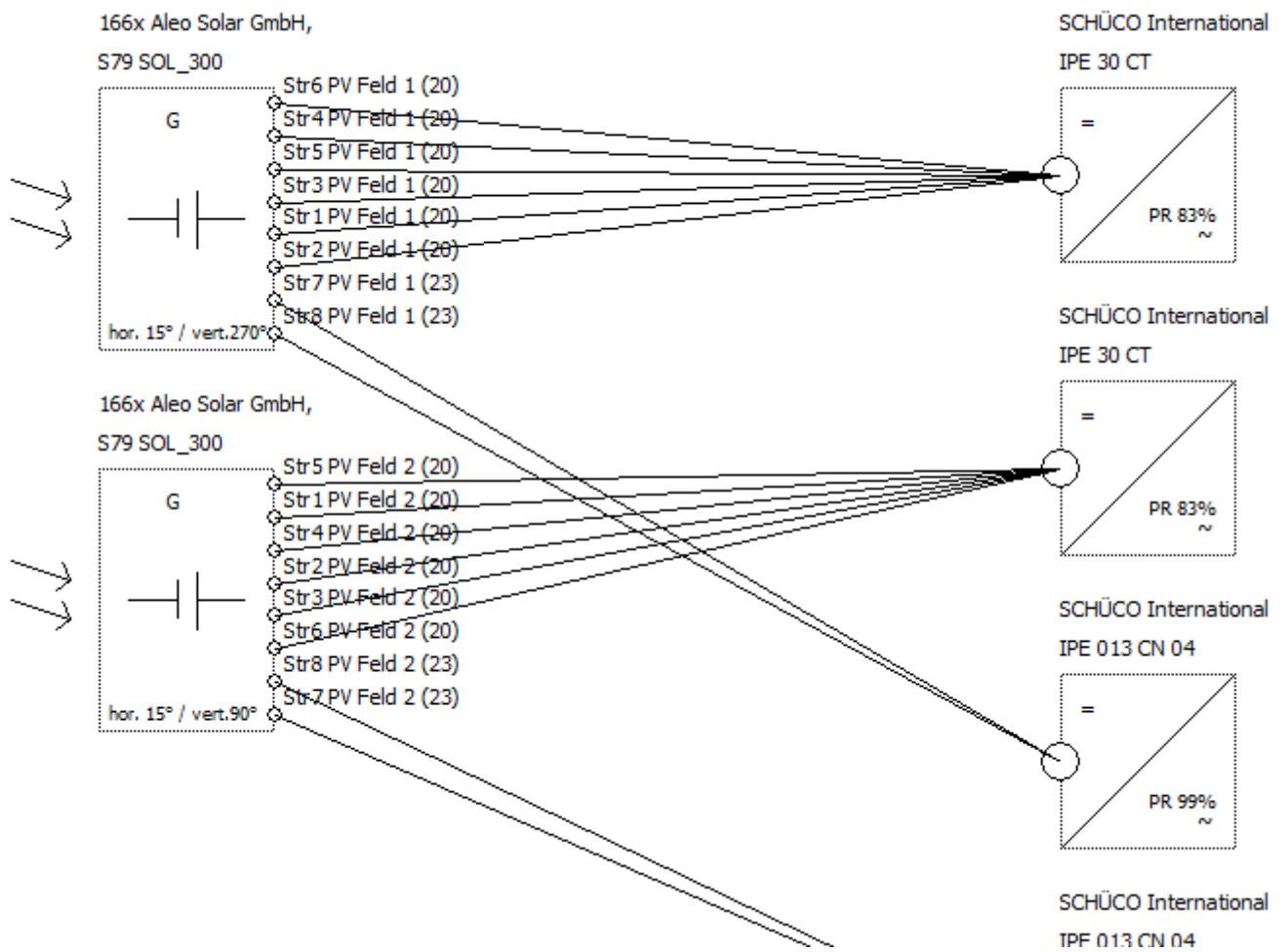
Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 013 CN 04
Nennleistung AC	12,4 kW
Spannung AC von	184 V
Spannung AC bis	264 V
Max. PV-Leistung	13,6 kW
MPP-Bereich von	420 V
MPP-Bereich bis	850 V
Max. Spannung DC	1000 V
Max. Strom DC	30 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Innen- oder Außenaufstellung
Transformator	ohne
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,46 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	98 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	97,55 %

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 30 CT
Nennleistung AC	27 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	30 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	70 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 013 CN 04
Nennleistung AC	12,4 kW
Spannung AC von	184 V
Spannung AC bis	264 V
Max. PV-Leistung	13,6 kW
MPP-Bereich von	420 V
MPP-Bereich bis	850 V
Max. Spannung DC	1000 V
Max. Strom DC	30 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Innen- oder Außenaufstellung
Transformator	ohne
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,46 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	98 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	97,55 %

Auslegung

Verschaltung



Berechnung nach DIN DIN 18599/DIN EN 15316

Anlagendaten von PV Feld 1	
Spitzenleistung (Ppk)	49,80 kWp
Modulfläche	287,18 m ²
Feldausrichtung	270,00° (Westen)
Feldneigung	15,00 °
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Systemleistungsfaktor (fperf)	80 %
Hinterlüftung	gut

Anlagendaten von PV Feld 2	
Spitzenleistung (Ppk)	49,80 kWp
Modulfläche	287,18 m ²
Feldausrichtung	90,00° (Osten)
Feldneigung	15,00 °
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Systemleistungsfaktor (fperf)	80 %
Hinterlüftung	gut

Anmerkung :

Die unter dem Titel "DIN 18599/DIN EN 15316" durchgeführte Berechnung, erfolgte auf Grundlage der DIN V 18599-9:2011-12.

Dabei sind die monatsweise vorliegenden Einstrahlungskennwerte der DIN V 18599-10:2011-12 verwendet worden.

Ausgegeben werden :

- Spitzenleistung (Ppk) der Modulfelder
- Systemleistungsfaktor (fperf) der Modulfelder
- Strahlungsintensität (Is)
- Bestrahlungsenergie (Esol)

Strahlungsdaten und Erträge für Standort (48143 Münster)

PV Feld 1

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1240	W/m ²	25	57	74	136	176	196	193	162	107	67	29	19
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	908	kWh/m ²	19	38	55	98	131	141	144	121	77	50	21	14

Esol_DIN	260647	kWh	5342	11000	15918	28017	37498	40527	41237	34613	22124	14315	5996	4060
AC Ertrag	36159	kWh	741	1526	2208	3887	5202	5622	5721	4802	3069	1986	832	563

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

PV Feld 2

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1304	W/m ²	26	60	79	142	186	204	202	169	114	71	31	20
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	954	kWh/m ²	20	41	59	102	138	147	150	126	82	53	22	15
Esol_DIN	273877	kWh	5662	11676	16879	29258	39741	42181	43053	36109	23572	15170	6410	4166
AC Ertrag	37994	kWh	785	1620	2342	4059	5513	5852	5973	5009	3270	2105	889	578

