

Planung PV-Anlage

Im Hanselmaa 14, 8132 Egg

Teko Zürich
Lukas Rüedi
Techniker Energie und Umwelt 2022-2025
Öffentliche Arbeit



Inhaltsverzeichnis

1. PROJEKT	5
1.1. MANAGEMENT SUMMARY	5
1.2. AUFGABENSTELLUNG	6
1.3. BEWEGGRÜNDE	6
1.4. ZIELSETZUNG	7
1.5. HINWEIS AUFGABENHEFT, PFLICHTENHEFT	7
1.6. PROJEKTRISIKEN	7
1.7. TERMINPLAN SOLL/IST	8
2. OBJEKT INFORMATIONEN	9
2.1. SITUATION	9
2.2. ZONENPLAN	9
2.3. DACH	10
2.4. WÄRMEBILDKAMERA	13
3. PHOTOVOLTAIK AUSLEGUNG	14
3.1. VARIANTEN ÜBERSICHT	14
3.2. VARIANTEN 1 UND 2 (VOLLBELEGUNG)	15
3.3. AUSRICHTUNG	16
3.4. AUSRICHTUNGSVERGLEICH VARIANTE 1 UND 2	17
3.5. BERECHNUNG VARIANTE 1 UND 2	18
3.6. FAZIT VARIANTE 1 UND 2	20
3.7. VARIANTE 3 (TEILBELEGUNG)	21
4. ANLAGEKOMPONENTEN	24
4.1. SOLARMODULE	24
4.2. UNTERKONSTRUKTION	25
4.3. ABSTURTZSICHERUNG	28
4.4. BLITZSCHUTZ	30
4.5. STEIGZONE	34
4.6. WECHSELRICHTER	34
4.7. ÜBERSPANUNGSABLEITER	35
4.8. KABEL	37
4.9. AC TRENN SCHALTER	39
4.10. POTENTIALAUSGLEICH	40
4.11. LEITUNGSSCHUTZSCHALTER	40
5. STRINGPLAN	41

6.	EIGENVERBRAUCHSOPTIMIERUNG	44
6.1.	SMARTMETER	44
6.2.	ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM	46
6.3.	BATTERIESPEICHER	48
6.4.	DYNAMISCHE PREISE	52
6.5.	WÄRME	53
6.5.1.	VORHANDENE INSTALLATIONEN	53
6.5.2.	WÄRMEBEDARF	54
6.5.3.	EFFIZIENZSTEIGERnde MASSNAHMEN	55
6.6.	ELEKTROMOBILITÄT	57
7.	SIMULATION	59
7.1.	3D MODEL	59
7.2.	PV SOL	60
7.3.	SIMULATIONSERGEBNISSE	61
8.	KOSTEN UND ERTRAG	67
8.1.	FÖRDERUNG	67
8.2.	STEUERN	68
8.3.	BAUGERÜST	69
8.4.	ANLAGE	69
8.5.	LAUFENDE KOSTEN	71
8.6.	EINSPEISEVERGÜTUNG	72
8.7.	RENTABILITÄT	73
9.	STROMVERTEILUNG	75
9.1.	MÖGLICHKEITEN	75
9.2.	WAHL DER GEEIGNETEN STROMVERTEILUNG	76
9.3.	SITUATION UND ANFORDERUNGEN	76
9.4.	GRÜNDUNG UND BETRIEB	78
9.5.	WIRTSCHAFTLICHKEIT VZEV	79
10.	EMPFEHLUNG	81
11.	BAUBEWILLIGUNG	82
12.	VERZEICHNISSE	87
12.1.	LITERATURVERZEICHNIS	87
12.2.	TABELLENVERZEICHNIS	88
12.3.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	89

13.	ABSCHLUSS	90
13.1.	REFLEXION ZUM ZIEL	90
13.2.	KOMMENTAR ZU KI.....	90
13.3.	GELERNT	90
13.4.	PERSÖNLICHES SCHLUSSWORT	91
13.5.	VERDANKUNG.....	91
13.6.	KLASSIFIZIERUNG	91
13.7.	EIGENSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG	91
14.	ANHANG	92
14.1.	LEBENS LAUF	92
14.2.	PROTOKOLL VORZEIGETERMIN	93
14.3.	MODUL DATENBLATT	94
14.4.	STATIKBERICHT K2 – VARIANTE 1	96
14.5.	STATIKBERICHT K2 – VARIANTE 3.....	107
14.6.	WECHSELRICHTER – VARIANTE 1	115
14.7.	WECHSELRICHTER - VARIANTE 3	116
14.8.	GAK – VARIANTE 1.....	120
14.9.	GAK – VARIANTE 3.....	122
14.10.	BATTERIE - VARIANTE 1 UND 3	124
14.11.	BATTERIEWECHSELRICHTER – VARIANTE 1	126
14.12.	OFFERTE SEILSYSTEM - VARIANTE 1	128
14.13.	OFFERTE SEILSYSTEM – VARIANTE 3	131
14.14.	OFFERTE BAUGERÜST	134
15.	KOMPETENZPROFIL.....	137

1. Projekt

1.1. Management Summary

Die Arbeit hatte das Ziel, zwei Varianten einer Photovoltaikanlage gegeneinander abzuwägen und die Lösung zu finden, die man aus technischen und wirtschaftlichen Gründen am besten umsetzen kann. Reale Gebäudedaten, die mittels Drohnenaufnahmen erfasst und in ein 3D-Modell überführt wurden, dienten als Grundlage dafür. Auf dieser Grundlage wurden in PV-SOL umfassende Simulationen erstellt, um die erwarteten Erträge und Verschattungen so präzise wie möglich abzubilden. Darüber hinaus wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung über 25 Jahre erstellt, die Fördergelder, steuerliche Effekte und Betriebskosten einbezieht.

Durch eine grössere Anlageleistung erzielt Variante 1 einen erheblichen Energieertrag und eine höhere Gesamtrendite. Während Variante 3 auf die Eigenverbrauchsoptimierung ausgelegt ist, produziert sie insgesamt weniger Strom. Die Simulationen belegen, dass Variante 1, obwohl sie einen geringeren Eigenverbrauchsanteil aufweist, den höheren Gesamtgewinn erzielt und sich zudem im Winter besser eignet, um den Strombedarf zu decken. Mit der höheren Investition können zudem mehr Kosten steuerlich abgezogen werden, was die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert.

Die geplante Einbindung eines Batteriespeichers ist ebenfalls ein wichtiger Beitrag zur Eigenversorgung. Die Ergebnisse belegen, dass die Batterie unabhängig von den unterschiedlichen Speicherkapazitäten in beiden Fällen gut dimensioniert ist. Es kann sinnvoll sein, später zu erweitern, sobald reale Verbrauchsdaten verfügbar sind. Ein Energiemanagementsystem ermöglicht es, den Betrieb kontinuierlich zu optimieren und überschüssigen Solarstrom gezielt zu nutzen, etwa für die Erwärmung von Wasser oder die Ladung des Speichers.

Es ist auch ratsam, ein vZEV zu gründen. Selbst wenn der Nachbar nur einen geringen Strombedarf hat, entstehen kaum zusätzliche Kosten und die interne Stromverteilung führt langfristig zu einer frühzeitigen Erreichung des Break-even-Point. Auch der Umstieg auf ein Elektroauto sollte bei der nächsten Fahrzeuganschaffung in Betracht gezogen werden, um den Eigenverbrauch weiter zu steigern und das Fahrzeug grösstenteils kostenlos zu laden.

Die Analyse belegt, dass Variante 1 die bessere Wahl in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz ist. Sie erzielt im Verlauf der Zeit den höheren Gewinn, unterstützt in grösserem Masse die Eigenversorgung und weist das beste Verhältnis zwischen Investitionskosten, Leistung und Nutzen auf.

1.2. Aufgabenstellung

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird die Planung und Auslegung einer PV-Anlage für ein bestehendes Einfamilienhaus systematisch erarbeitet. Ziel ist es, eine fundierte Entscheidungsgrundlage für den Hauseigentümer zu schaffen, um eine wirtschaftlich sinnvolle und technisch durchdachte Investition in eine PV-Anlage tätigen zu können.

Ein zentraler Schwerpunkt liegt auf der Ermittlung der optimalen Anlagengrösse sowie auf der Auswahl geeigneter Komponenten. Darüber hinaus werden verschiedene Auslegungsstrategien analysiert und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit verglichen. Im Zentrum steht dabei die Fragestellung, ob eine vollständige Belegung der verfügbaren Dachfläche mit PV-Modulen, oder eine eigenverbrauchsoptimierte Dimensionierung die geeignetere Lösung darstellt. In beiden Fällen wird der erzeugte Strom sowohl mengenmässig als auch finanziell analysiert. Neben den Investitionskosten werden langfristige Erträge, Einspeisevergütungen und die Auswirkungen steigender Strompreise auf die Wirtschaftlichkeit betrachtet. Die Planung der PV-Anlage erfolgt nach aktuellen technischen Standards und berücksichtigt die spezifischen Gegebenheiten des Objekts. Es werden nicht nur geeignete Komponenten ausgewählt, auch Aspekte wie Sicherheit, Abschattung und Wartungszugänglichkeit fliessen in die Planung mit ein. Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Untersuchung von Möglichkeiten zur Steigerung des Eigenverbrauchs. Hierzu zählen unter anderem der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV), der virtuelle ZEV (vZEV) oder die Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG). Der Solarmanager, welcher das geplante Energiemanagementsystem darstellt, nimmt eine wichtige Rolle ein. Diese Arbeit geht sekundär auch auf das Thema Haustechnik ein, welche bereits vorhanden ist. Eine Wärmepumpe, eine kleine Solarthermieanlage sowie ein Pufferspeicher sind bereits installiert. Die Wechselwirkungen dieser Komponenten mit der geplanten PV-Anlage werden untersucht, insbesondere im Hinblick auf die Möglichkeit zur Lastverschiebung und Eigenverbrauchsoptimierung.

1.3. Beweggründe

Die Themenwahl dieser Diplomarbeit wurde durch mein persönliches Interesse an nachhaltiger Energie sowie durch meinen beruflichen Werdegang geprägt. Als gelernter Spengler verfüge ich über ein ausgeprägtes Verständnis für Dachaufbauten, Konstruktionen und baustellenbezogenen Abläufen.

In meiner aktuellen Funktion als Projektleiter im Bereich Photovoltaik bin ich verantwortlich für gewisse Teile der Planung und Koordination von PV-Anlagen, sowie für die Organisation der dazugehörigen Baustellentermine. Dabei konnte ich fundierte Kenntnisse im Bereich Gleichstromsysteme aufbauen und mein technisches Verständnis im Umgang mit PV-Komponenten vertiefen.

Mit dieser Arbeit wollte ich die Gelegenheit nutzen, meine bisherigen praktischen Erfahrungen zu erweitern. Insbesondere beim Betrachten der Wechselstromseite kann ich etwas lernen, da ich durch meine Lehre als Bauspengler in diesem Bereich nur wenig Eindrücke sammeln konnte. Die vollständige Planung eines konkreten Projekts bot dafür die ideale Möglichkeit.

1.4. Zielsetzung

Entscheidungsgrundlage erarbeiten

Ziel der Arbeit ist es, dem Hauseigentümer eine klare und nachvollziehbare Entscheidungsgrundlage zu bieten. Dabei werden verschiedene Auslegungsvarianten der PV-Anlage technisch und wirtschaftlich analysiert, um die jeweils besten Optionen hinsichtlich Eigenverbrauchs, Stromertrag und Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen. So kann eine fundierte Investitionsentscheidung getroffen werden.

Vollständige Planung der Photovoltaik-Anlage

Die Arbeit beinhaltet die vollständige, technische Planung der PV-Anlage. Dazu zählt die Dimensionierung, die Auswahl geeigneter Komponenten, das Planen von Eigenverbrauch steigenden Massnahmen sowie das Simulieren von Erträgen und Wirtschaftlichkeit.

Erstellen aller relevanten Pläne für das Bauvorhaben

Für die Realisierung der PV-Anlage werden sämtliche notwendigen Pläne erstellt, um die PV-Anlage beim Kanton und bei der GVZ anzumelden. Dadurch wird sichergestellt, dass der Hauseigentümer nach Abschluss der Arbeit direkt mit der Umsetzung beginnen könnte.

1.5. Hinweis Aufgabenheft, Pflichtenheft

Die vorliegende Diplomarbeit basiert nicht auf einem offiziellen Projektauftrag. Das Thema wurde aus eigener Initiative gewählt und in Absprache mit dem Hauseigentümer umgesetzt. Entsprechend wurden weder ein formelles Aufgabenheft noch ein Pflichtenheft erstellt. Die Zielsetzungen und der Umfang der Arbeit wurden selbstständig definiert. Dies ermöglichte eine praxisnahe und flexible Bearbeitung des Projekts, ohne an externe Vorgaben gebunden zu sein.

1.6. Projektrisiken

Da es sich bei dieser Arbeit um eine reine Planung handelt, beziehen sich die Projektrisiken nicht auf die eigentliche Umsetzung, sondern auf typische Risiken, die bei der Realisierung einer solchen Anlage auftreten könnten. Zu den Risiken zählen insbesondere Unsicherheiten bei der Ertragsprognose. Diese ist immer rein rechnerisch und basiert auf Erfahrungswerten. Weil sich Wetter und Klima aber nie gleich verhält, gibt es natürlich Schwankungen in der Ertragsprognose. Bei den geplanten Komponenten kann es vorkommen, dass diese bei einem späten Baustart nicht mehr vorhanden sind, weshalb auf Alternativen umgestiegen werden muss. Auch bauliche Risiken, wie eine unzureichende Tragfähigkeit der Dachkonstruktion, versteckte Bauschäden wie Wassereintritt, oder mangelhafte Elektroinstallationen können den Bau der PV-Anlagen beeinflussen. Wirtschaftlich bestehen Risiken durch schwankende Strompreise und Förderbedingungen. Zudem können Genehmigungsverfahren oder Vorgaben des Netzbetreibers zu Verzögerungen führen. Im Betrieb stellen schliesslich Ausfälle oder eine verkürzte Lebensdauer einzelner Komponenten ein Risiko dar. Diese Punkte sind bei einer tatsächlichen Umsetzung entsprechend zu berücksichtigen, so das eventuell Reserve Produkte rückgelagert werden, damit diese schnell wieder vorhanden sind.

Private Risiken in der Planung stellen primär Zeitausfälle dar. Ferien aber auch Krankheitstage verkürzen die Zeit, welche für die Diplomarbeit zur Verfügung stehen. Solche Ausfalltage müssen berücksichtigt werden, weshalb der Start der Arbeit genug früh erfolgen muss. Wenn zusätzliche Information eingeholt werden müssen, dann müssen zur Sicherheit für dessen Erhalt längere Fristen eingeplant werden, damit am Schluss kein Zeitdruck entsteht. Insgesamt sind die Projektrisiken aber verhältnismässig gering und überschaubar, da es eine planerische Arbeit ist, welche nicht von vielen zweit Personen abhängig ist. Die meisten Risiken liegen eher im späteren Bau, falls die Anlage realisiert wird.