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	2544	W/m ²	52	118	154	277	362	400	394	331	221	138	60	38
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1861	kWh/m ²	38	79	114	199	269	288	294	246	159	103	43	29
Esol_DIN	534524	kWh	11004	22676	32797	57275	77239	82708	84290	70722	45696	29485	12406	8226
AC Ertrag	74154	kWh	1527	3146	4550	7946	10715	11474	11693	9811	6339	4090	1721	1141

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Strahlungsdaten und Erträge für Klimareferenzort (Würzburg)

PV Feld 1

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1382	W/m ²	40	50	100	132	202	208	206	174	126	80	38	24
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1013	kWh/m ²	30	34	75	95	151	150	153	130	91	60	27	17
Esol_DIN	290873	kWh	8653	9649	21473	27397	43267	43008	43908	37284	26156	17200	7857	5021
AC Ertrag	40352	kWh	1200	1339	2979	3801	6002	5966	6091	5172	3629	2386	1090	697

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

PV Feld 2

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1456	W/m ²	44	53	107	140	216	214	216	184	133	85	40	25
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1067	kWh/m ²	33	36	80	100	161	154	160	137	96	63	29	19
Esol_DIN	306364	kWh	9401	10228	22862	28844	46151	44352	46044	39207	27500	18161	8271	5342
AC Ertrag	42501	kWh	1304	1419	3172	4002	6402	6153	6388	5439	3815	2519	1147	741

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	2838	W/m ²	84	103	208	272	418	422	421	358	260	166	78	48
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	2080	kWh/m ²	63	69	154	196	311	304	313	266	187	123	56	36
Esol_DIN	597237	kWh	18054	19877	44335	56241	89418	87360	89952	76491	53657	35361	16128	10363
AC Ertrag	82854	kWh	2505	2758	6150	7802	12405	12119	12479	10611	7444	4906	2237	1438

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Strahlungsdaten und Erträge für Klimareferenzort (Potsdam)

PV Feld 1

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1400	W/m ²	27	42	94	180	212	230	199	172	124	74	30	16
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1025	kWh/m ²	20	28	70	130	157	166	148	128	89	55	22	12
Esol_DIN	294264	kWh	5769	8105	19977	37322	45189	47557	42519	36857	25536	15704	6203	3525
AC Ertrag	40823	kWh	800	1124	2771	5178	6269	6598	5899	5113	3543	2179	861	489

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

PV Feld 2

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1444	W/m ²	30	44	96	189	216	236	208	176	124	77	30	17
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1057	kWh/m ²	22	29	71	136	161	170	154	131	90	57	22	13
Esol_DIN	303524	kWh	6410	8395	20512	39079	46151	48798	44335	37711	25743	16452	6306	3632
AC Ertrag	42107	kWh	889	1165	2846	5421	6402	6770	6150	5232	3571	2282	875	504

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	2843	W/m ²	57	86	190	370	428	466	406	349	248	150	60	34
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	2082	kWh/m ²	42	57	141	266	318	336	302	260	179	112	44	25
Esol_DIN	597788	kWh	12179	16500	40489	76401	91340	96355	86854	74568	51279	32156	12510	7158
AC Ertrag	82930	kWh	1690	2289	5617	10599	12672	13367	12049	10345	7114	4461	1735	993

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Ertrag

Installierte PV-Fläche	574 m ²
Installierte PV-Leistung	99,6 kWp
Spezifischer Ertrag (Anlage)	785,2 kWh/kWp/a
Performance Ratio (Anlage)	82,2 %
CO2 Einsparung	38242 kg
Eigenverbrauchsanteil	91,2 %
Selbstversorgungsanteil	21,2 %

Klimadaten

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Globalstrahlung (Anlage)	971,2	kWh/m ²	19,7	31,9	69,2	115,8	145,6	149,9	150,2	118,1	82,0	50,6	23,7	14,8
Diffusstrahlung (Anlage)	554,2	kWh/m ²	13,2	20,3	43,2	64,3	82,6	76,7	83,6	68,9	44,6	31,6	15,5	9,8
Direktstrahlung (Anlage)	417,0	kWh/m ²	6,5	11,5	26,0	51,5	63,0	73,2	66,6	49,2	37,4	19,0	8,2	4,9

Stromerzeugung PV Feld 1

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Einstrahlung PV Feld 1	276116	kWh	5561	8993	19522	32983	41311	42978	43263	33542	22919	14177	6739	4128
DC Ertrag PV Feld 1	41516	kWh	833	1374	2998	5064	6264	6430	6424	4967	3423	2122	1005	612
AC Ertrag PV Feld 1	39397	kWh	757	1280	2840	4835	5980	6131	6131	4733	3247	1995	922	545
AC Ertrag PV-Anlage	78204	kWh	1528	2584	5681	9561	11855	11974	11979	9408	6587	4056	1858	1133

Stromerzeugung PV Feld 2

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Einstrahlung PV Feld 2	272868	kWh	5664	9180	19576	32353	40739	41169	41427	33241	23624	14641	6843	4412
DC Ertrag PV Feld 2	40893	kWh	848	1400	2998	4951	6153	6129	6128	4906	3517	2187	1019	656
AC Ertrag PV Feld 2	38807	kWh	771	1305	2841	4726	5875	5843	5848	4675	3340	2060	936	588
AC Ertrag PV-Anlage	78204	kWh	1528	2584	5681	9561	11855	11974	11979	9408	6587	4056	1858	1133

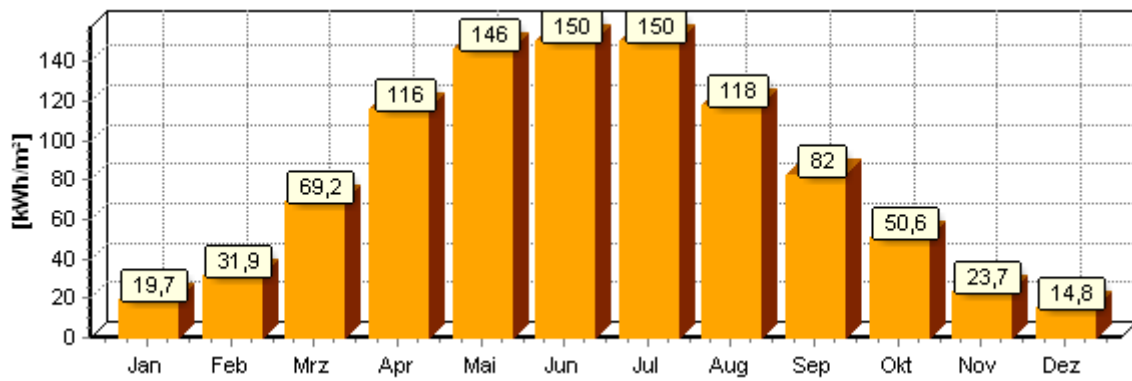
Stromverteilung

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Lastprofil	336417	kWh	30720	27442	25315	27707	31724	36013	29566	27076	35628	30598	22093	12535
Netzbezug	265075	kWh	29235	24906	20198	19459	20950	24445	19560	18463	29266	26659	20389	11543
Batterieentlad.	0	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lastdeckung	71343	kWh	1484	2536	5117	8248	10774	11569	10006	8613	6361	3939	1704	992
Einspeisung	6861	kWh	44	48	564	1313	1081	405	1973	795	225	117	154	141
Batterieladung	0	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