1.7. Terminplan Soll/Ist

Diplomarbeit

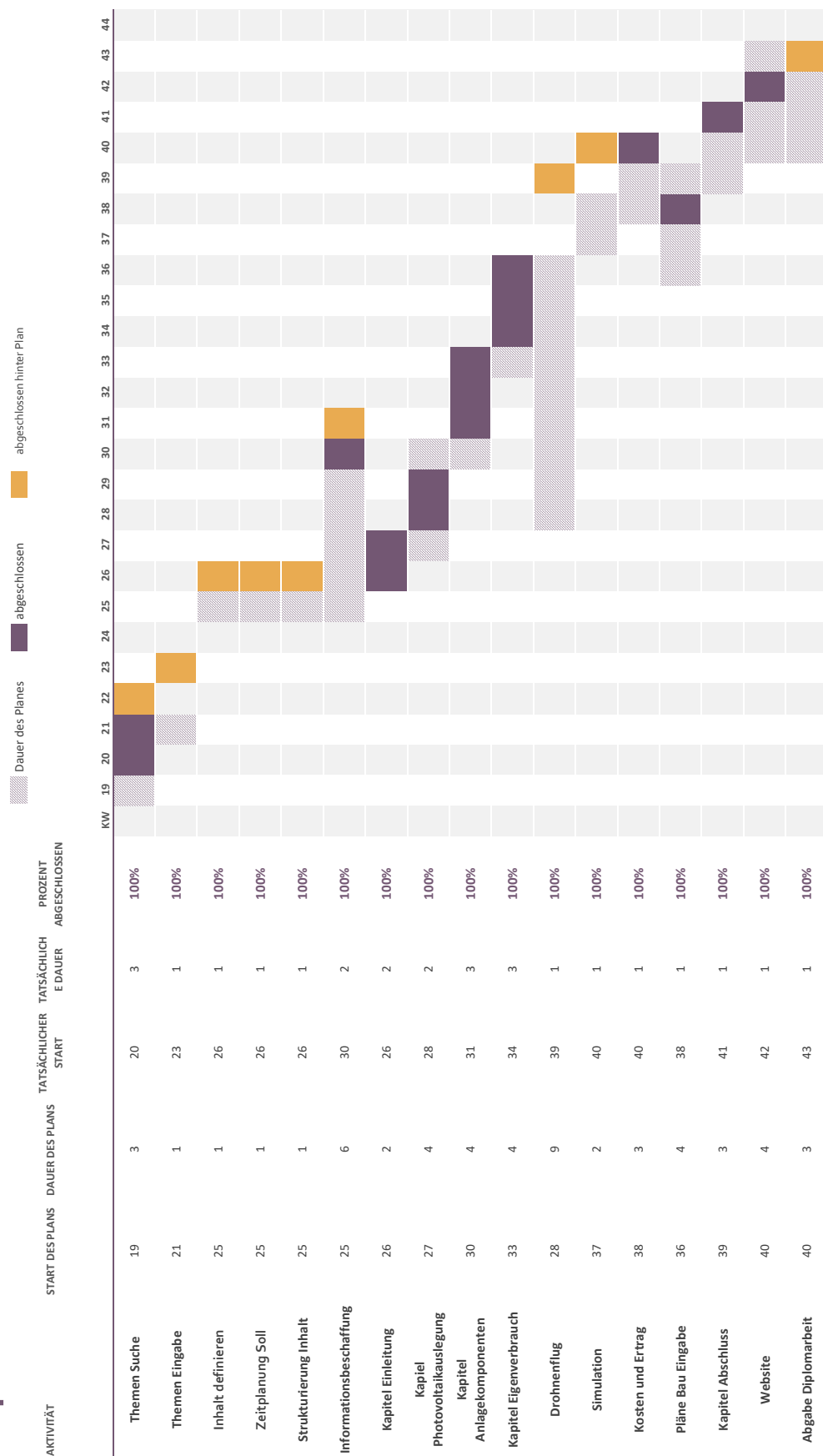


Abbildung 1: Zeitplan

2. Objekt Informationen

2.1. Situation

Das Haus an der Hanselmaa 14 befindet sich in der Gemeinde Egg im Kanton Zürich. Es wurde im Jahr 2013 neu gebaut und gehört damit zu den vergleichsweisen jungen Gebäuden im Ort. Wie im nachfolgenden Kapitel ersichtlich ist, liegt das Objekt innerhalb einer Gewerbezone. Das dreistöckige Gebäude ist offiziell als Einfamilienhaus deklariert, wurde jedoch privat in zwei unabhängige Hausteile aufgeteilt. Dadurch verfügt jede Wohneinheit über einen eigenen Eingang und eine eigenständige Nutzung, sodass zwei Personen dort getrennt voneinander leben können. Das Gebäude weist eine Gesamtfläche von rund 488 m² auf, wovon das Hauptdach etwa 420 m² einnimmt. Das Flachdach ist sehr gross und wird nicht von Nachbargebäuden oder Bäumen verschattet. Dies führt zu einer sehr guten Ausgangslage für eine PV-Anlage. Dank des geringen Alters besitzt das Haus bereits zeitgemässe Dämmeigenschaften, die den Energiebedarf im Vergleich zu älteren Bauten deutlich reduzieren. Dazu tragen insbesondere die hochwertigen Fassaden- und Dachisolierungen sowie moderne Fenster mit Mehrfachverglasung bei. Die Wärmeversorgung wird durch einen grossen Teil von erneuerbaren Energien bereitgestellt. Es werden keine fossilen Brennstoffe mehr verbrannt, lediglich Strom wird noch aus dem Netz bezogen.

Durch diese Kombination von Baujahr, Dämmstandard und teilweiser Nutzung erneuerbarer Energien ist der aktuelle Energieverbrauch bereits spürbar gesenkt. Dennoch bietet die vorhandene Dachfläche ein hohes Potenzial, den Energiebedarf und die Betriebskosten zusätzlich zu senken. Im weiteren Verlauf wird deshalb aufgezeigt, wie sich Energiekosten reduzieren lassen und der Autarkiegrad gesteigert werden kann.

2.2. Zonenplan

Beim Bau von PV-Anlagen ist es wichtig zu beachten, in welcher Zone sich das Gebäude befindet. Um diese Frage zu klären, muss man die verschiedenen Zuständigkeiten kennen. In der Schweiz ist die Raumplanung zwischen Bund, Kanton und Gemeinden aufgeteilt.

Der Bund legt die Grundsätze fest. Er verfasst Gesetze und bestimmt Regelungen, an welche sich die Kantone halten müssen. Als Beispiel sagt der Bund, dass nur so viel Bauzone eingeplant werden darf, wie es der aktuelle Bedarf verlangt. Der Kanton hingegen konkretisiert im kantonalen Richtplan, wo sich welche Zone befindet. Er sagt, wo Siedlungsentwicklung möglich ist und wo nicht. Er kontrolliert die einzelnen Gemeinden und legt Richtlinien vor, an welche sich die Gemeinden halten müssen. Zusätzlich schützt er Inventar wie Landschaft und Gebäude. Die Gemeinden legen in ihren Bau- und Zonenordnungen fest, wie diese Flächen genutzt werden dürfen. Zum Beispiel als Wohn-, Gewerbe-, oder Industriezonen und mit welchen baulichen Vorgaben. Die Gemeinde darf also entscheiden, ob aus einer Bauzone eine Wohnzone oder eine Gewerbezone wird, solange sie sich dabei an den übergeordneten Richtplan hält. (Fedlex, 1979)

Die Zoneneinteilung eines Objektes wird also von verschiedenen Behörden beeinflusst. Um Informationen darüber zu erhalten, in welcher Zone sich ein Objekt konkret befindet, kann der GIS-Plan vom Kanton Zürich geöffnet werden. Dort kann man die vorher erwähnten Informationen einsehen.

Das Gebäude Hanselmaa 14 befindet sich in einer Bauzone, konkret in einer Gewerbezone. Um sich nun über die geltenden Vorschriften informieren zu können, welche die Gewerbezone in Egg betreffen, kann man die Bau- und Zonenordnung der Gemeinde öffnen.



Kanton Zürich
GIS-Browser (<https://maps.zh.ch>)
ÖREB-Kataster

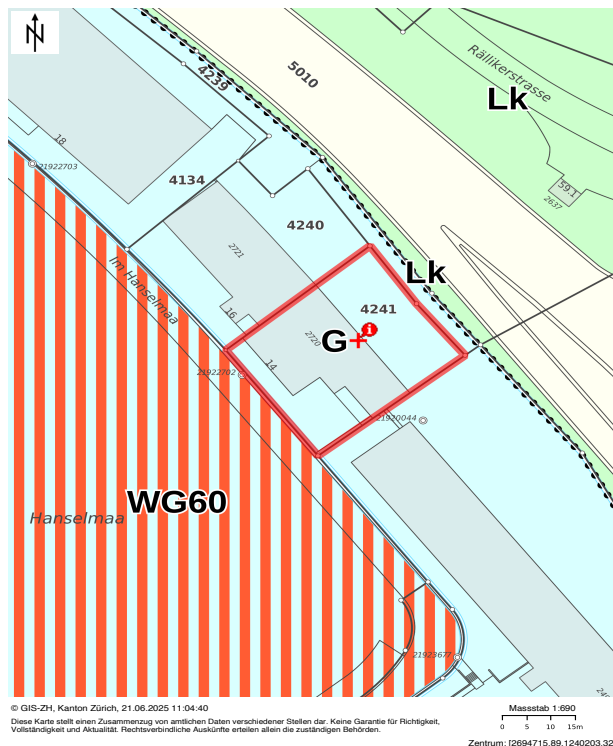


Abbildung 2: ÖREB Kataster

Eine ebenso hilfreiche Erkenntnis für den Bau einer PV-Anlage, sind die Abstandsregelungen. Für eine Gewerbezone gilt ein Mindestabstand von 14 Metern gegenüber einer Wohnzone. Auf der Abbildung ist erkenntlich, dass links von der Gewerbezone eine Wohnzone mit gewerblicher Erleichterung geplant ist, welche also diesen Abstand zur Gewerbezone einhalten muss. Für die WG60 Zone gilt eine maximale Höhe von 10.5 Metern. Obwohl die WG60 Zone noch nicht bebaut wurde, lässt sich so trotzdem eine Erkenntnis über den möglichen Schattenwurf in Zukunft bilden. Hierbei verwenden man den Mindestabstand von Zone zu Zone, die maximal Höhe der geplanten Nachbarszone und die eigene Gebäudehöhe, auf welcher die PV-Anlage gebaut werden soll. (Gemeinde Egg, 2024)

2.3. Dach

Bei dem Gebäude geht es um ein Flachdach mit einer Fläche von 421qm. Auf dem Dach befinden sich verschiedene Dachfenster, Lüftungsrohre, Kamine, Dunstrohre, Dachwasserabläufe. Zusätzlich befinden sich auf dem Dach grössere Objekte wie eine Solarthermieanlage und einen Liftaufbau. Das ganze Dach ist mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, welches die verschiedenen Objekte miteinander verbindet und in das Fangnetz integriert.

Durch die vielen Objekte auf dem Dach, wurde das Dach zusätzlich zur Drohnenvermessung noch traditionell von Hand mit einem Massband vermessen. Dies ermöglicht es einen genauen und Massstabsgetreuen Grundrissplan zu erstellen. Erst durch das Erstellen dieses Planes kann man beurteilen wie viele Solarmodule effektiv auf dem Dach Platz finden.

Diese wurde 2024 aktualisiert und befindet sich somit auf dem neusten Stand. Dort findet man wesentliche Punkte, die zu beachten sind, wenn man in einer Gewerbezone bauen will.

Um eine PV-Anlage planen zu können, ist es wichtig die Regeln der jeweiligen Zone zu befolgen, damit das Projekt bewilligt wird.

Der Grundsatz in der Gewerbezone besagt, dass in der Gewerbezone höchstens mässig störende Betriebe, sowie Handels- und Dienstleistungsbetriebe zulässig sind. Das hat zum Glück keinen Einfluss auf die PV-Anlage, da diese nicht einen Betrieb im Wesentlichen darstellt. Jedoch wurde mit der Aktualisierung der Bau und Zonenordnung in Egg bestimmt, das Flachdächer begrünt werden müssen. Wie in einem späteren Kapitel ersichtlich wird, bestimmt diese Regelung die Kosten und die Art der gewählten Unterkonstruktion massgeblich.

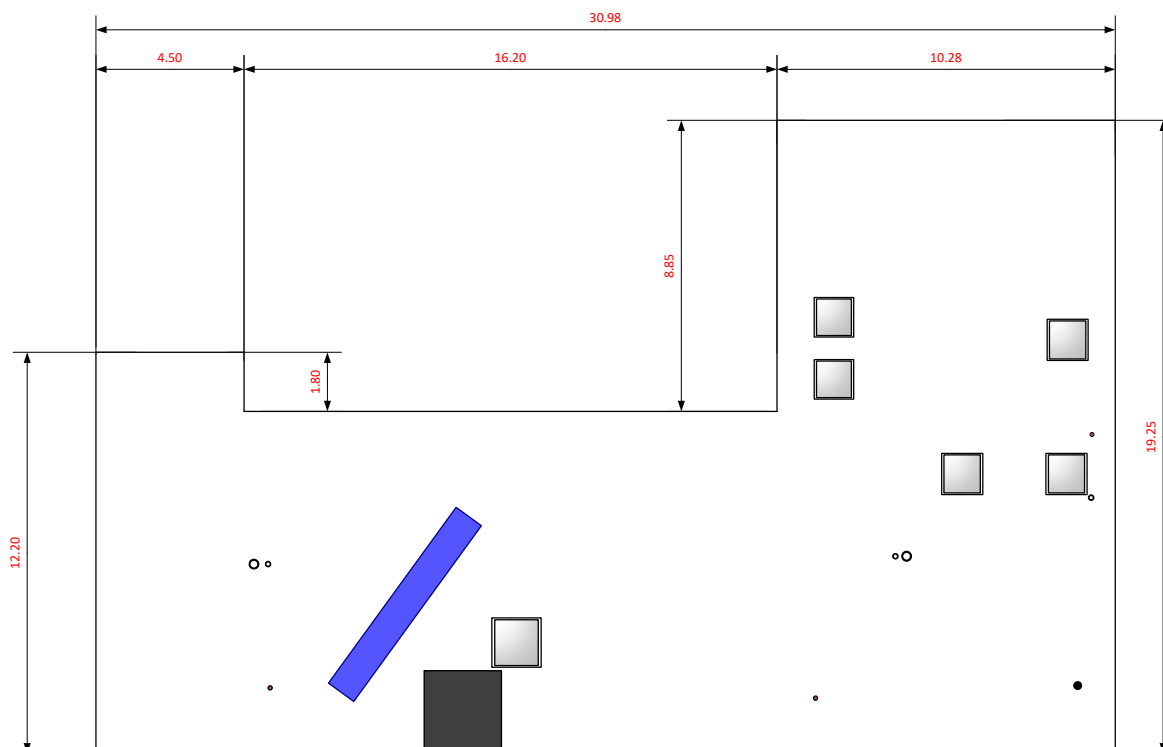


Abbildung 3: Dachplan

Legende:

	Oblicht
	Solarthermie
	Liftaufbau
	Kamin
	Dunstrohr
	Lüftung
	Stütze Seilsystem
	Seilsystem Absturztsicherung
	Solarmodul
	Modulabstand Gross 35cm
	Modulabstand Klein 15cm
	Masse Dachabstand
	Masse Absturztsicherung
	Masse Dach

Beim Bau einer PV-Anlage ist es essenziell, sich mit dem Dach und seinem Aufbau zu beschäftigen. Wenn die Anlage gebaut ist, das Dach aber nicht dafür geeignet, entstehen deutlich höhere Kosten, da häufig die gesamte PV-Anlage erneut demontiert werden muss. Deshalb ist es wichtig, die untenstehenden Fragen zu klären, um Klarheit zu erhalten.

Das Alter ist ein wichtiges Indiz, um herauszufinden, ob eine Dachsanierung zuerst notwendig wäre. Welche Art von Abdichtung befindet sich auf dem Dach? Ist sie intakt oder bereits beschädigt? Kann eine PV-Anlage darauf montiert werden oder könnten allenfalls Schäden entstehen? Gibt es ein Schutzvlies? Ist die Wärmedämmung noch trocken? Ist sie ausreichend dick oder sollte man im Rahmen einer thermischen Sanierung besser aufdämmen? Lässt es das Dach hinsichtlich Höhe, Rohren, Fensteranschlüssen und anderen Bauteilen zu, noch zusätzliche Dämmung aufzubringen? Gibt es Sicherungssysteme oder eine Blitzschutzanlage, welche den Bau der PV-Anlage erschweren? Müssen diese Systeme angepasst oder integriert werden? Welche Dachschicht befindet sich ganz oben? Gibt es Rundkies, oder eine Dachbegrünung? Um welche Art von Begrünung handelt es sich? Ist sie bereits stark bewachsen und muss eventuell abgesaugt und neu aufgetragen werden? Oder handelt es sich um eine extensive Begrünung?

Abbildung 4: Legende Dachplan

Das Dach vom Hanselmaa 14 besitzt einen typischen Aufbau mit mehreren Schichten. Als Tragwerk dient eine 20 cm dicke Betondecke. Darauf ist vollflächig eine Dampfbremse aufgeklebt. Es handelt sich um eine EGV 35 Bitumenbahn, welche die Wärmedämmung vor von innen nach aussen diffundierender Feuchtigkeit schützt. Zusätzlich schützt sie im Falle eines Wasserschadens, die darunterliegenden Bauteile in umgekehrter Richtung. Auf der Dampfbremse befindet sich eine Polyurethan-Wärmedämmung mit einer Dämmstärke von 160 mm. Sie besitzt einen Lambdawert von $0,02 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ und gilt damit als sehr guter Dämmstoff, der heutigen Standards entspricht. (swisspor, 2025)

Über der Wärmedämmung befindet sich die Abdichtungsschicht. Hier wurde etwas weniger üblich, aber nicht schlechter, eine EPDM-Folie verwendet. Das sind Hochleistungsfolien mit ähnlichen Eigenschaften wie Bitumen. Die Folie wurde vorgefertigt, auf die exakten Masse zugeschnitten und als ein ganzes Stück auf die Baustelle geliefert. Bei der über 400 m^2 grossen Folie mussten vor Ort sämtliche Dachdurchdringungen ausgeschnitten und alle Anschlüsse verklebt werden. Die Vorteile dieser Folie gegenüber einer bituminösen Abdichtung liegen in der langen Haltbarkeit von fast 50 Jahren, gegenüber den 30 Jahren bei einem Bitumendach. Zusätzlich ist sie wurzelfest, resistent gegenüber UV-Strahlung und Ozon.

Die Nachteile liegen im höheren Preis und in der Empfindlichkeit gegenüber Ölen und Lösungsmitteln. Ein weiterer kritischer Punkt ist die Dicke der Folie. Bei einem Bitumendach besteht die wasserführende Schicht meist aus zwei übereinander verschweissten 5 mm dicken Bahnen, also insgesamt 10 mm Schutz. Das bietet deutlich mehr mechanische Widerstandsfähigkeit als eine EPDM-Folie, welche nur 1,5 mm dick ist. Spitze Gegenstände können hier kleine Löcher verursachen, durch die Wasser in den Dachaufbau eindringen kann. Um diesem Problem entgegenzuwirken, wurde ein Schutzvlies lose über der Folie verlegt.

Über dem Fliess befindet sich die Dachbegrünung. Diese besteht aus einem Substrat, das nur eine extensive Begrünung zulässt. Das bedeutet, man findet dort weniger Pflanzen als auf einer Wiese. Zudem finden die Wurzeln meist weniger Halt, was die Pflege erleichtert, und die Abdichtung schützt. An den Dachrändern wurde kein Begrünungssubstrat eingesetzt, sondern fachgerecht Rundkies, der das Pflanzenwachstum an den wichtigen Anschlüssen verhindert.

2.4. Wärmebildkamera

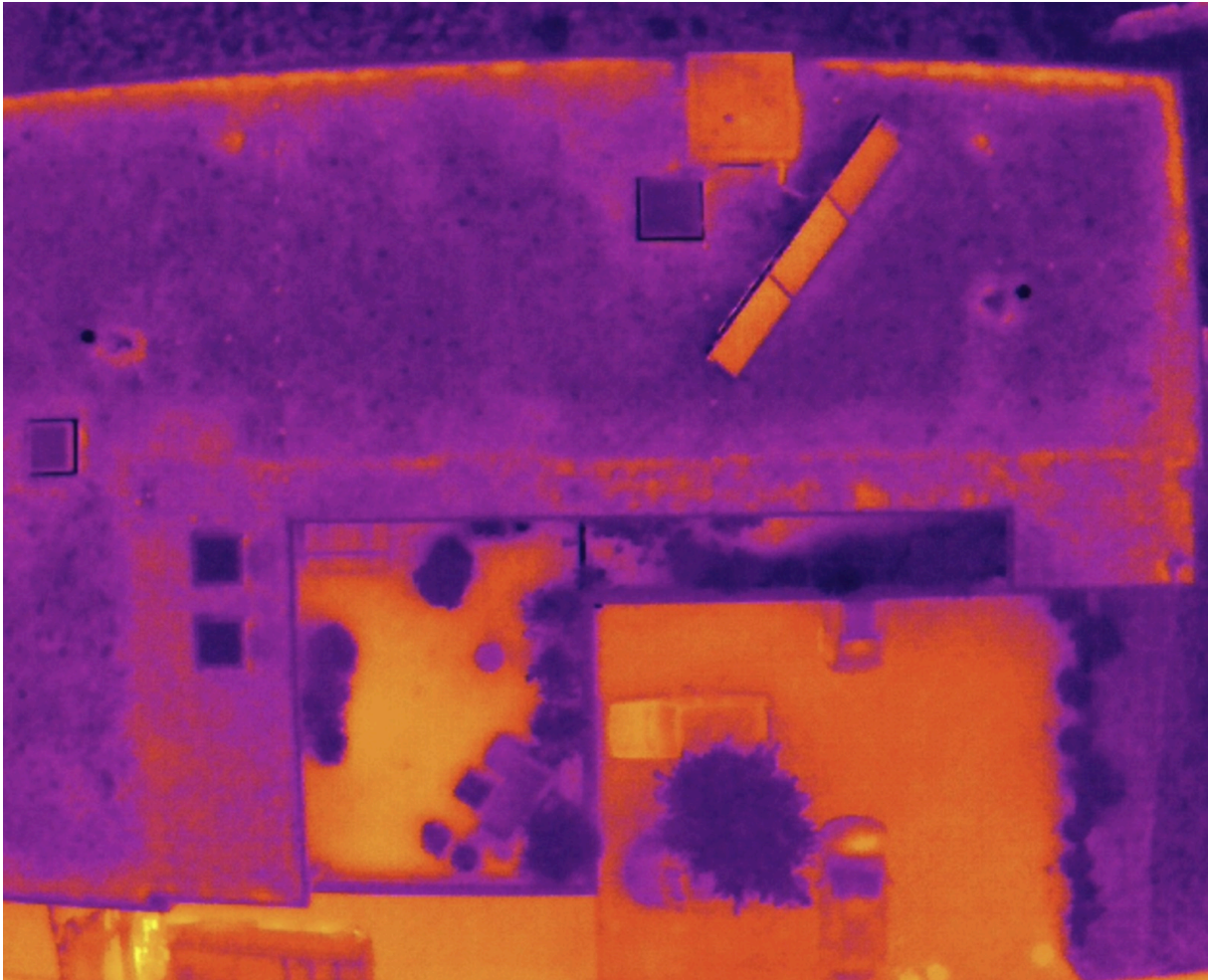


Abbildung 5: Wärmebildaufnahme

Wärmebildaufnahmen werden eingesetzt, um den Wärmetechnischen Zustand eines Gebäudes zu überprüfen und mögliche Schwachstellen wie Wärmebrücken, oder undichte Stellen sichtbar zu machen. Sie ermöglichen eine schnelle und grob Kontrolle der Gebäudehülle und helfen dabei, Wärmeverluste frühzeitig zu erkennen, bevor grössere Schäden entstehen. Besonders bei Flachdächern liefern thermografische Untersuchungen wertvolle Hinweise auf Feuchtigkeit in der Dämmung, da sich nasse Bereiche durch ihre höhere Wärmeleitfähigkeit deutlich wärmer darstellen.

Die vorliegende Wärmebildaufnahme wurde bei einer Aussentemperatur von rund 16 °C durchgeführt. Für eine präzisere Beurteilung wären tiefere Temperaturen im Winter besser geeignet, da grössere Temperaturunterschiede zwischen Innen- und Aussenluft die Wärmeverluste deutlicher zeigen. Da auf der Aufnahme keine auffällig warmen Stellen zu erkennen sind, kann davon ausgegangen werden, dass das Dach trocken ist und keine Feuchtigkeit in der Isolation vorhanden ist. Eine durchnässte Dämmung würde Wärme stärker leiten und dadurch wärmer erscheinen als die umliegenden trockenen Bereiche. Auffällig ist ein leicht erhöhter Temperaturbereich entlang des nördlichen Dachrandes, der vermutlich durch die darunterliegende Fensterfront verursacht wird. Der grösste Wärmeverlust zeigt sich im Bereich des Liftaufbaus. Der auf der Südseite sichtbare, wärmere Kiesstreifen stellt hingegen keinen Mangel dar. Die Erwärmung entsteht dort, weil die darunterliegenden Gartenplatten durch die Sonne aufgeheizt wurden und ihre Wärme nach oben abstrahlen. Ebenfalls deutlich zu erkennen sind weitere, durch Sonneneinstrahlung erwärmte Flächen wie der Plattenboden, die Strasse und die Solarthermieanlage. Insgesamt zeigt die Aufnahme ein gut gedämmtes Dach ohne Hinweise auf Feuchtigkeit oder grössere Wärmeverluste.

3. Photovoltaik Auslegung

In diesem Kapitel geht es um die Auslegung der PV-Anlage. Es geht darum einen Überblick über die möglichen Energieerträge zu erhalten. Die nachfolgenden Berechnungen repräsentieren durchschnittliche solare Leistungen, welche in der Schweiz anzutreffen sind und auf Erfahrungswerten basieren. Diese Berechnungen ermöglichen es gewisse Varianten schon im Vorfeld zu favorisieren oder auszuschliessen. Wenn man diese Berechnungen macht, hat man den Vorteil, dass man bei der späteren, aufwändigeren Simulation Zeit spart. Ausserdem kann man kontrollieren, ob sich die simulierten Werte ungefähr mit den berechneten Werten decken. Die erwähnte Simulation mit den dazugehörigen Daten, wird in einem späteren Kapitel aufgezeigt.

3.1. Varianten Übersicht

Nachdem das Dach nun also geprüft wurde, stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten für das Installieren der PV-Anlage bestehen. Um die optimale Leistung zu erzielen, muss geklärt werden, wie viele Module installiert werden sollen oder können. Diese Frage lässt sich beantworten, wenn man die Gegebenheiten auf dem Dach, sowie den benötigten Energiebedarf betrachtet, den die Solarmodule decken sollen. Da die Sonneneinstrahlung nicht konstant ist und von Tag zu Tag variiert, kann es sinnvoll sein, die Anlage etwas grösser zu dimensionieren. So besteht die Möglichkeit, auch an schlechten Tagen oder im Winter genügend Strom zu produzieren.

Nachfolgend werden drei Varianten vorgestellt, die grundsätzlich in Frage kommen. Zunächst werden zwei Varianten verglichen, welche die maximale Modulbelegung darstellen. Sie unterscheiden sich lediglich in ihrer Ausrichtung. Das Gebäude weist von der langen Seite aus betrachtet einen Azimutwinkel von 142 Grad auf. Das bedeutet, das Dach ist um 38 Grad vom Norden in Richtung Westen abgewinkelt. Bei den beiden genannten Varianten ist es daher interessant zu sehen, wie viele Module auf das Dach passen und wie sich die jeweilige Ausrichtung auf den Wirkungsgrad über das Jahr hinweg auswirkt.

Auf Flachdächern wird aus verschiedenen Gründen meist eine Zeltaufständigung gewählt. Dabei ist eine Modulkante parallel zum Dachrand ausgerichtet, während ein zweites Modul direkt gegenüber (180 Grad gedreht) in die entgegengesetzte Richtung an das vorherige Modul anschliesst. Dieses Layout hat den Vorteil, dass die Sonneneinstrahlung über einen längeren Tagesverlauf genutzt werden kann. Ausserdem müssen die Modulreihen weniger weit auseinander stehen als bei einer reinen Südausrichtung. Zusätzlich lassen sich durch die parallele Ausrichtung zum Dachrand mehr Module montieren, da an den Ecken keine ungenutzten Dreiecks Flächen entstehen.

Variante 1 ist entsprechend in zwei Richtungen ausgerichtet: 142 Grad nordwestlich und 322 Grad südöstlich. Variante 2 ist um 90 Grad gedreht und verläuft parallel zum kürzeren Dachrand. Die Ausrichtung beträgt hier 52 Grad südwestlich und 232 Grad nordöstlich. Die beiden Varianten unterscheiden sich somit sowohl in der Anzahl der installierbaren Module als auch in deren jährlichem Wirkungsgrad.

In einer dritten Variante wird eine kleinere Anlage betrachtet, die etwa nur die Hälfte des Ertrags der anderen Varianten liefert. Diese Option soll zeigen, wie der Eigenverbrauchsanteil erhöht und die Investitionskosten gesenkt werden können. Darüber hinaus bietet sie im Hinblick auf die Rüchspeisevergütung einen entscheidenden Vorteil, auf den später noch eingegangen wird.

Bei allen drei Varianten wurde Rücksicht auf eine mögliche Absturzsicherung genommen, da diese vom Versicherer vorgeschrieben ist. Bei den Varianten 1 und 2 mussten deshalb einige Solarmodule weggelassen werden, welche sonst mit der Absturzsicherung kollidiert hätten. Variante 3 ist davon aufgrund ihrer kleineren Belegung nicht betroffen.

3.2. Varianten 1 und 2 (Vollbelegung)

Unten sind die ersten beiden Varianten dargestellt. Die Pläne wurden mithilfe einer CAD-Anwendung auf Basis des Dachgrundrisses erstellt. Zur Interpretation der vorhandenen Objekte auf dem Dach kann die Legende auf Seite 11 herangezogen werden. Die Anlage wurde so vermessen, dass sie anhand dieses Plans direkt gebaut werden könnte.

Variante 1



Abbildung 6: Modulplan Variante 1

Variante 2



Abbildung 7: Modulplan Variante 2

3.3. Ausrichtung

Nachdem die beiden Pläne mit der Vollbelegung visualisiert wurden, geht es jetzt nun darum, welche Variante besser geeignet ist. Der Wirkungsgrad ist hierbei nicht allein das entscheidende Kriterium. Das Ziel ist es den maximalen Energieertrag zu erzeugen. Der jährliche Energieertrag errechnet sich nicht nur durch die Anzahl der Solarmodule und deren Leistung, sondern auch durch den spezifischen Energieertrag, welcher vom Ausrichtungsfaktor abhängig ist.