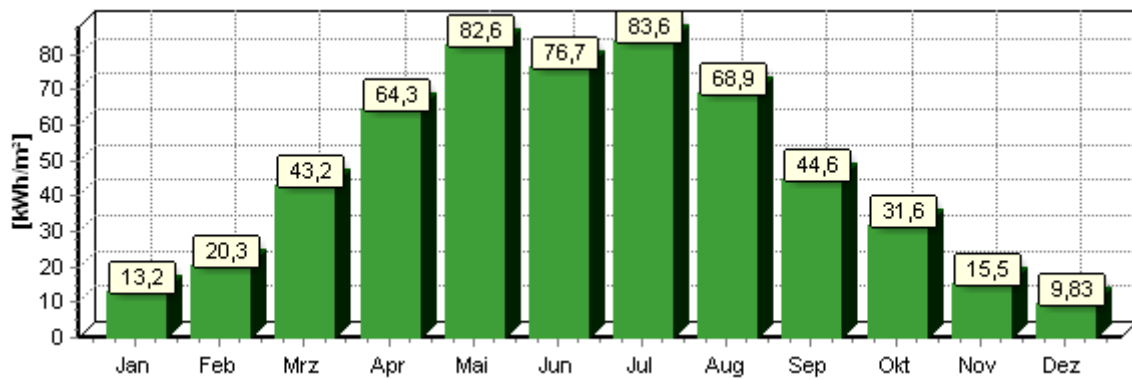
Spezifische Werte

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Eigenverbrauch	91,2	%	97,1	98,1	90,1	86,3	90,9	96,6	83,5	91,5	96,6	97,1	91,7	87,6
Selbstversorg.	21,2	%	4,8	9,2	20,2	29,8	34,0	32,1	33,8	31,8	17,9	12,9	7,7	7,9

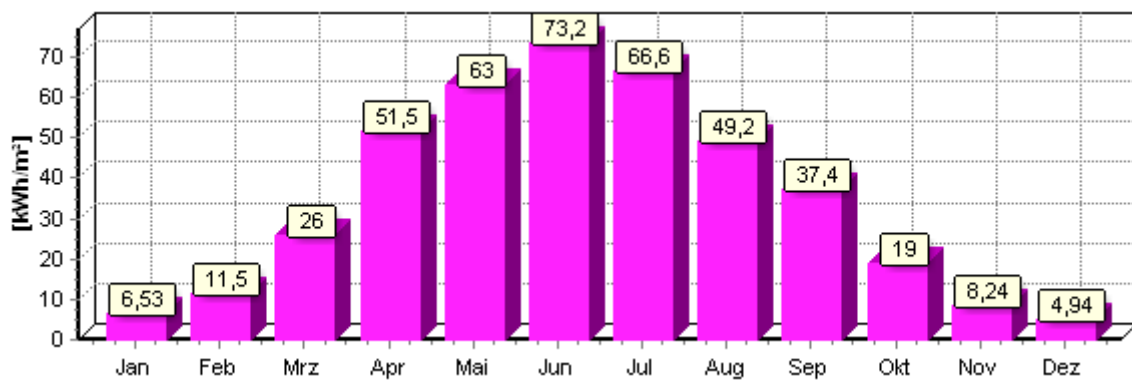
Globalstrahlung (Anlage)



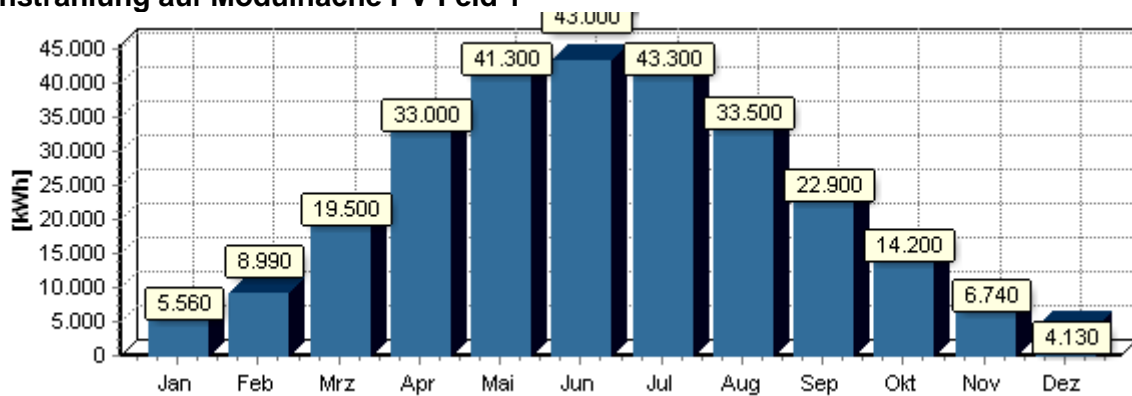
Diffusstrahlung (Anlage)



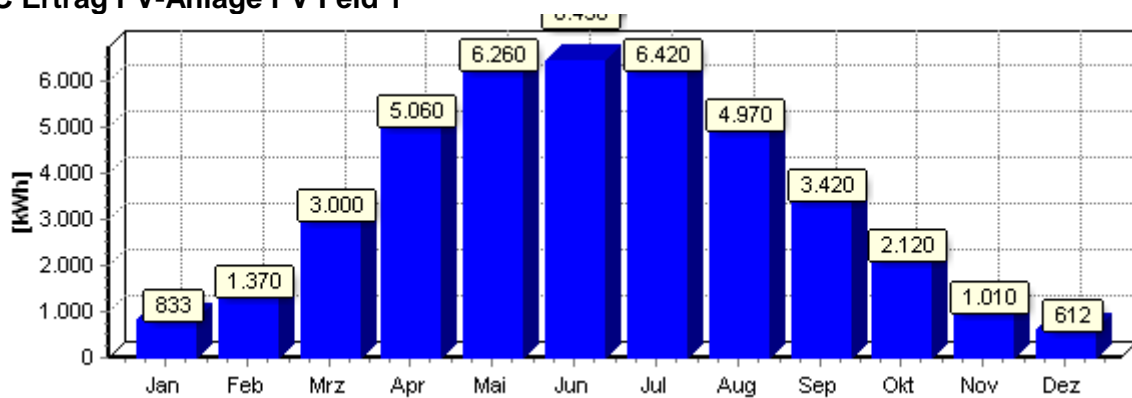
Direktstrahlung (Anlage)