		Dachausrichtung																		
		Süd			Südost/Südwest				Ost/West				Nordost/Nordwest				Nord			
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
Dachneigung	0°	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
	10°	93	93	93	92	92	91	90	89	88	86	85	84	83	81	81	80	79	79	79
	20°	97	97	97	96	95	93	91	89	87	85	82	80	77	75	73	71	70	70	70
	30°	100	99	99	97	96	94	91	88	85	82	79	75	72	69	66	64	62	61	61
	40°	100	99	99	97	95	93	90	86	83	79	75	71	67	63	59	56	54	52	52
	50°	98	97	96	95	93	90	87	83	79	74	70	66	61	56	52	48	45	44	43
	60°	94	93	92	91	88	85	82	78	74	70	65	60	55	50	46	41	38	36	35
	70°	88	87	86	85	82	79	76	72	68	63	58	54	49	44	39	35	32	29	28
	80°	80	79	78	77	75	72	68	65	61	56	51	47	42	37	33	29	26	24	23
	90°	69	69	69	67	65	63	60	56	53	48	44	40	35	31	27	24	21	19	18

Abbildung 8: Einstrahlungswerte

Ausrichtungsfaktor

Für das Bestimmen des Ausrichtungsfaktor, sind zwei Zahlen relevant. Man betrachtet den Aufständerungswinkel, welcher das Solarmodul schräg stellt. Dieser beträgt auf dem Flachdach meistens 10 oder 15 Grad. Trotz des besseren Wirkungsgrades der 15 Grad Aufständerung gegenüber der 10 Grad Aufständerung, wird auf diesem Gebäude eine 10 gradige Aufständerung gewählt. Diese wird später in der Arbeit begründet. Als nächstes ist es wichtig den Azimutwinkel zu betrachten. Der Azimutwinkel steht für die Himmelsausrichtung der Solarmodule, wobei Süden jeweils 0 Grad darstellt und Norden 180 Grad. Wenn diese beiden Zahlen bekannt sind, dann kann man den Schnittpunkt in Prozent, in der Tabelle einsehen. 100% steht für die maximale Einstrahlung, welche das Modul erreichen würde, wenn es optimal ausgerichtet wäre, dabei bedeutet optimal, einen 90 Grad Winkel zwischen Modul und Einstrahlung.

Spezifischer Energieertrag

Damit nun eine Aussage getroffen werden kann wie viel Strom die einzelnen Varianten erzeugen, muss man wissen wie viel Energie die Sonne liefert. Die Sonne liefert 1366W/m² ausserhalb der Atmosphäre. Beim Durchdringen der Atmosphäre wird die Intensität verringert. Gasse wie Wasserdampf, Ozon und Kohlendioxid absorbieren die Strahlung und reflektieren sie zurück ins Weltall. Nach der Durchquerung der Atmosphäre, sind auf der Erde verschiedene Einstrahlungsstärken zu beobachten. Dies liegt am Sonnenwinkel und an der örtlichen Höhe über Meer. Für die Schweiz kann im Flachland ein maximaler Bestrahlungswert von etwa 1000Watt/m² auf einer optimal geneigten Fläche angenommen werden. Dies ist die Leistung, welche am Mittag im Hochsommer von der Sonne erzeugt wird. Im Winter nimmt dieser Wert stark ab bedingt durch den tieferen Sonnenstand. Die Einstrahlung sinkt dementsprechend auf ca. 250Watt/m². (Meteo Schweiz)

Über das Jahr hinweg betrachtet summieren sich diese Leistungszahlen mit den Sonnenstunden, in welchen die Sonne die Leistung erbracht hat. Während im Winter die Sonne nur 8 Stunden scheint, sind es im Hochsommer 16 Stunden. Zusätzlich verändert die Sonne im Tagesverlauf ihren Winkel, was ebenfalls einen direkten Einfluss auf die Leistung hat. Die exakte Zeitdauer mit der jeweiligen Leistung zu ermitteln ist schwierig. Deshalb verwendet man Erfahrungswerte für den jährlichen Energieertrag, welcher die Sonne liefern kann.

Die Erfahrung zeigt das bei einer perfekt, Richtung Sonne ausgerichteten PV-Anlage, ungefähr 1100kWh/kWp Energie pro Jahr erzielt wird. kWp steht für Kilo Watt Peak, also die verfügbare maximal Leistung, welche die Solarmodule besitzen. Der spezifische Energieertrag ist dementsprechend abhängig von der Bestrahlungsstärke der Sonne und der Zeit, in welcher die Leistung stattgefunden hat, multipliziert mit dem Wirkungsgrad des Solarmodul von 23% und dem Ausrichtungsfaktor, welcher vorher beschrieben wurde.

3.4. Ausrichtungsvergleich Variante 1 und 2

Es werden jetzt die Ausrichtungen der Variante 1 und Variante 2 verglichen. Dabei geht es lediglich darum, welcher Azimut Winkel den besseren Ertrag auf ein Modulpaar hat. Der Gesamtertrag ist also noch nicht relevant.

Weil bei der Variante 3 durch die geringere Leistung auch viel weniger Solarmodule installiert werden müssen, ist man dort bei der Ausrichtung der Solarmodule frei. Es kann also durch diesen Vergleich ermittelt werden, welches die bessere Ausrichtung für Variante 3 darstellt.

Die nachfolgenden Prozentzahlen beziehen sich auf den Ausrichtungsfaktor und wurden der Tabelle entnommen. Im vorherigen Kapitel kann man erkennen das 100% für 1100kwh Jahresenergieertrag steht, pro 1kW installierter Pv Leistung. Der spezifische Energieertrag pro Modul ergibt sich aus der Anzahl der Module der jeweiligen Himmelsausrichtung multipliziert mit deren spezifischen Energieertrag, dividiert durch die Gesamtmodulanzahl. Wenn ein Modul entfernt wird, dann würde dementsprechend ein anderer Wert entstehen.

Variante 1

142 Grad nordwestlich	10 Grad Aufständigung	81%	891 kwh/kWp
322 Grad südöstlich	10 Grad Aufständigung	92%	1012 kwh/kWp
Spezifischer Energieertrag pro Modul		86.7%	953.4 kWh/kWp

Variante 2

232 Grad nordöstlich	10 Grad Aufständigung	81%	891 kwh/kWp
52 Grad südwestlich	10 Grad Aufständigung	91%	1001 kwh/kWp
Spezifischer Energieertrag pro Modul		86.3%	948.8 kWh/kWp

Wie zu erkennen ist, weisen die beiden Varianten einen fast identischen spezifischen Energieertrag pro Modul auf. Die Ausrichtung hat dementsprechend nur einen geringfügigen Einfluss, trotzdem erzeugt die Variante 1 einen leicht höheren Energieertrag über das Jahr hinweg.

3.5. Berechnung Variante 1 und 2

Variante 1

	Gesamtanlage	Einheit
Modulneigungswinkel	10	Grad
Ausrichtung der Module / Azimut	Nordwest 142	Grad
Ausrichtung der Module / Azimut	Südost 322	Grad
Modultyp	monokristallin	-
Modulleistung	480	Wp/Modul
Gesamt Anzahl Module	126	Stk.
Gesamtleistung PV-Generator	60.48	kWp
Anzahl Module Nordwest	61	Stk.
Spezifischer Energieertrag Nordwest	891	kWh/kWp
Jahresertrag Nordwest	26'088.38	kWh
Anzahl Module Südost	65	Stk.
Spezifischer Energieertrag Südost	1'012	kWh/kWp
Jahresertrag Südost	31'574.4	kWh
Gesamt Jahresertrag	57'662.88	kWh

Tabelle 1: Berechnung Variante 1

Berechnungsformel der Variante 1

Modulleistung:

Gemäss Datenblatt vom auserwählten Modul 480 Wp

Anzahl Module:

Gemäss Plan Variante 1

Gesamtleistung PV-Generator:

Anzahl Module · Modulleistung = 126 Stk. · 0.48 kWp/Modul = 60.48 kWp

Spezifischer Energieertrag Nordwest

Solarer Jahresertrag · Ausrichtungsfaktor = 1100 kWh/kWp · 81 % = 891 kWh/kWp

Jahresertrag Nordwest

Anzahl Module Nordwest · Modulleistung · Solarer Jahresenergieertrag · Ausrichtungsfaktor
 61 Stk. · 0.48 kWp/Modul · 1100 kWh/kWp · 81 % = 26088.38 kWh

Spezifischer Energieertrag Südost

Solarer Jahresertrag · Ausrichtungsfaktor = 1100 kWh/kWp · 92 % = 1'012 kWh/kWp

Jahresertrag Südost

Anzahl Module Südost · Modulleistung · Solarer Jahresenergieertrag · Ausrichtungsfaktor
 65 Stk. · 0.48 kWp/Modul · 1100 kWh/kWp · 92% = 31574.4 kWh

Gesamtjahresertrag:

Jahresertrag Nordwest + Jahresertrag Südost = 26088.38 kWh + 31574.4 kWh = 57663 kWh

Variante 2

	Gesamtanlage	Einheit
Modulneigungswinkel	10	Grad
Ausrichtung der Module / Azimut	Nordost 232	Grad
Ausrichtung der Module / Azimut	Südwest 52	Grad
Modultyp	monokristallin	-
Modulleistung	480	Wp/Modul
Gesamt Anzahl Module	120	Stk.
Gesamtleistung PV-Generator	57.6	kWp
Anzahl Module Nordost	57	Stk.
Spezifischer Energieertrag Nordost	891	kWh/kWp
Jahresertrag Nordost	24'377.76	kWh
Anzahl Module Südwest	63	Stk.
Spezifischer Energieertrag Südwest	1'001	kWh/kWp
Jahresertrag Südwest	30'270	kWh
Gesamt Jahresertrag	54'648	kWh

Tabelle 2: Berechnung Variante 2

Berechnungsformel der Variante 2

Modulleistung:

Gemäss Datenblatt vom auserwählten Modul 480 Wp

Anzahl Module:

Gemäss Plan Variante 2

Gesamtleistung PV- Generator:

Anzahl Module · Modulleistung = 120 Stk. · 0.48 kWp/Modul = 57.6 kWp

Spezifischer Energieertrag Nordost

Solarer Jahresertrag · Ausrichtungsfaktor = 1100 kWh/kWp · 81 % = 891 kWh/kWp

Jahresertrag Nordost

Anzahl Module Nordost · Modulleistung · Solarer Jahresenergieertrag · Ausrichtungsfaktor
 57 Stk. · 0.48 kWp/Modul · 1100 kWh/kWp · 81% = 24'377.76 kWh

Spezifischer Energieertrag Südwest

Solarer Jahresertrag · Ausrichtungsfaktor = 1100 kWh/kWp · 91 % = 1'001 kWh/kWp

Jahresertrag Südwest

Anzahl Module Südwest · Modulleistung · Solarer Jahresenergieertrag · Ausrichtungsfaktor=
 63 Stk. · 0.48 kWp/Modul · 1100 kWh/kWp · 91 % = 30270 kWh

Gesamtjahresertrag:

Jahresertrag Nordost + Jahresertrag Südwest = 24377.76 kWh + 30270 kWh = 54'648 kWh

3.6. Fazit Variante 1 und 2

Im direkten Vergleich der Varianten 1 und 2 zeigt sich, dass beide Ausrichtungen ähnlich gute Bedingungen für den Betrieb einer PV-Anlage bieten. Die jeweiligen Modulpaar-Auslegungen mit Zeltaufständigung ergeben beinahe identische durchschnittliche Ausrichtungsfaktoren: Variante 1 erreicht 86.7 %, Variante 2 liegt mit 86.3 % nur geringfügig darunter. Dieser Unterschied ist aus technischer Sicht nicht massgeblich. Dieser Wert bleibt nur korrekt so sich an der Anzahl der der Solarmodule mit den jeweiligen Himmelsrichtungen nichts ändert.

Grössere Unterschiede ergeben sich beim Blick auf den realen Jahresertrag, der sich aus der Modulanzahl und den spezifischen Jahreserträgen zusammensetzt. Variante 1 umfasst 126 Module mit einer Generatorleistung von 60.48 kWp. Daraus ergibt sich ein berechneter Jahresertrag von 57'662.88 kWh. Variante 2 ist mit 120 Modulen etwas kleiner ausgelegt mit 57.6 kWp und kommt auf einen Jahresertrag von 54'648 kWh. Der Unterschied von rund 3'000 kWh entspricht einem Mehrertrag von etwa 5.4 % zugunsten von Variante 1. Dieser Unterschied entsteht also nicht primär durch die leicht bessere Ausrichtung der Variante 1, sondern durch das Layout bedingter, grösseren Modulbelegung.

Da bei Variante 3 aufgrund der geringeren Gesamtleistung deutlich weniger Module verbaut werden, kann dort die Modulausrichtung völlig frei gewählt werden. Der Zweck des vorliegenden Vergleichs war es daher auch, aufzuzeigen, welche der beiden getesteten Ausrichtungen sich für Variante 3 am besten eignet. Eine rein südliche Ausrichtung mit steilerer Aufständigung wurde bewusst ausgeschlossen, da sie nicht der Dachgeometrie entspricht, da die Module nicht parallel zum Dachrand verlaufen würden. Zusätzlich würde sie zu einer ungleichmässigen Stromerzeugung über den Tag führen, was den Eigenverbrauch nochmals senkt. Ziel ist eine möglichst gleichmässige Verteilung der Solarerträge über den Tagesverlauf, um unnötige Leistungsspitzen zu reduzieren und den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen.

Abschliessend kann gesagt werden, dass bei einer Vollbelegung die Variante 1 zu bevorzugen ist. Sie liefert den grössten Stromertrag und das bei einer optisch ansprechenden Integration in das Dach. Die Solarmodule laufen parallel zum Dachrand und erzeugen verteilt über den ganzen Tag Strom. Trotzdem bleibt bei der Vollbelegung noch genug Platz für die Installation eines Seilsystem und das Freilassen von Wartungsgängen. Zusätzlich stellt diese Ausrichtung auch die bessere Wahl dar für die danach folgende Variante 3.

Aus diesem Grund wird nun in der fortlaufenden Arbeit nur noch auf die Variante 1 und 3 eingegangen.

3.7. Variante 3 (Teilbelegung)

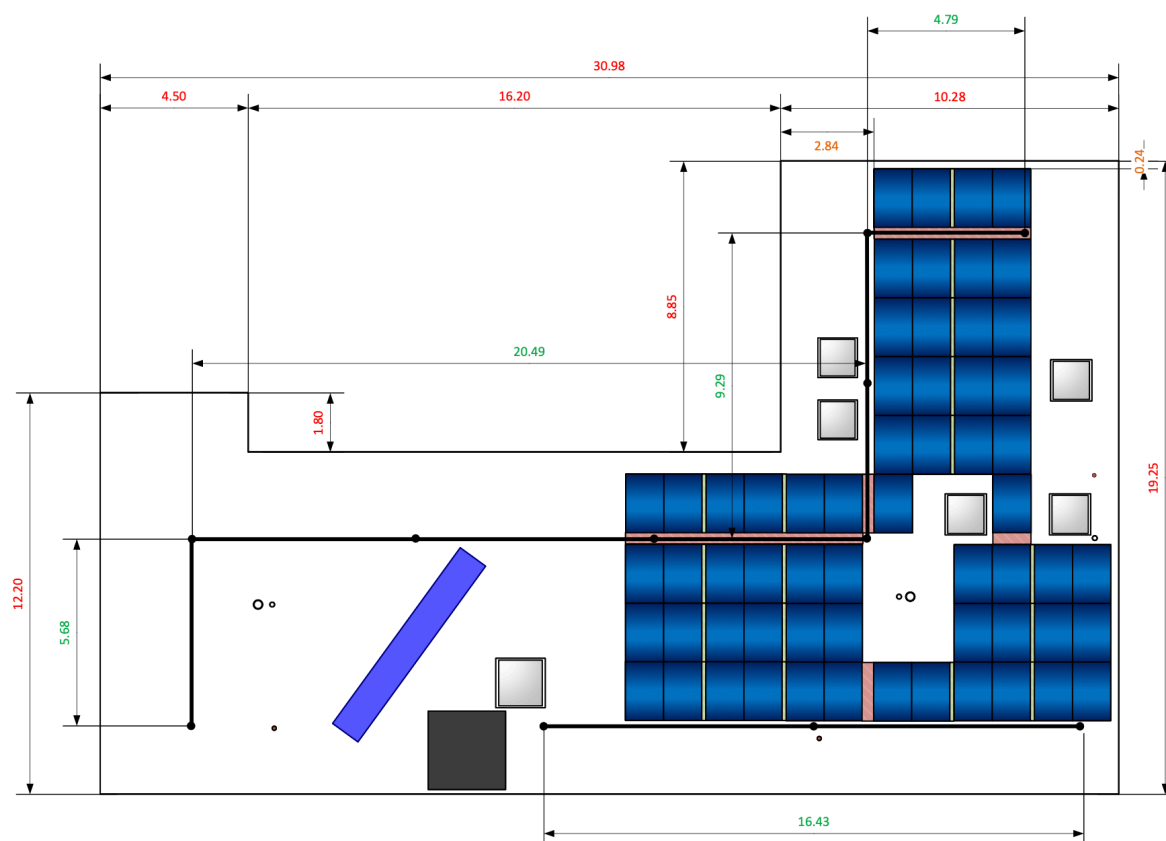


Abbildung 9: Modulplan Variante 3

In diesem Abschnitt geht es um die kleinere PV-Anlage. Das Ziel dieser kleineren Anlage liegt in den geringeren Gestehungskosten und dem besseren Eigenverbrauch.

In den ersten beiden Varianten wurde die Dachfläche vollständig mit Photovoltaikmodulen belegt. Dadurch ergab sich eine installierte Leistung von rund 60 kWp. Die Überlegung dahinter war, den verfügbaren Platz maximal auszunutzen, um einen möglichst hohen Jahresertrag zu erzielen. Bei späterer Betrachtung wird jedoch deutlich, dass eine sehr grosse PV-Anlage nicht zwingend immer die beste Option darstellt, denn auch mit einer vorhandenen Wärmepumpe oder einer geplanten Ladestation und Batteriespeicher, kann nicht der ganze Strom selbst genutzt werden. Weil der Stromverteiler in Zukunft weniger Einspeisevergütung bezahlt für Anlagen mit einer Grösse über 30kWp, müsste der Strom intelligenter genutzt werden, da die PV-Anlage sonst wirtschaftlich nicht optimal laufen würde.

Vor diesem Hintergrund wurde für die dritte Variante eine bewusst kleinere Anlage mit einer Leistung von 28,8kWp konzipiert. Diese bleibt unter der 30kWp Grenze und vermeidet so die Einspeisung grosser Überschüsse, welche mit weniger Einspeisegebühr vergütet werden.

Für die Variante 3, wurde die Ausrichtung der Variante 1 gewählt, da sie sich in den vorhergehenden Varianten als ertragsstärker erwiesen hat. So lässt sich trotz reduzierter Anlagengrösse, ein hoher Anteil der Eigenproduktion direkt vor Ort nutzen. Die gewählte Leistung von 28,8 kWp orientiert sich bewusst am oberen Ende der zulässigen Grenze für Anlagen, die künftig noch eine gewisse Mindestvergütung erhalten.

Diese Auslegung soll sicherstellen, dass die Anlage nicht nur in den Sommermonaten, sondern auch in den ertragsschwächeren Zeiten, insbesondere an Wintertagen, in den Morgen und Abendstunden, sowie bei diffuser Lichteinstrahlung, genügend elektrische Energie bereitstellt, um den Eigenbedarf möglichst gut zu decken. Der Hintergrund ist, dass

der Kostenunterschied zwischen einer deutlich kleineren Anlage und einer Ausführung mit 28,8 kWp vergleichsweise gering ist, da sich die zusätzlichen Module im Verhältnis zur Gesamtinvestition nur gering auf die Baukosten auswirken. Der Ertrag dieser zusätzlichen Module, kann jedoch in den schwächeren Tages- und Jahreszeiten entscheidend sein, um Strombezug vom EKZ zu vermeiden und den Autarkiegrad hochzuhalten. Auch wenn bei voller Sonneneinstrahlung an manchen Tagen Überschüsse entstehen, die nicht direkt vor Ort genutzt werden können, besteht weiterhin die Möglichkeit, diesen überschüssigen Strom ins öffentliche Netz einzuspeisen mit einer im Vergleich zur Vollausslegung, lukrativerer Einspeisevergütung.

Die Variante 3 verbindet also im Vergleich zur Variante 1, einen besseren Eigenverbrauchsanteil, mit einem aber immer noch guten Autarkiegrad. Zusätzlich hat man weiter Anrecht auf eine einigermaßen gute Einspeisevergütung, bei Strom Rückführung ins öffentliche Netz. In Kombination mit den geringeren Entstehungskosten, ist die Variante 3 also durchaus eine interessante Möglichkeit, eignen Strom kostengünstig produzieren zu können. Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass die Anlage das exakt gleiche Layout wie die Variante 1 besitzt. Das heisst, dass bei einer gewünschten Aufstockung, Platz für weitere Modulreihen vorhanden sind.

Variante 3

	Gesamtanlage	Einheit
Modulneigungswinkel	10	Grad
Ausrichtung der Module / Azimut	Nordwest 142	Grad
Ausrichtung der Module / Azimut	Südost 322	Grad
Modultyp	monokristallin	-
Modulleistung	480	Wp/Modul
Gesamt Anzahl Module	60	Stk.
Gesamtleistung PV-Generator	28.8	kWp
Anzahl Module Nordwest	30	Stk.
Spezifischer Energieertrag Nordwest	891	kWh/kWp
Jahresertrag Nordwest	12'830.4	kWh
Anzahl Module Südost	30	Stk.
Spezifischer Energieertrag Südost	1'012	kWh/kWp
Jahresertrag Südost	14'572.8	kWh
Gesamt Jahresertrag	27'403.2	kWh

Tabelle 3: Berechnung Variante 3

Berechnungsformel der Variante 1

Modulleistung:

Gemäss Datenblatt vom auserwählten Modul 480Wp

Anzahl Module:

Gemäss Plan Variante 1

Gesamtleistung PV- Generator:

Anzahl Module · Modulleistung = 60 Stk. · 0.48 kWp/Modul = 28.8kWp

Spezifischer Energieertrag Nordwest

Solarer Jahresertrag · Ausrichtungsfaktor = 1100kWh/kWp · 81% = 891kWh/kWp

Jahresertrag Nordwest

Anzahl Module Nordwest · Modulleistung · Solarer Jahresenergieertrag · Ausrichtungsfaktor
 30Stk. · 0.48kWp/Modul · 1100kWh/kWp · 81% = 12'830.4kWh

Spezifischer Energieertrag Südost

Solarer Jahresertrag · Ausrichtungsfaktor = 1100kWh/kWp · 92% = 1'012kWh/kWp

Jahresertrag Südost

Anzahl Module Südost · Modulleistung · Solarer Jahresenergieertrag · Ausrichtungsfaktor
 30Stk. · 0.48kWp/Modul · 1100kWh/kWp · 92% = 14'572.8kWh

Gesamtjahresertrag:

Jahresertrag Nordwest + Jahresertrag Südost = 12'830.4kWh + 14'572.8kWh = 27'403.2kWh

4. Anlagekomponenten

4.1. Solarmodule

Das AIKO Neostar 3P54 ist ein monokristallines N-Typ Photovoltaikmodul mit All-Back-Contact Zelltechnologie. Das Modul besteht aus 108 Halbzellen ($6 \cdot 18$). Bei Standard-Testbedingungen (STC) erreicht die 480W Variante einen Modulwirkungsgrad von 24,0%. Die Spannung bei maximaler Leistung (V_{mp}) liegt bei 34,50V, der Strom bei maximaler Leistung (I_{mp}) bei 13,92 A. Die Leerlaufspannung (V_{oc}) beträgt 40,90V, der Kurzschlussstrom (I_{sc}) 14,80A. Der Temperaturkoeffizient der maximalen Leistung (P_{max}) liegt bei $-0,26 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Das Modul hat Abmessungen von $1762 \cdot 1134 \cdot 30 \text{ mm}$ und ein Gewicht von 20,6kg. Es ist mit einer 3,2mm starken gehärteten Glasscheibe auf der Vorderseite und einer witterungsbeständigen Rückseitenfolie ausgestattet. Der Rahmen besteht aus schwarz eloxiertem Aluminium. Die Anschlussdose erfüllt die Schutzart IP68 und ist mit drei Bypass Dioden bestückt. Die maximale Systemspannung beträgt 1500 V DC. Die Belastbarkeit wird mit 5400 Pa auf der Vorderseite und 2400 Pa auf der Rückseite angegeben. Die Produktgarantie beträgt 15 Jahre und kann auf 25 Jahre erweitert werden. Zusätzlich wird eine lineare Leistungsgarantie über 30 Jahre gewährt. Die Degradation im ersten Jahr liegt bei maximal 1 %, in den Folgejahren bei maximal 0,35 % pro Jahr. (SolarMarkt, 2025)

Begründung der Modulauswahl

Für das geplante Projekt ist die Kombination aus hoher Flächeneffizienz, stabiler Leistung bei hohen Temperaturen und langfristiger Garantie vorteilhaft. Die N-Typ-Zelltechnologie reduziert zwei typische Alterungseffekte: (Ökostromhelden, 2025)

LID (Light Induced Degradation): Leistungsverlust, der bei P-Typ-Zellen durch den Einfluss von Sonnenlicht in den ersten Betriebsstunden auftritt.

PID (Potential Induced Degradation): Leistungsverlust durch hohe elektrische Spannungen und Feuchtigkeitseinfluss.

Da N-Typ-Zellen deutlich weniger anfällig für LID und PID sind, bleiben die Erträge über die Lebensdauer stabiler. Die mechanischen Belastungswerte erfüllen zudem die Anforderungen für Installationen in mitteleuropäischen Klimazonen.

Aiko Solar ist ein international tätiger Hersteller von Hochleistungsmodulen und gilt als einer der führenden Anbieter im Bereich der All-Back-Contact-Technologie. Das Unternehmen ist in der Tier 1 Liste gelistet und betreibt mehrere Produktionsstandorte in China.

4.2. Unterkonstruktion



Abbildung 10: Beispiel Unterkonstruktion

Bei PV-Anlagen auf Flachdächern stellt die Wahl der Unterkonstruktion einen wichtigen Planungsschritt dar. Sie beeinflusst die statische Sicherheit, die Langlebigkeit der gesamten Anlage, den Montageaufwand sowie die Belastung der Dachkonstruktion. Gleichzeitig wirkt sich die Bauhöhe und Ausrichtung der Unterkonstruktion auf die Optik der PV-Anlage aus.

Für die geplante Anlage wurde das K2 Dome 6 System gewählt, ein seit Jahren etabliertes Flachdachsystem, welches auf umfangreichen Windkanaltests basiert und ballastoptimiert konstruiert ist. Die Bauteile bestehen aus korrosionsbeständigem Aluminium, wodurch eine hohe Beständigkeit gegen Witterungseinflüsse gewährleistet wird. Die Konstruktion ist montagefreundlich aufgebaut, da zahlreiche Komponenten werkzeuglos oder mit sehr wenigen verschiedenen Werkzeugen montiert werden können.

Das Dach des Gebäudes verfügt über eine EPDM-Abdichtung, auf der eine Schutzlage aus Vlies und darüber eine etwa 80 mm starke Substratschicht aufgebracht ist. Die Montageschienen des K2 Dome 6 Systems werden direkt auf dem Substrat positioniert und nach Plan ausgerichtet. Der Abstand zwischen den Schienen richtet sich nach der Modullänge und den Klemmen, welche sich zwischen den Modulen befinden. Auf den Schienen werden anschliessend die Modulböcke montiert, wobei kleine und grosse Böcke im Wechsel eingesetzt werden. Sie dienen dazu, die Module aufzuständern. Zusätzlich werden die Schienen mit quer aufliegenden Winkelpaaren verbunden, die einerseits zur Stabilisierung dienen und andererseits als Auflage dienen, um die PV-Anlage mit Steinen ballastieren zu können.

Für die Umsetzung wurde die Variante Dome 6.1 mit 10° Aufständigung gewählt. Gegenüber der 15° Variante Dome 6.15 bietet der geringere Neigungswinkel eine deutliche Reduzierung des aerodynamischen Sogs unter den Modulen, wodurch der erforderliche Ballast reduziert werden kann. Dies verringert die Belastung des Dachaufbaus durch zusätzliche Steinplatten und schont die vorhandene Abdichtung. Durch die niedrigere Bauhöhe wirkt die PV-Anlage zudem optisch unauffälliger. Durch den geringeren Winkel der Module ist der selbstreinigende Effekt ein wenig eingeschränkter, dieser wird aber in Kauf genommen für eine verbesserte Optik und einen kleineren Bedarf an Ballast.

Eine alternative Lösung wäre das K2 GreenRoof-System gewesen, das für den Einsatz auf begrünten Dächern eingesetzt wird. Dieses ist jedoch höher aufgeständert, erfordert deutlich mehr Ballast und verursacht rund doppelt so hohe Materialkosten wie das Dome 6.1 System. Zusätzlich müsste aufgrund der Bauhöhe ein grösserer Abstand zum Dachrand eingehalten werden, um die Sichtschutzanforderung einzuhalten. Diese besagt, dass der höchste Punkt des Moduls keinen grösseren Winkel als 45° erzeugen darf, gemessen vom Dachrand aus. Würde also das extra erhöhte System gewählt werden, dann würden durch den grösser benötigten Abstand zum Dachrand, einige Module wegfallen.

Ein weiterer Aspekt ist, dass ein Austausch oder eine Erneuerung des Substrats nach Montage einer PV-Anlage praktisch nicht mehr möglich ist. Bei starkem Bewuchs vor dem Bau der PV-Anlage, wäre daher entweder der Einsatz des Green Roof Systems oder das vorherige Absaugen und Neuaufbringen des Substrats erforderlich. Im vorliegenden Fall handelt es sich jedoch um eine extensive Begrünung mit sehr geringem Bewuchs, wodurch ein spezielles Gründachsystem nicht notwendig ist.

Das K2 Dome 6.1-System vereint damit ballastoptimierte Konstruktion, hochwertige Materialien, montagefreundliche Ausführung und eine optisch zurückhaltende Integration in das Dachbild. Unter den gegebenen Randbedingungen stellt es die technisch und wirtschaftlich optimale Lösung dar.