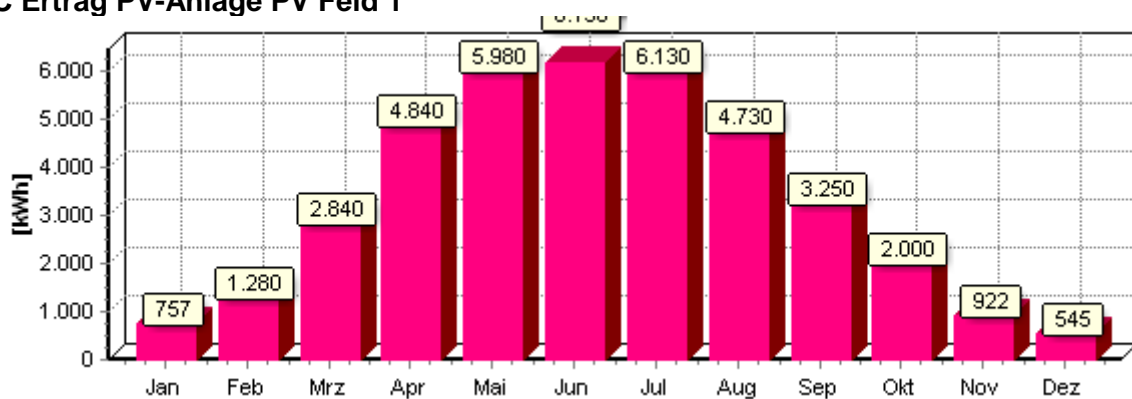
Einstrahlung auf Modulfläche PV Feld 1



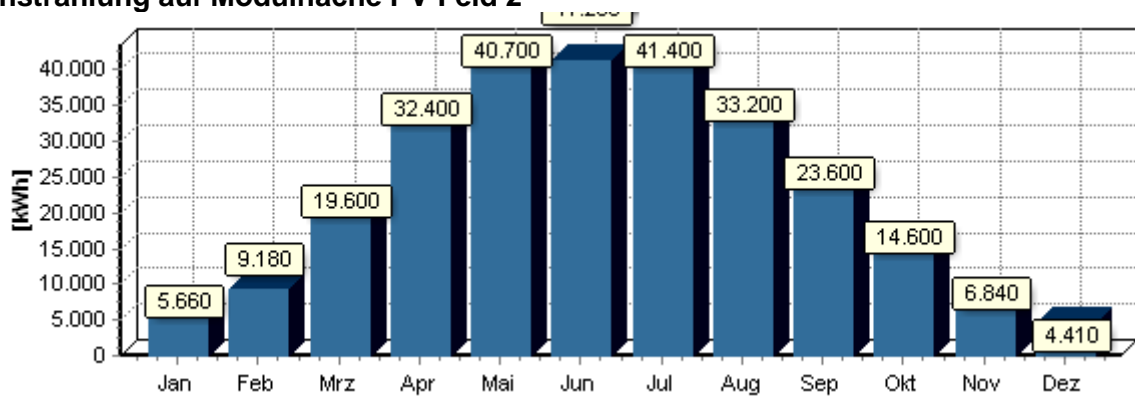
DC Ertrag PV-Anlage PV Feld 1



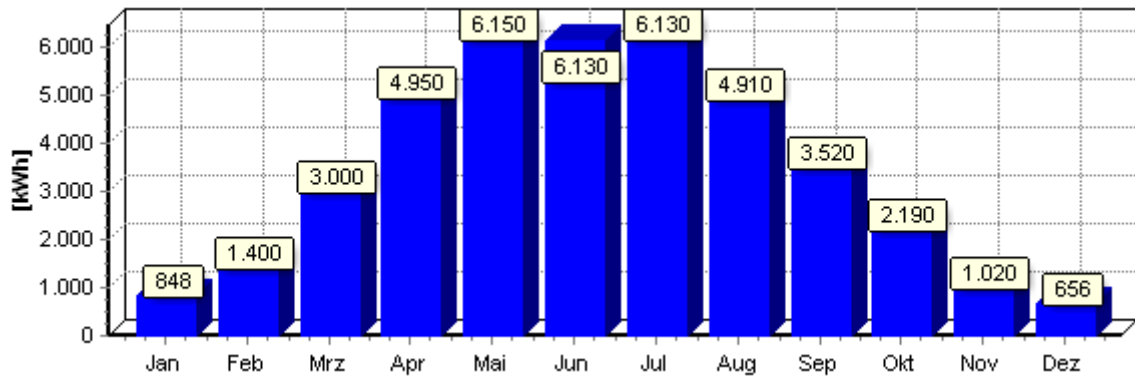
AC Ertrag PV-Anlage PV Feld 1



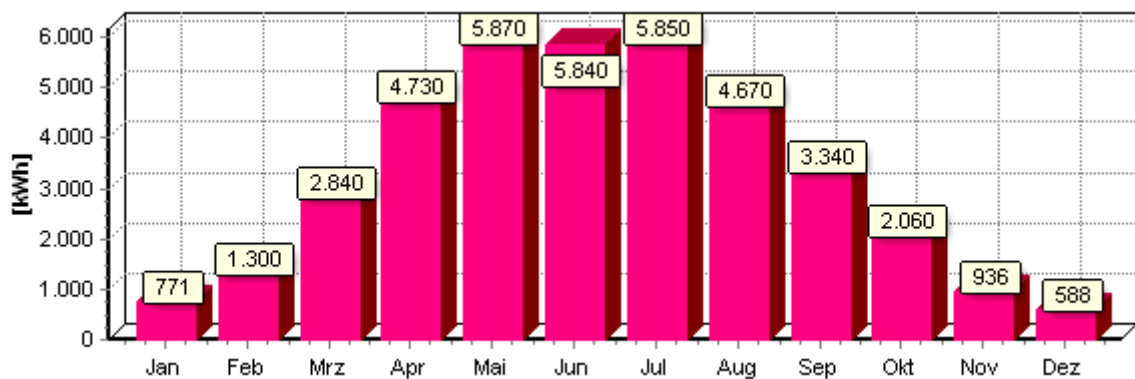
Einstrahlung auf Modulfläche PV Feld 2



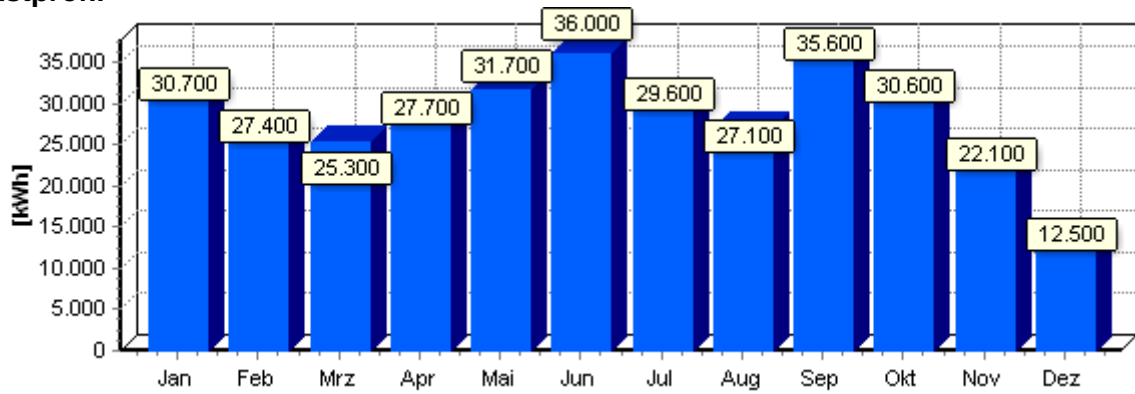
DC Ertrag PV-Anlage PV Feld 2



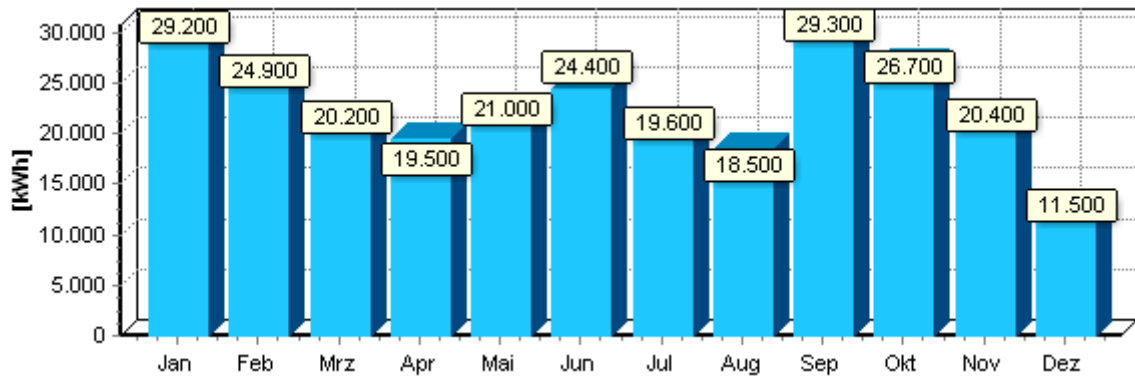
AC Ertrag PV-Anlage PV Feld 2



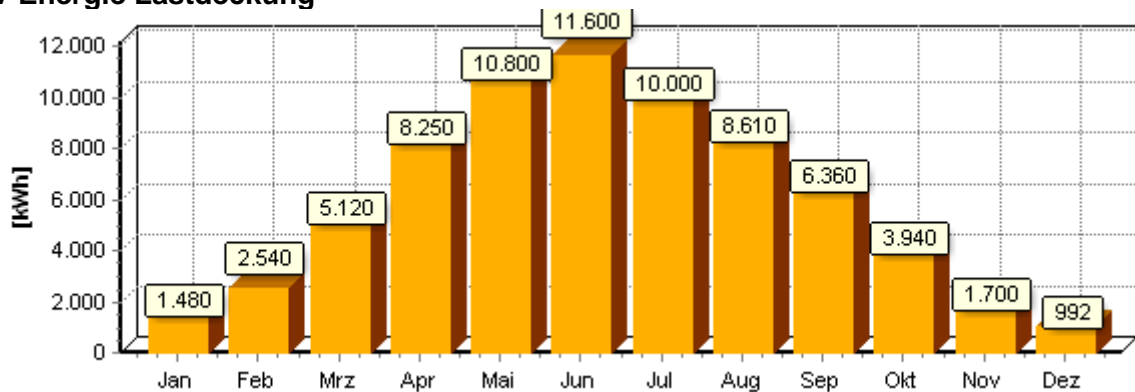
Lastprofil



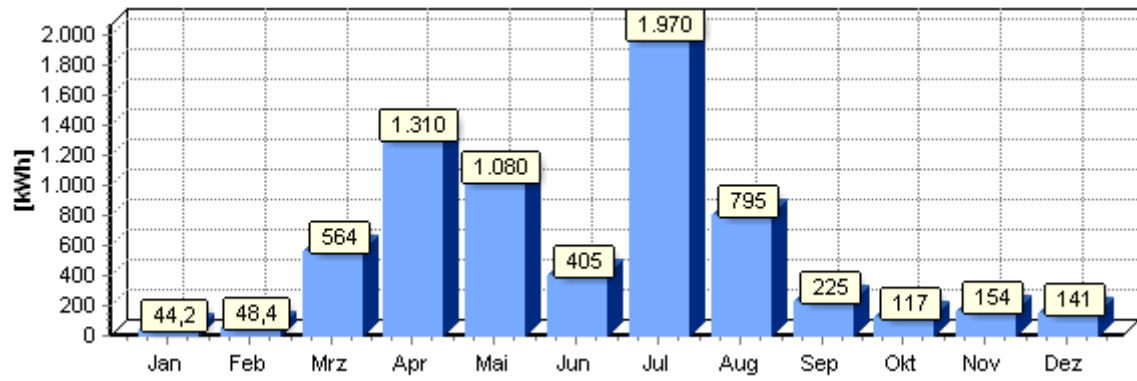
Netzbezug Lastdeckung



PV Energie Lastdeckung



PV Energie Netzeinspeisung



5.3 Variante 3

Modulfelder

PV Feld 1	
Feldausrichtung	180 ° (Süden)
Feldneigung	15,00 °
Anzahl der Module	262
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Nachführung	fixiert
Hinterlüftung	gut
Windeinfall	30 %
Verluste	
Verschattung / Verschmutzung	1 %
Schädigung	1 %
Kabelverluste auf der DC-Seite	
einfache Kabellänge	100,0 m
Leiterquerschnitt	2,50 mm ²
Leitermaterial	Kupfer
Kabel-Widerstand	0,67 Ω
Verlustleistung	124,23 W
rel. Verlustleistung bzgl. DC Nennleistung	0,16 %

PV Modul / Inverter

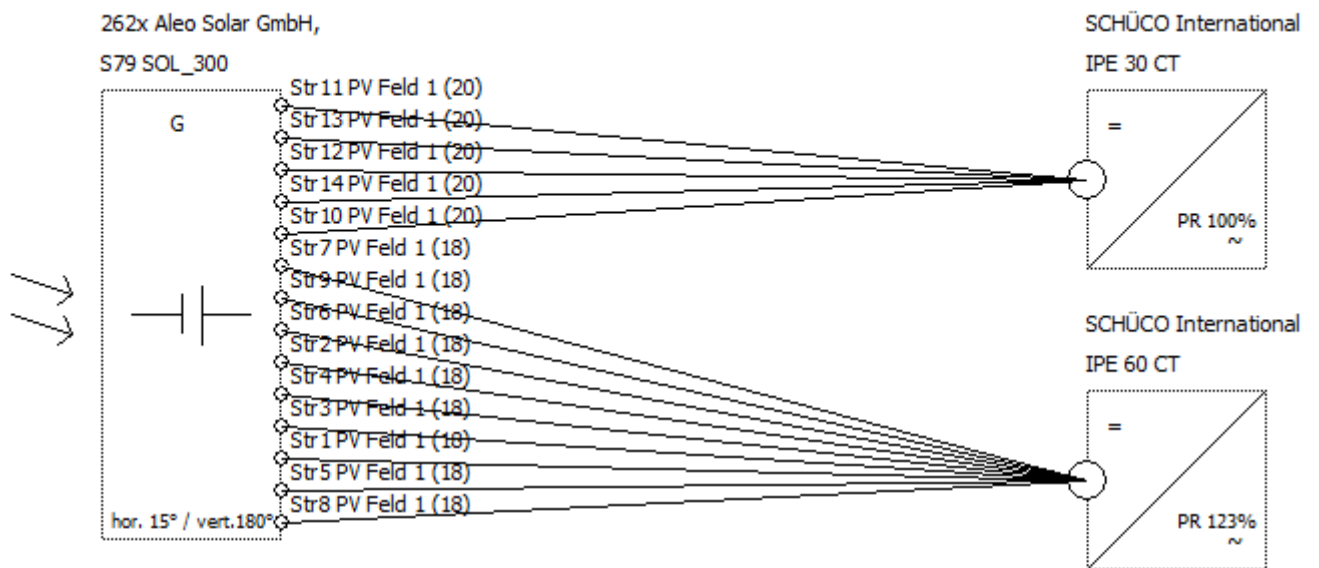
Gewähltes PV Modul	
Hersteller	Aleo Solar GmbH
Bezeichnung	S79 SOL_300
Zelltyp	Monocrystalline
Nennleistung (STC)	300 W
Wirkungsgrad (STC)	17,33 %
MPP-Spannung (STC)	31,2 V
MPP-Strom (STC)	9,62 A
Leerlaufspannung (STC)	39,4 V
Kurzschlussstrom (STC)	9,97 A
Max. Systemspannung	1000 V
Länge	1,704 m
Breite	1,016 m
Fläche	1,73 m ²
Spannung bei 500 W/m ²	-987654322 V
Strom bei 500 W/m ²	-987654322 A
Spannung bei 100 W/m ²	-987654322 V
Strom bei 100 W/m ²	-987654322 A
Temperaturkoeffizient der Leistung	-0,4 %/K
Temperaturkoeff. der Spannung	-0,4 %/K
Temperaturkoeff. des Stroms	0,05 %/K

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 60 CT
Nennleistung AC	54 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	60 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	140 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

Inverter:	
Hersteller	SCHÜCO International KG
Bezeichnung	IPE 30 CT
Nennleistung AC	27 kW
Spannung AC von	0 V
Spannung AC bis	0 V
Max. PV-Leistung	30 kW
MPP-Bereich von	425 V
MPP-Bereich bis	875 V
Max. Spannung DC	900 V
Max. Strom DC	70 A
Anz. MPP-Regler	1
Anz. Phasen	3
Montageort	Außenaufstellung
Transformator	mit
Wirkungsgrad bei 10% Nennleist.	91,96 %
Wirkungsgrad bei 50% Nennleist.	95,7 %
Wirkungsgrad bei 100% Nennleist.	94,47 %

Auslegung

Verschaltung



Berechnung nach DIN DIN 18599/DIN EN 15316

Anlagendaten von PV Feld 1	
Spitzenleistung (Ppk)	78,60 kWp
Modulfläche	453,26 m ²
Feldausrichtung	180,00° (Süden)
Feldneigung	15,00 °
PV Modul	Aleo Solar GmbH, S79 SOL_300
Systemleistungsfaktor (fperf)	80 %
Hinterlüftung	gut

Anmerkung :

Die unter dem Titel "DIN 18599/DIN EN 15316" durchgeführte Berechnung, erfolgte auf Grundlage der DIN V 18599-9:2011-12.

Dabei sind die monatsweise vorliegenden Einstrahlungskennwerte der DIN V 18599-10:2011-12 verwendet worden.

Ausgegeben werden :

- Spitzenleistung (Ppk) der Modulfelder
- Systemleistungsfaktor (fperf) der Modulfelder
- Strahlungsintensität (Is)
- Bestrahlungsenergie (Esol)

Strahlungsdaten und Erträge für Standort (48143 Münster)

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1364	W/m ²	31	71	84	149	188	205	204	174	120	79	36	24
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	998	kWh/m ²	23	48	62	107	140	148	152	130	86	59	26	17
Esol_DIN	452290	kWh	10454	21626	28327	48626	63398	66901	68963	58846	38998	26641	11585	7925
AC Ertrag	62745	kWh	1450	3000	3930	6746	8795	9281	9567	8164	5410	3696	1607	1099

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Strahlungsdaten und Erträge für Klimareferenzort (Würzburg)

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1526	W/m ²	54	59	115	144	218	217	218	190	142	96	44	30
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1118	kWh/m ²	40	40	86	104	162	156	162	141	102	72	32	22
Esol_DIN	506888	kWh	18210	17971	38781	47157	73347	70817	73347	63904	46341	32542	14522	9948
AC Ertrag	70320	kWh	2526	2493	5380	6542	10175	9824	10175	8865	6429	4515	2015	1380

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Strahlungsdaten und Erträge für Klimareferenzort (Potsdam)

Gesamtsystem

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Is_DIN	0	W/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Is Int	1559	W/m ²	40	50	109	203	226	241	209	190	142	94	36	22
Esol	0	kWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esol Int	1141	kWh/m ²	29	33	81	146	168	174	155	141	102	70	26	16
Esol_DIN	517353	kWh	13320	15077	36758	66248	76044	78650	70480	63904	46341	31531	11748	7250
AC Ertrag	71771	kWh	1848	2092	5099	9191	10550	10911	9778	8865	6429	4374	1630	1006

*Is_DIN = Strahlungsintensität; Esol = Bestrahlungsenergie; Esol_DIN = Einstrahlung auf Modulfläche; Int = Interpoliert auf die geneigte Fläche des Modulfeldes

Ertrag

Installierte PV-Fläche	453 m ²
Installierte PV-Leistung	78,6 kWp
Spezifischer Ertrag (Anlage)	876,5 kWh/kWp/a
Performance Ratio (Anlage)	82,0 %
CO2 Einsparung	33687 kg
Eigenverbrauchsanteil	92,3 %
Selbstversorgungsanteil	18,9 %

Klimadaten

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Globalstrahlung (Anlage)	971,2	kWh/m ²	19,7	31,9	69,2	115,8	145,6	149,9	150,2	118,1	82,0	50,6	23,7	14,8
Diffusstrahlung (Anlage)	554,2	kWh/m ²	13,2	20,3	43,2	64,3	82,6	76,7	83,6	68,9	44,6	31,6	15,5	9,8
Direktstrahlung (Anlage)	417,0	kWh/m ²	6,5	11,5	26,0	51,5	63,0	73,2	66,6	49,2	37,4	19,0	8,2	4,9

Stromerzeugung PV Feld 1

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Einstrahlung PV Feld 1	484657	kWh	12372	18389	36035	57559	68472	69268	70066	57032	42208	28382	14845	10028
DC Ertrag PV Feld 1	73031	kWh	1891	2842	5554	8842	10368	10334	10385	8439	6314	4281	2253	1529
AC Ertrag PV Feld 1	68890	kWh	1735	2647	5232	8388	9832	9785	9841	7985	5956	4017	2082	1391