Hier kann man den simplen Aufbau des Systems erkennen:

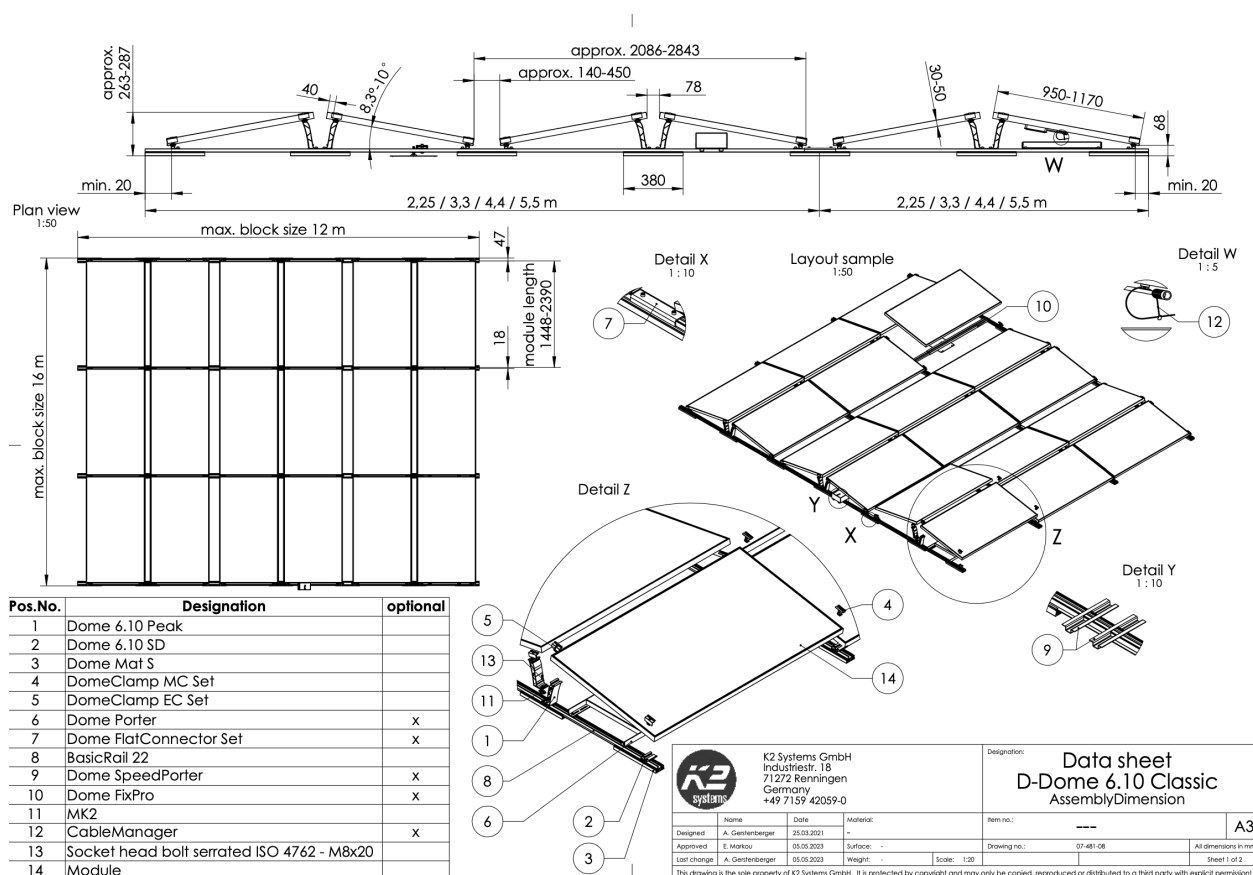


Abbildung 11: Aufbau K2 System

(K2, 2025)

Die Unterkonstruktion wurde geplant anhand von den gezeichneten Dachplänen. Dazu wurde ein Tool genutzt, welches der Anbieter K2 für gewerbliche Zwecke anbietet. Dieses Tool ermöglicht es die Anlage auszulegen und Berechnungen zu erhalten. Es werden Werte gezeigt wie Schneelast, Windsog, Winddruck. Um diese Berechnungen generieren zu können braucht es jedoch Wetterdaten. Zusätzlich sind für das Programm weitere Daten erforderlich. Das sind zum Beispiel: Standort, Meereshöhe, Gebäudehöhe, Topologie, Ausrichtung, Höhe Dachrand, Modul Art, Modulgrösse, Dach Art, Eindeckung, gewünschtes Montagesystem, Risikoklasse, Dachneigung, Reibungskoeffizient, Layout. Wenn diese und noch weitere Daten bekannt sind, dann können sie in das Tool eingegeben werden. Nun kann man einen genauen Ballastierungsplan erhalten. So kann am richtigen Ort, die richtige Menge an Zusatzgewicht verteilt werden. Dieses Tool ermöglicht es die PV-Anlage sicher und langfristig montieren zu können.

Unten sind die detaillierten Positionen mit den dazugehörenden Preisen aufgelistet. Diese stellen die Listenpreise dar. Sie werden später im Thema Kosten nochmals zusammengefasst aufgeführt. Jedoch sind sie hier detailliert dargestellt, um einen besseren Überblick über die Komponenten erhalten zu können. (K2 Base, 2025)

Variante 1

Artikel	Anzahl	Gewicht	Einzelpreis	Preis
Dome 6.10 Peak	184	55,2 kg	4,64 €	853,76 €
MK2	660	11,6 kg	0,80 €	526,02 €
Zylinderkopfschraube mit Sperrverzahnung M8x20	660	8,6 kg	0,29 €	189,42 €
Dome 6.10 SD	184	55,8 kg	1,98 €	364,32 €
Dome Mat S 380	222	81,7 kg	3,54 €	785,88 €
K2 BasicRail 22; 5.95 m	41	160,7 kg	39,20 €	1607,20 €
Dome FlatConnector Set	23	4,5 kg	4,52 €	103,96 €
DomeClamp Black MC Set 30-50	152	8,8 kg	2,32 €	352,64 €
DomeClamp Black EC Set 30-50	216	14,3 kg	2,32 €	501,12 €
Dome Porter short	146	215,8 kg	18,69 €	2728,74 €
Pflasterstein mit Nocken grau glatt gefast	304	3700 kg	2,31 €	702,24 €
Summe				8715,30 €

Tabelle 4: UK Stückliste Variante 1

Variante 3

Artikel	Anzahl	Gewicht	Einzelpreis	Preis
Dome 6.10 Peak	84	25,2 kg	4,64 €	389,76 €
MK2	288	5,0 kg	0,80 €	229,54 €
Zylinderkopfschraube mit Sperrverzahnung M8x20	288	3,7 kg	0,29 €	82,66 €
Dome 6.10 SD	84	25,5 kg	1,98 €	166,32 €
Dome Mat S 380	102	37,5 kg	3,54 €	361,08 €
K2 BasicRail 22; 5.95 m	20	78,4 kg	39,20 €	784,00 €
Dome FlatConnector Set	6	1,2 kg	4,52 €	27,12 €
DomeClamp Black MC Set 30-50	72	4,2 kg	2,32 €	167,04 €
DomeClamp Black EC Set 30-50	96	6,3 kg	2,32 €	222,72 €
Dome Porter short	60	88,7 kg	18,69 €	1121,40 €
Pflasterstein mit Nocken grau glatt gefast	90	1100 kg	2,31 €	207,90 €
Summe				3759,55 €

Tabelle 5: UK Stückliste Variante 3

4.3. Absturzsicherung

Bei Arbeiten auf dem Dach müssen Personen immer gegen Absturz gesichert sein. In der Bauphase übernimmt dies normalerweise ein Gerüst. Jedoch fallen an der PV-Anlage auch nach Inbetriebnahme der Anlage Arbeiten an. Um die Anlage zu warten oder zu reinigen, braucht es also zwingend Anschlagpunkte. Sie dienen als feste Verankerungspunkte für die Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz und gewährleisten, dass Monteure und Servicetechniker geschützt sind gegen Absturz. Die rechtliche Grundlage dafür bildet die Bauarbeiten Verordnung, welche ab einer Absturzhöhe von mehr als zwei Metern Schutzmassnahmen zwingend vorschreibt. Zusätzlich konkretisieren SUVA-Merkblätter die Anforderungen für Arbeiten auf Dächern und verlangen unter anderem den Nachweis der Standsicherheit und Tragfähigkeit der Unterkonstruktion. Alle Anschlageinrichtungen müssen regelmässig geprüft und dokumentiert werden. Seilsysteme müssen auf ihre Spannung geprüft und gegebenenfalls nachgespannt werden. Es ist ein Rettungskonzept zu erstellen, das eine schnelle Bergung im Ernstfall sicherstellt. Es dürfen nur Personen auf das Dach, welche dafür ausgebildet sind mit dem entsprechenden Absturzsicherungskurs. (Suva, 2022)

Im Rahmen der vorliegenden Projektarbeit wurden für das Gebäude zwei unterschiedliche Varianten mit Produkten der Firma ABS geplant. Dabei wurde das Modullayout gezeichnet, in welchem das Seilsystem vermerkt wurde. Das Seilsystem wurde auf dem Modullayout plan so gezeichnet, wie es für die Modulbelegung optimal wäre zusätzlich wurde es vermassst. Damit das Seilsystem aber auch richtig gebaut wird, bezogen auf die Sicherheit, wurde dieser Plan zur Prüfung an die Firma ABS gesendet. Diese haben dann Ergänzungen vorgenommen und dies in einem neuen Plan vermerkt.

Je nach Bauart unterscheidet man zwischen Einzelanschlagpunkten, Seilsystemen, Schienensystemen oder ballastierten Varianten. Die Varianten 1 und 3 werden nach EN 795 Klasse C, mit einem Seilsystem geplant, welches dauerhaft in die Unterkonstruktion der PV-Anlage verbaut wird. Diese Lösung ermöglicht es den Nutzern, sich mit einem mitlaufenden Seilgleiter entlang der Dachkante oder zwischen den Modulreihen zu bewegen, ohne sich ständig umhängen zu müssen. Damit wird eine hohe Arbeitssicherheit bei gleichzeitig effizientem Arbeitsablauf erreicht. In Bereichen, in denen eine Integration des Seilsystems nicht möglich ist, kommen ergänzend Einzelanschlagpunkte zum Einsatz. Diese können Stahlrahmen sein, in welche Steinplatten reingelegt werden, bis das nötige Gewicht erreicht wird. Um die Dachfolie zu schützen, wird ein anderes System gewählt. Dieses System erfordert kein Zusatzgewicht und ist ausserdem ökologischer, da kein Beton benötigt wird und die Materiallieferung leichter ist. Bei der alternativen Variante wird auf dem Dach ein Feld von 3 · 3m freigeschaufelt. Wenn das Dachsubstrat auf diesem Feld entfernt wurde, dann wird ein Teppich in dieser Grösse ausgelegt. In der Mitte befindet sich unter dem Teppich, freiliegend auf dem Schutzflies, eine Stahlplatte mit einem rausragenden Pfosten und einer Öse zum Anbinden. Nun wird das Substrat wieder zurück geschaufelt, wobei es dann den Teppich beschwert. Die unter dem Teppich liegende Stahlplatte kann sich nun durch den Druck des Teppichs nicht mehr bewegen bei einem Sturz ins Seil. Das beschwerende Substrat besitzt zirka ein Volumen von 0,8 m³ und hat bei einem spezifischen Gewicht von 1000kg pro m³, 800kg.

Auf der nächsten Seite sind die von der Firma ABS angepassten Seilsystem-Pläne ersichtlich.

Die grün markierten Felder stellen den Mindestabstand vom Seilsystem zum Dachrand dar, welcher mindestens 2.5m betragen muss. Gelbe Zonen bedeuten, dass es in diesem Bereich zu Pendelstürzen kommen kann. Im roten Feld bei Variante 3, wurde darauf aufmerksam gemacht, dass dieser Bereich ungeschützt ist und deshalb nochmals zusätzlich abgesichert werden muss. Dieser Bereich kann mit einem Bohranker, welcher am Liftaufbau montiert wird, zusätzlich geschützt werden. Dies minimiert Kosten im Vergleich zum Teppichsystem. Er muss jedoch durch die EPDM-Abdichtung, welche den Lift umgibt, geführt werden und muss deshalb neu abgedichtet werden.