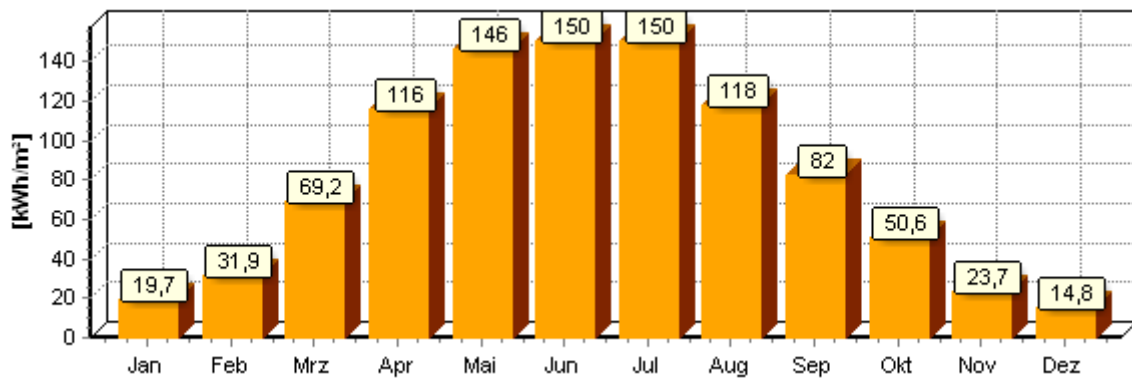
Stromverteilung

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Lastprofil	336417	kWh	30720	27442	25315	27707	31724	36013	29566	27076	35628	30598	22093	12535
Netzbezug	272855	kWh	29068	24881	20619	20404	22534	26454	21016	19587	29847	26733	20274	11438
Batterieentlad.	0	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lastdeckung	63562	kWh	1652	2561	4696	7304	9190	9559	8550	7489	5781	3865	1819	1097
Einspeisung	5327	kWh	83	86	536	1084	642	226	1291	496	175	152	263	295
Batterieladung	0	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

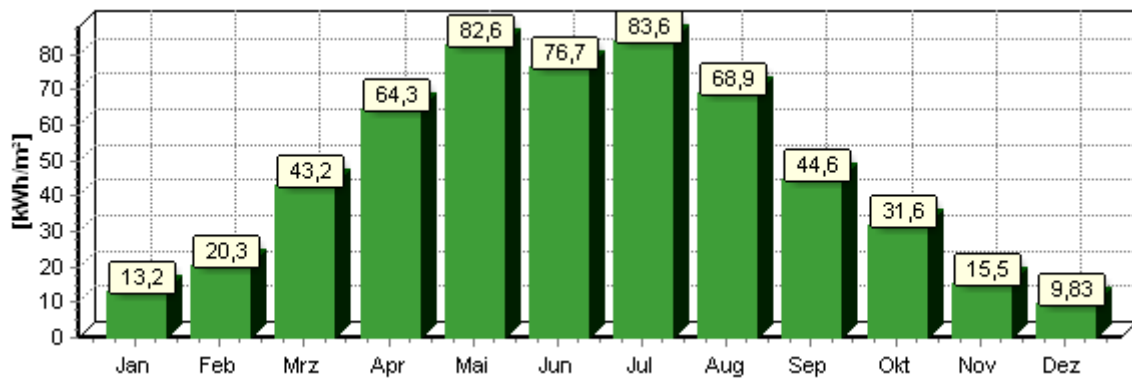
Spezifische Werte

Bezeichnung	Ertrag/a	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Eigenverbrauch	92,3	%	95,2	96,8	89,8	87,1	93,5	97,7	86,9	93,8	97,1	96,2	87,4	78,8
Selbstversorg.	18,9	%	5,4	9,3	18,6	26,4	29,0	26,5	28,9	27,7	16,2	12,6	8,2	8,8

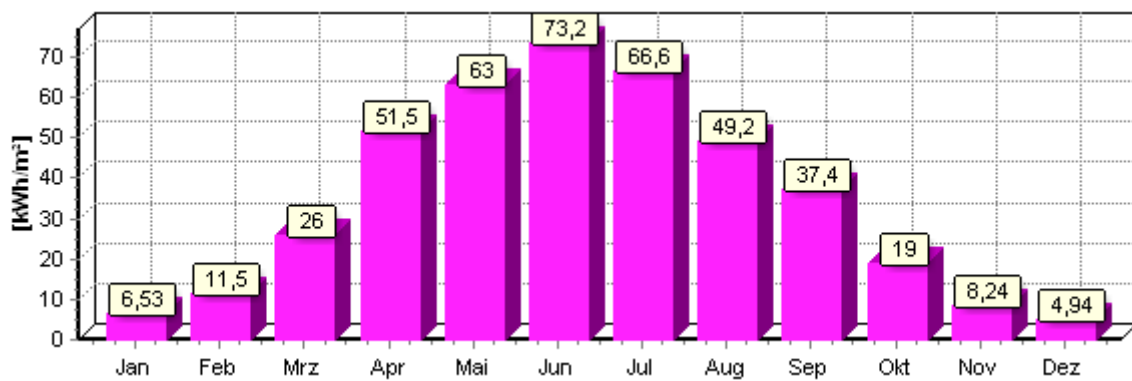
Globalstrahlung (Anlage)



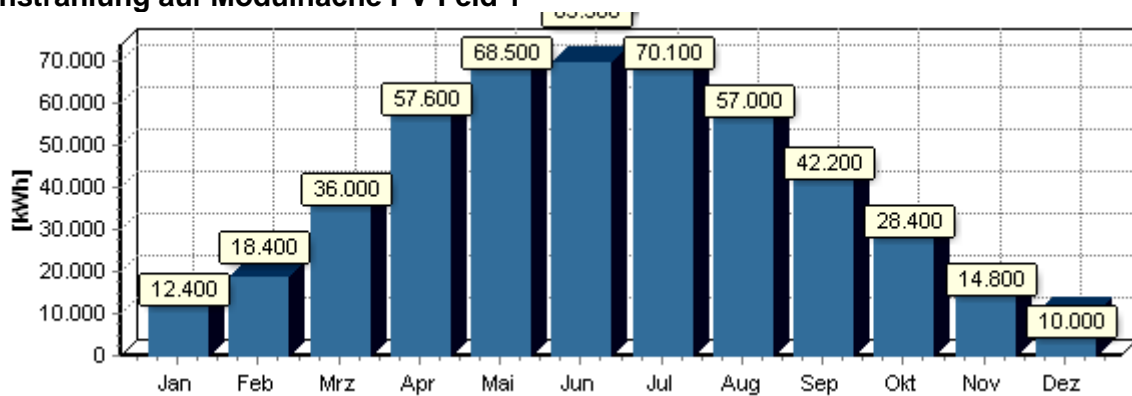
Diffusstrahlung (Anlage)