Variante 1

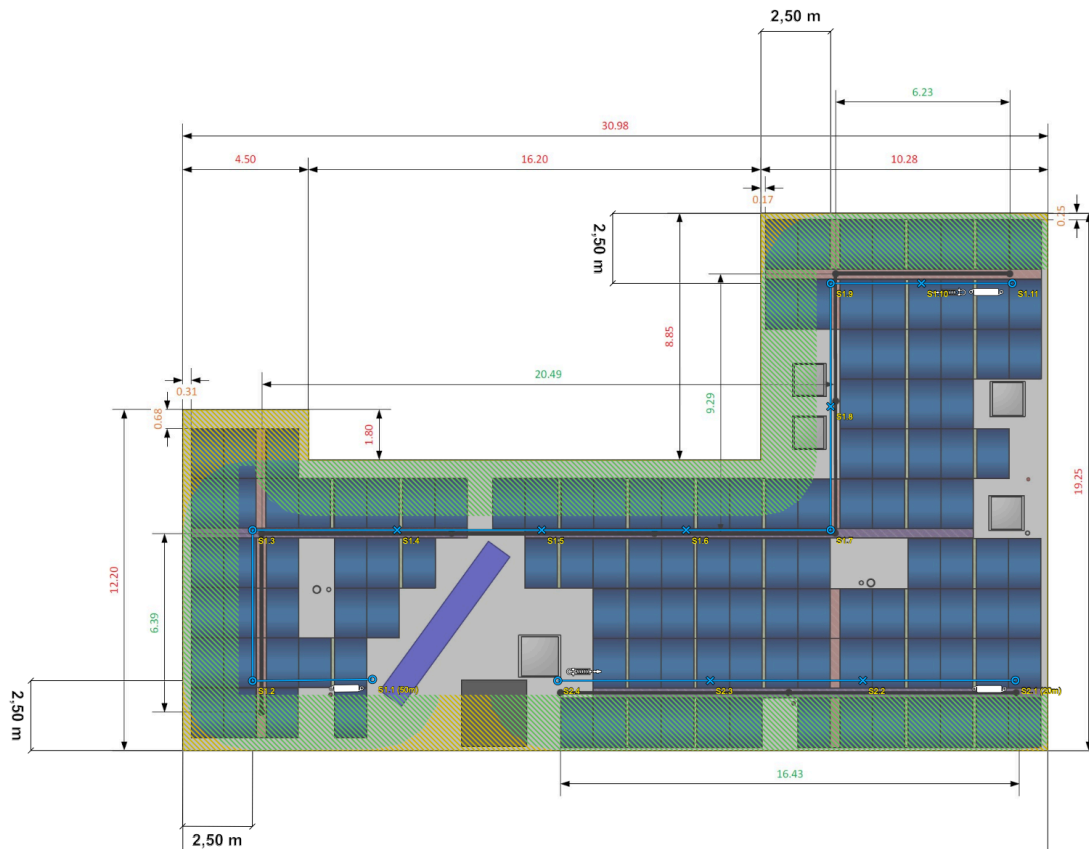


Abbildung 12: Absturzsicherungsplan Variante 1

Variante 3

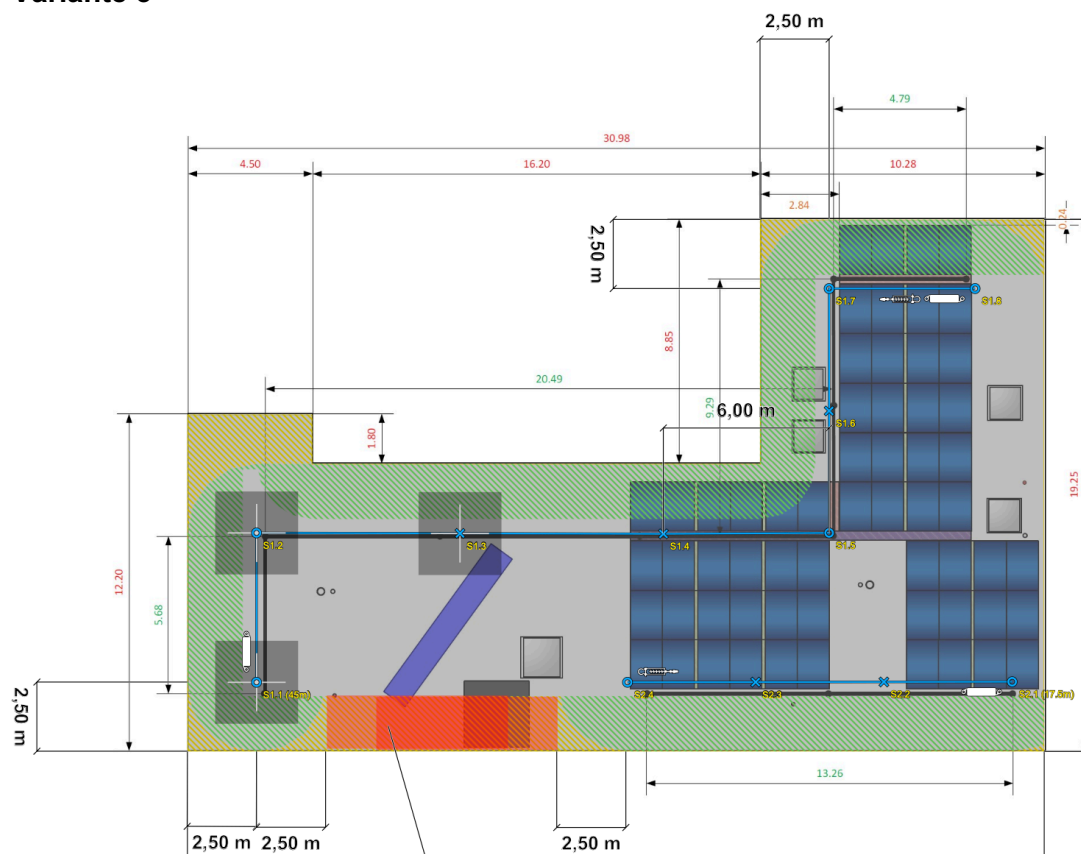


Abbildung 13: Absturzsicherungsplan Variante 3

4.4. Blitzschutz

Ein Blitzschutzsystem (LPS) hat die Aufgabe, ein Gebäude und die darin installierten elektrischen Anlagen vor den Folgen eines Blitzeinschlages zu schützen. Man unterscheidet zwischen dem äusseren Blitzschutz (Fangeinrichtungen, Ableitungen, Erdung) und dem inneren Blitzschutz (Überspannungsableiter, Potentialausgleich).

Im Kanton Zürich gelten die Vorschriften aus der Normenreihe SN EN 62305, sowie die Bestimmungen der Gebäudeversicherung (GVZ). Die GVZ schreibt vor, dass Gebäude mit erhöhter Gefährdung, zum Beispiel landwirtschaftliche Gebäude, Schulen, Spitäler oder Hochhäuser, mit einem Blitzschutzsystem ausgerüstet sein müssen. Bei normalen Wohnhäusern ist der Blitzschutz in der Regel freiwillig, ausser die GVZ oder eine Baubewilligung verlangt ihn. Ein wichtiger Punkt ist, dass Schäden durch Blitzeinschlag auch ohne Blitzschutz versichert sind, solange keine Pflicht zum Blitzschutz besteht. Das gilt auch für PV-Anlagen, da sie als fest mit dem Gebäude verbundene Teile gelten. Ist Blitzschutz jedoch vorgeschrieben und fehlt er, kann die Versicherung die Leistungen kürzen oder verweigern. Zusätzlich ersetzt die Versicherung den Sachschaden, nicht aber automatisch Ertragsausfälle durch Stillstand der PV-Anlage und Personenschäden.

Blitzschutzklassen

Die Norm unterscheidet vier Schutzklassen (LPS 1-4). Diese Klassen regeln, wie eng das Fangnetz sein muss, welchen Schutzwinkel die Fangstangen haben und welchen Radius die Blitzkugel hat, die man sich als Modell zum Prüfen vorstellt.

LPS 1: Höchster Schutz, zum Beispiel für Chemieanlagen oder Rechenzentren. Fangnetz ca. 5 · 5 m, Blitzkugelradius 20 m.

LPS 2: Hoher Schutz. Fangnetz 10 · 10 m, Blitzkugelradius 30 m.

LPS 3: Normaler Schutz, zum Beispiel Wohn- und Zweckbauten. Fangnetz 15 · 15 m, Blitzkugelradius 45 m.

LPS 4: Minimaler Schutz. Fangnetz 20 · 20 m, Blitzkugelradius 60 m.

Klasse 3 im Detail

Das Gebäude an der Hanselmaa 14, ist in die Klasse 3 eingeteilt. Das heisst: Fangnetz auf dem Dach mit maximal 15 · 15 m Maschenweite, Blitzkugelradius 45 m, Schutzwinkel je nach Höhe der Fangstange ca. 45–55°. Ableitungen alle 15m um den Gebäudeumfang verteilt. Diese Abstände können jedoch bis 20% verschoben werden, wenn sie bei der nächsten Ableitung um 20% verkürzt werden. Für die Berechnung des Trennungsabstands gilt der Faktor $k_i = 0.04$. Damit entspricht Klasse 3 einem mittleren Schutzniveau. Es ist die übliche Ausführung für normale Wohn- und Zweckbauten.

Blitzschutz PV-Anlage

Wird eine PV-Anlage auf dem Dach installiert, muss der Blitzschutz überprüft und oft angepasst werden. Grund dafür ist, dass Module metallische Flächen sind, die zum Einschlagpunkt für Blitze werden können. Ist der Blitzschutz nicht mehr den heutigen Anforderungen entsprechend, dann besteht noch kein nachrüstungsbedarf, da der Blitzschutz dazumal nach Normen gebaut wurde. Jedoch muss dann die Integration der PV-Anlage nach heutigen Standards gebaut werden. Häufig muss dazu fast der ganze Blitzschutz abgeändert werden, weshalb eine komplette Anpassung an heutige Normen sinnvoll ist.

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten, eine PV-Anlage richtig in das Gesamtkonzept zu integrieren:

Isoliertes Blitzschutzkonzept

Die PV-Anlage wird nicht mit dem Fangnetz verbunden. Stattdessen wird ein Trennungsabstand s zwischen Fangleitung und PV-Unterkonstruktion eingehalten. Kann der Abstand nicht eingehalten werden, setzt man Fangstangen oder Fangseile, die die PV in

ihren Schutzwinkel stellen. Diese Fangstangen sind die höchsten Punkte auf dem Dach weshalb sie den Blitz abfangen und ihn danach über einen Draht an die Erdung und dann schlussendlich in das Erdreich leiten. Der Vorteil ist, dass kein Blitzstrom direkt durch die PV-Anlage fliesst. Nachteilig ist jedoch, dass es zusätzliche Fangstangen braucht, die optisch nicht ansprechend sind und für höhere Baukosten sorgen.

Integriertes Blitzschutzkonzept

Die PV-Unterkonstruktion wird direkt ans Fangnetz angeschlossen. Damit kann bei einem Blitzeinschlag ein Teil des Stroms über das PV-Gestell und die Erdung abgeleitet werden. Der Vorteil liegt im einfachen Aufbau, da keine zusätzlichen Fangstangen nötig sind. Wenn die PV-Unterkonstruktion ans Fangnetz angeschlossen wird, sind zwingend Überspannungsableiter vorzusehen: Auf der DC-Seite ein Typ 1 Ableiter, der den Blitzstrom aushält, und auf der AC-Seite ebenfalls ein Typ 1-Ableiter am Einspeisepunkt. Zudem ist eine gute Verbindung aller metallischen Teile im Potentialausgleich erforderlich.

Der Trennungsabstand

Der Trennungsabstand s bestimmt, wie weit PV-Teile von den Blitzschutzleitungen entfernt sein müssen, damit es nicht zu Funkenüberschlägen kommt.

Er berechnet sich nach der Norm wie folgt:

$$s = (k_i \cdot k_c \cdot k_m \cdot l) / n$$

k_i : Faktor für die Schutzklasse Klasse 3 = 0,04

k_c : Faktor für Stromaufteilung meist 1,0

k_m : Materialfaktor meist 1,0

l : Länge der Leitung von der betrachteten Stelle bis zur nächsten Erdung

n : Anzahl paralleler Ableitungen

Beispiel: Bei 10 m Leitungslänge, einem Ableiter und Klasse 3 ergibt sich $s = 0,4$ m. Mit vier Ableitern wären es nur 0,1 m. (Arthur Flury AG, 2025)

Kann dieser Abstand zu den metallischen Gegenständen nicht eingehalten werden, so muss man beim isoliertem Konzept Fangstangen setzen, die die PV in ihren Schutzbereich bringen. Der Schutzwinkel bei Klasse 3 beträgt ca. 45–55°. Je höher die Fangstange, desto grösser ist der geschützte Bereich. Im integrierten Konzept muss man die PV-Anlage mit den metallischen Gegenständen verbinden, welche sich in einem kleineren Abstand befinden, als es der Trennungsabstand zulässt.

Potentialausgleich und Erdung

Der Potentialausgleich und die Erdung sind zentrale Bestandteile des Blitzschutzes. Alle Ableitungen des äusseren Blitzschutzsystems werden in die Erdungsanlage geführt, welche die Blitzströme sicher in den Boden ableitet. Über die Haupterdungsschiene werden ausserdem alle leitfähigen Teile des Gebäudes wie Wasser und Heizungsrohre, Metallkonstruktionen und die Schutzleiter der Elektroinstallation miteinander verbunden. Dadurch wird erreicht, dass im Falle eines Blitzeinschlags keine gefährlichen Spannungsunterschiede entstehen und die elektrische Anlage sowie angeschlossene Geräte geschützt sind. Als Erdung dient meistens die Betonarmierung. Bei alt Bauten oder Sanierungen, werden ausserdem Ringleitungen oder Tiefenerder verbaut.

Gegebenheit

Dieses Dach ist wie schon vorher erwähnt als Blitzschutzklasse 3 klassifiziert. Dementsprechend teilt sich auch das Fangnetz auf. Das Gebäude besitzt einen durchgehenden Aluminiumdachrand, welcher leitend ist. Dieser bildet den Übergang zwischen Fangnetz und Ableitung. Da es sich um eine leitende Aluminiumfassade handelt, sind keine zusätzlichen Ableitungen montiert. Die Fassade ist mit einem Erdungsdraht an die Betonarmierung angeschlossen. Zusätzlich führt eine Verbindung ins Haus, um den Inneren Blitzschutz mit einzubinden. Der äussere und innere Blitzschutz ist über die Potentialschiene miteinander verbunden.

Zusätzlich befinden sich viele weitere metallische Dachdurchdringungen auf dem Dach, welche alle in das bestehende Blitzschutzsystem integriert sind. In den nachfolgenden Plänen sind alle auf dem Dach vorhandenen Metalle grün gekennzeichnet, mit der Bedeutung: Natürliche Leiter. Auch die PV-Anlage ist grün, da sie eine Metallunterkonstruktion besitzt. Alle roten Linien (künstliche Leiter) stehen für zusätzliche Leitungen, welche alles miteinander verbinden und an die Ableitungen an der Fassade weiterleiten. Als künstliche Leiter wurden auf diesem Dach Kupferdrähte mit einem Durchmesser von 6mm verwendet.

Beim Bau der PV-Anlage werden alle Drähte, die unter den Modulen durchlaufen abgeschnitten und an die Unterkonstruktion der PV-Anlage angeschlossen mithilfe einer Universalklemme. Das ist wichtig, da bei einem Blitzschlag sonst bei einer Kreuzung ohne feste Verbindung der Blitz überspringen könnte. Auf der anderen Seite der Anlage wird wieder ein Draht befestigt, welcher dann zur Dachkante geführt wird. Damit die Unterkonstruktion ein durchgehend leitendes Bauteil ist, werden die verschiedenen Schienen mit querliegenden Schienen verbunden. Diese dienen dann auch als Halterung für die Ballastierung. Die grossen Modulabstände sind grün markiert, da die Schienen durchlaufend sind. Die anderen sind weggefallen, (siehe Blitzschutzplan) dementsprechend braucht es dort eine zusätzliche Verbindung. Die verschiedenen Felder sind entweder bedingt durch das Maschennetz von 15 · 15 Meter schon angeschlossen oder sie müssen zusätzlich angeschlossen werden. Jedes Feld braucht mindestens zwei Anschlüsse. Das Seilsystem muss an jedem Ende angeschlossen werden. Da die Stütze des Seilsystem verschraubt ist auf die Modulunterkonstruktion, muss nur noch eine Verbindung vom Drahtseil zur Seilstütze erstellt werden. Dort wo die Seilstütze nicht direkt auf die Unterkonstruktion verschraubt ist, muss eine Verbindung zum Dachrand erstellt werden.

Als Leiter kann ein Aluminiumdraht mit Durchmesser 8mm verwendet werden, oder der alte Kupferdraht. Beim Verwenden des Kupferdrahtes ist es wichtig zu beachten ein Chromstahl Trennblech zu verwenden, wenn er an eine Aluschiene angeschlossen wird. So vermeidet man eine Korrosion des weniger edlen Aluminium. Als Klemmen werden Aluminium oder Chromstahl Klemmen verwendet.

Nachfolgend sind drei Pläne ersichtlich. Sie zeigen das Blitzschutzsystem wie es aktuell gebaut ist und die Anpassungen, welche für die Variante 1 und Variante 3 vorgenommen werden müssen. Sie besitzen die Farben Grün und Rot, wie vorher beschrieben.