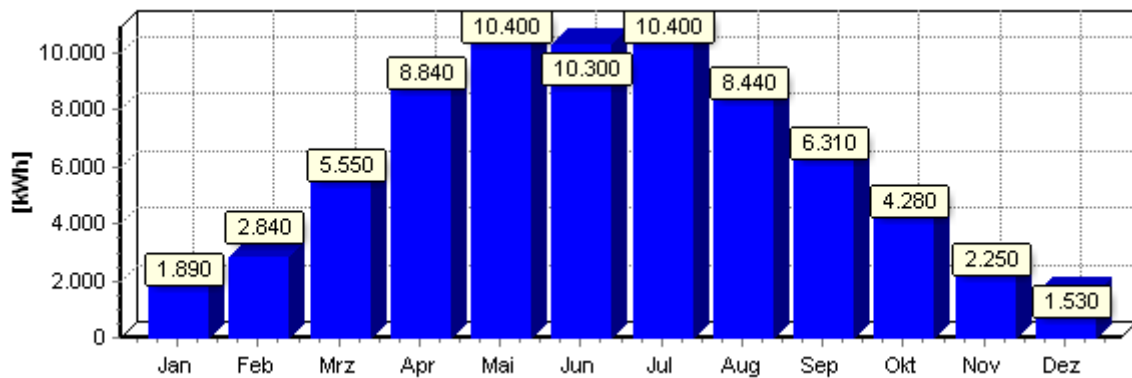
Direktstrahlung (Anlage)



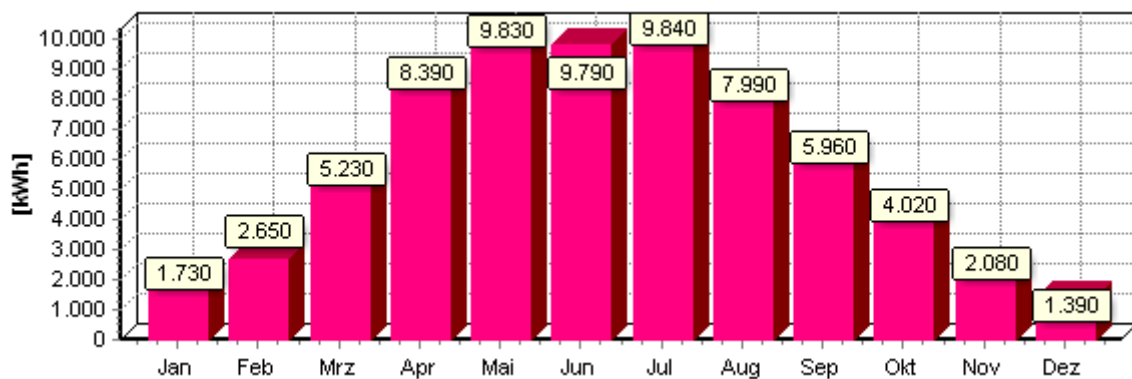
Einstrahlung auf Modulfläche PV Feld 1



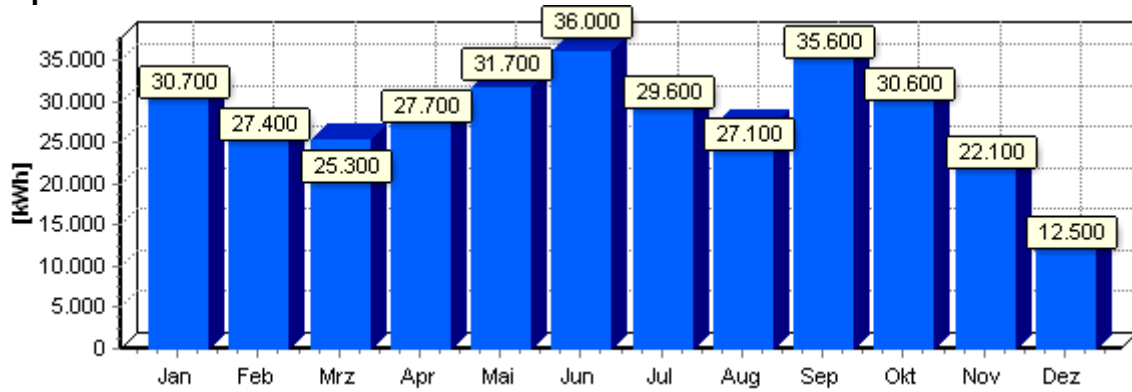
DC Ertrag PV-Anlage PV Feld 1



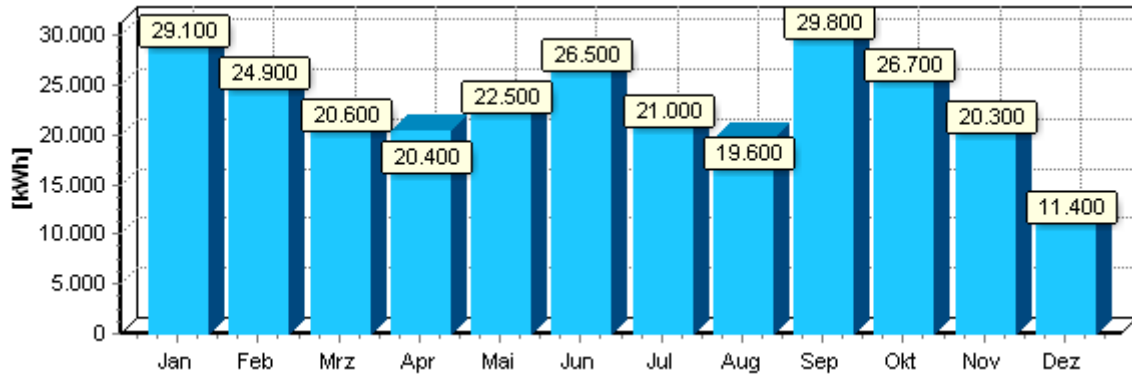
AC Ertrag PV-Anlage PV Feld 1



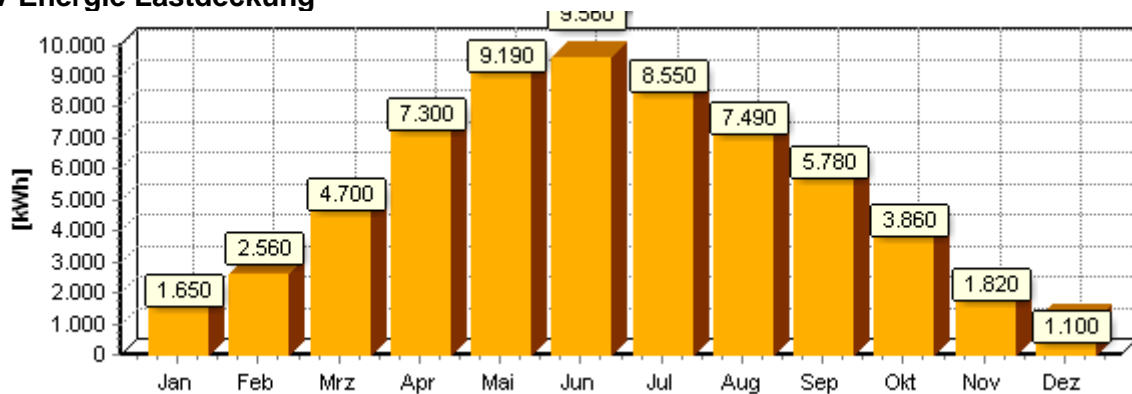
Lastprofil



Netzbezug Lastdeckung



PV Energie Lastdeckung



PV Energie Netzeinspeisung