Blitzschutzsystem aktuell

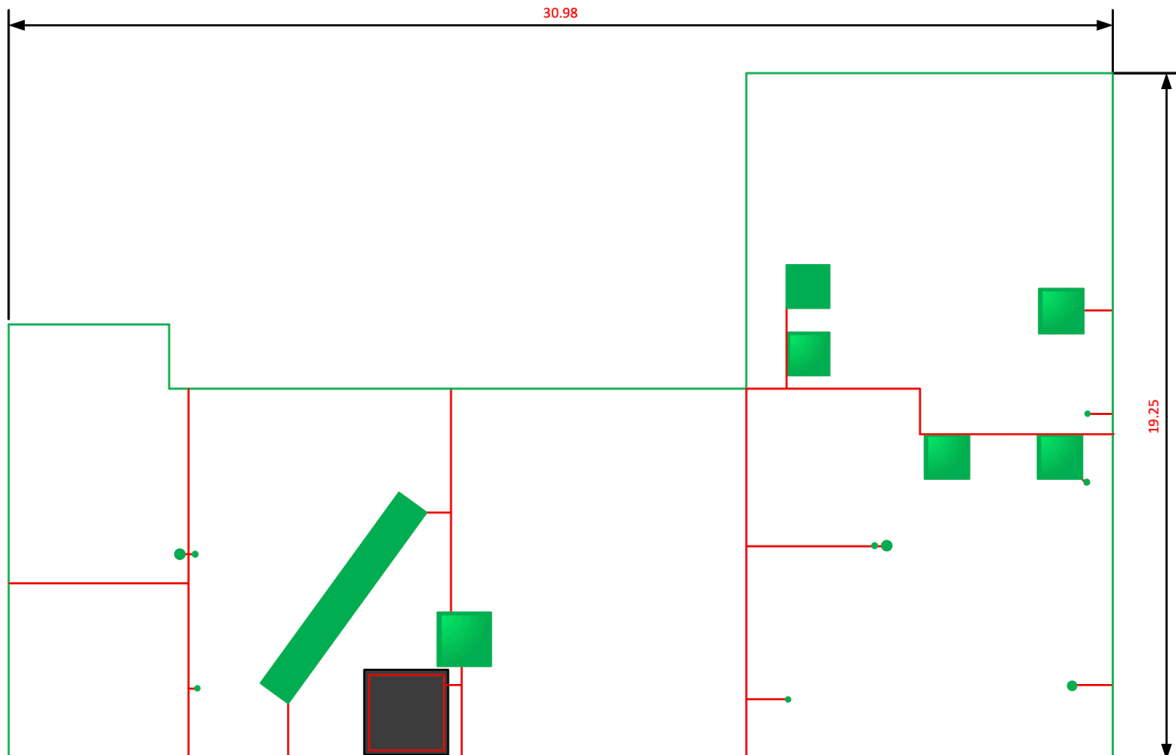


Abbildung 14: Blitzschutzplan aktuell

Blitzschutzsystem Variante 1

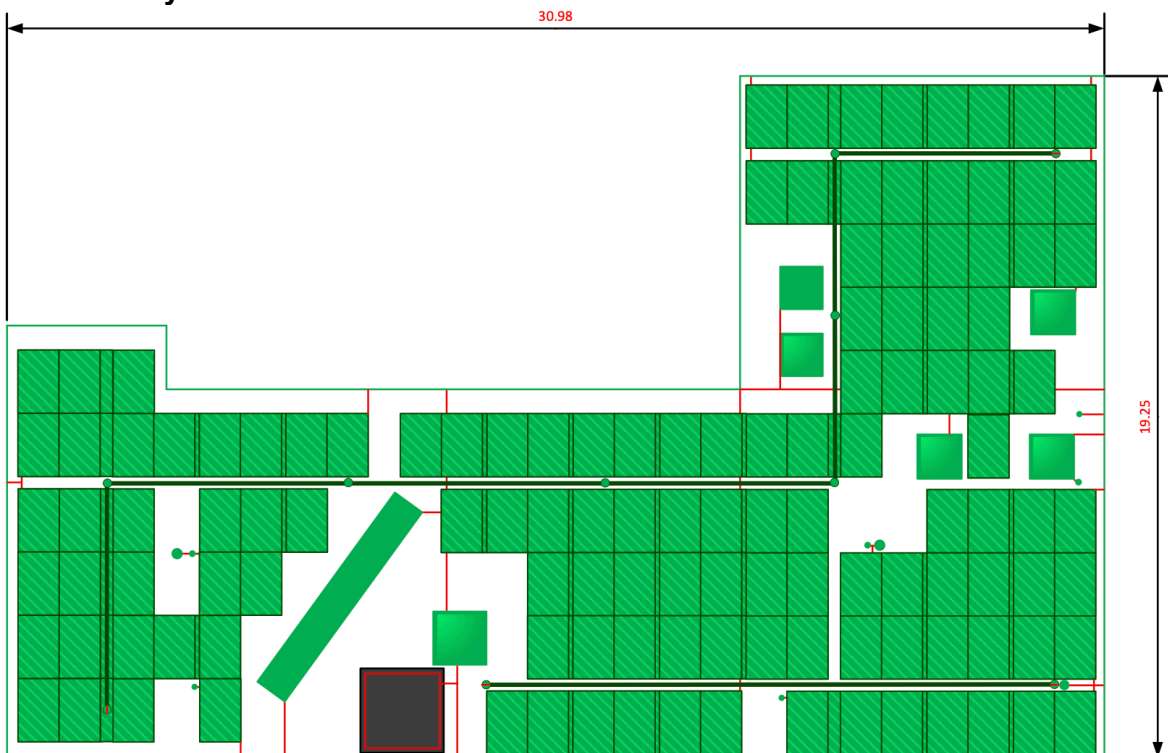


Abbildung 15: Blitzschutzplan Variante 1

Blitzschutzsystem Variante 3

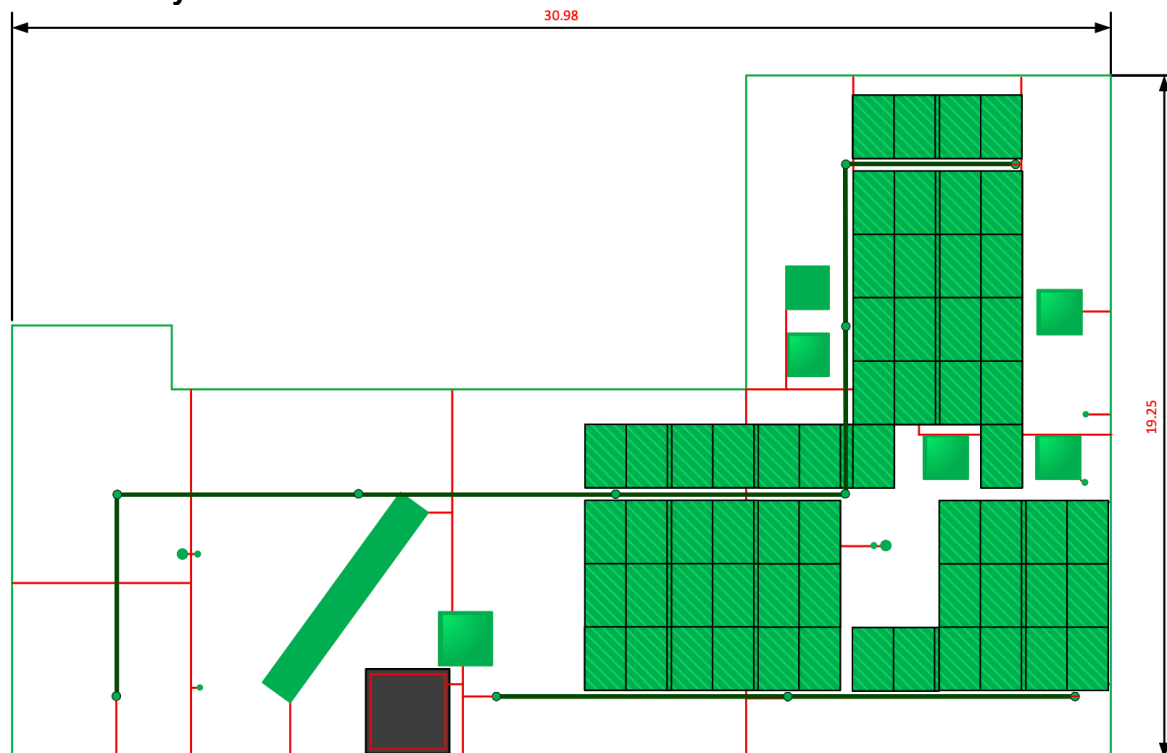


Abbildung 16: Blitzschutzplan Variante 3

4.5. Steigzone

Die Steigzone verbindet den GAK im Keller mit der PV-Anlage auf dem Dach. Die Kabel werden durch die Kellerwand in den Lichtschacht geführt und verlaufen von dort in Aluminiumrohren mit 50 mm Durchmesser entlang der Fassade nach oben. Über einen Bogen wird der Dachrand überquert. Anschliessend führen die Rohre bis unter das erste Modul, wo sie in UV beständige Flex Schläuche aufgeteilt werden. Diese leiten die Plus- und Minuspol zu den jeweiligen Anschlussstellen. Der Minuspol wird der Modul Verschaltung nachgeführt, um magnetische Felder und Störungen zu vermeiden. Schläuche, die über das Dach geführt werden, ohne von Modulen bedeckt zu sein, werden im Substrat verlegt, um sie vor Sonneneinstrahlung zu schützen und das Erscheinungsbild des Dachs nicht zu beeinträchtigen.

4.6. Wechselrichter

Der Wechselrichter ist das zentrale Element einer PV-Anlage, da er die erzeugte Gleichspannung der Module in netzkonforme Wechselspannung umwandelt. Grundsätzlich lassen sich zwei Bauarten unterscheiden: Stringwechselrichter und Hybridwechselrichter. Ein Stringwechselrichter übernimmt ausschliesslich die Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom und wird vor allem bei grösseren Anlagen eingesetzt, bei denen Batteriespeicher keine Rolle spielen oder separat mit einem eigenen Batteriewechselrichter angebunden werden. Ein Hybridwechselrichter dagegen kombiniert beide Funktionen und kann neben der Netzeinspeisung auch einen Batteriespeicher direkt einbinden. Dadurch lassen sich Speicherungen effizienter umsetzen, da zusätzliche Umwandlungsverluste entfallen.

Ein weiterer technischer Aspekt ist die Bereitstellung von Blindleistung. Da Wechselrichter über Leistungselektronik und interne Spulen verfügen, können sie je nach Netzanforderung sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung einspeisen oder aufnehmen. Dies ist wichtig für die Spannungsstabilität im Netz und wird von den Netzbetreibern zunehmend

vorgeschrieben. Moderne Geräte wie die hier eingesetzten Wechselrichter beherrschen diese Funktionen standardmässig und können damit aktiv zum Netzsupport beitragen.



Abbildung 17: Wechselrichter Variante 1

Variante 1 – Kostal 60 kW

Für die grössere Auslegung mit rund 60 kWp kommt ein Kostal Stringwechselrichter mit 60 kW Nennleistung zum Einsatz. Bei dieser Anlagengrösse wird bewusst auf einen reinen String-Wechselrichter gesetzt, da er durch seine sechs MPP-Tracker und insgesamt zwölf Stringeingänge, eine hohe Flexibilität bei der Verschaltung bietet. Hybridgeräte in dieser Leistungsklasse sind aktuell nicht verfügbar. Soll in Zukunft dennoch ein Batteriespeicher integriert werden, müsste zusätzlich ein separater Batteriewechselrichter installiert werden. Der Kostal bietet eine maximale Eingangsspannung von 1100 V, einen breiten MPP-Bereich von 180 bis 1000 V und erreicht Wirkungsgrade

von bis zu 98,7 %. Integrierter Überspannungsschutz auf DC- und AC-Seite sowie die Schutzart IP66 gewährleisten einen sicheren Betrieb. Damit ist der Wechselrichter optimal für grosse Dachflächen mit hohem Energieertrag ausgelegt. (Voegelin Solartechnik, 2025)



Abbildung 18: Wechselrichter Variante 3

Variante 3 – Fronius Verto Plus 30 kW

Für die kleinere Variante mit 28,8 kWp liegt der Schwerpunkt auf der Optimierung des Eigenverbrauchs. Hier wird deshalb der Fronius Verto Plus mit 30 kW eingesetzt, ein Hybridwechselrichter, der neben drei MPP-Trackern auch einen direkten Anschluss für Batteriespeicher ermöglicht. Damit können Systeme wie die BYD Battery-Box oder die Fronius Reserva eingebunden werden, um überschüssige Energie zwischenspeichern und den Eigenverbrauch deutlich zu erhöhen. Im Gegensatz zu einer Kombination aus Stringwechselrichter und separatem Batteriewechselrichter entfallen zusätzliche Umwandlungsschritte, wodurch der Gesamtwirkungsgrad verbessert wird. Neben der hohen Effizienz von über 98 % bietet der Verto Plus auch die Option einer Notstromversorgung für das gesamte Gebäude. Integrierte Schutzfunktionen wie Überspannungsschutz, Lichtbogenerkennung und die Schutzklasse IP66 runden das Sicherheitskonzept ab. (Voegelin Solartechnik, 2025)

4.7. Überspannungsableiter

Generatoranschlusskästen (GAK) sind ein zentrales Element bei der sicheren und normgerechten Auslegung von PV-Anlagen. Sie übernehmen gleich mehrere Aufgaben: Einerseits werden die Ströme mehrerer paralleler Strings zusammengeführt und auf die Eingänge des Wechselrichters verteilt. Dadurch ist es möglich, mehrere Strings pro MPP-Tracker zu betreiben und die Anlagenleistung optimal auszunutzen. Andererseits dienen GAKs als Schutzsysteme. In ihnen sind Überspannungsableiter verbaut, die im Falle von atmosphärischen Überspannungen oder Blitzteilströmen die angeschlossenen Komponenten vor Schäden bewahren.

Die Notwendigkeit eines GAKs hängt insbesondere davon ab, ob ein äusserer Blitzschutz vorhanden ist. Befindet sich eine Fangstangenanlage oder ein Blitzschutzsystem auf dem Dach, reicht der im Wechselrichter integrierte Überspannungsschutz meist nicht mehr aus. In diesem Fall ist ein zusätzlicher Überspannungsableiter Typ 1 und 2 erforderlich, der im GAK

installiert wird und so auch direkte Blitzströme sicher ableiten kann. Auf diese Weise werden sowohl die Solarmodule als auch die DC-Leitungen und der Wechselrichter selbst geschützt. Selbst wenn kein äusserer Blitzschutz vorhanden ist, erhöhen Generatoranschlusskästen die Betriebssicherheit.

Ein weiterer Aspekt ist die Parallelschaltung von Strings. Werden mehrere Stränge an einen gemeinsamen MPPT-Eingang gelegt, steigt der Gesamtstrom entsprechend der Anzahl paralleler Stränge an. Der GAK sorgt dafür, dass diese Ströme normgerecht zusammengeführt und abgesichert werden. Moderne Kästen sind deshalb so ausgelegt, dass pro MPP-Tracker mehrere Eingänge vorhanden sind. Typisch sind zwei Eingänge je MPPT, sodass bei Parallelschaltungen keine improvisierten Y-Stecker im Feld benötigt werden. Damit wird eine saubere und wartungsfreundliche Installation erreicht, die gleichzeitig das Risiko von Kontaktproblemen verringert.

Zusätzlich bieten moderne GAKs praktische Kontroll- und Überwachungsfunktionen. Jeder Überspannungsableiter verfügt über ein optisches Sichtfenster, das im Normalzustand grün und im ausgelösten Zustand rot angezeigt wird. Dadurch kann vor Ort jederzeit überprüft werden, ob der Schutz noch aktiv ist. Darüber hinaus besitzen die eingebauten Ableiter Signalkontakte, die über ein Bus- oder Steuerkabel mit der Anlagenüberwachung verbunden werden können. Auf diese Weise lässt sich auch aus der Ferne erkennen, ob ein Überspannungsableiter ausgelöst hat. Sollte dies der Fall sein, muss nicht der gesamte Wechselrichter ausgetauscht werden, sondern lediglich der sogenannte Austauschensatz des Ableiters. Dieser kann mit wenigen Handgriffen ersetzt werden, was Kosten spart und Ausfallzeiten deutlich reduziert. Im Vergleich zu einem defekten Wechselrichter ist dies eine einfache und kostengünstige Lösung.



Abbildung 19: GAK Variante 1

Variante 1 – Kostal 60 kW, 6 MPPT

Für die grosse Anlage mit 61 kWp wird ein Generatoranschlusskasten mit sechs MPPT-Anbindungen eingesetzt. Pro Tracker stehen zwei Eingänge zur Verfügung, sodass insgesamt bis zu zwölf Strings parallel geführt werden können. Der GAK verfügt über Überspannungsableiter Typ 1 und 2 mit Signalkontakt und ist für Stringspannungen bis 1100 V ausgelegt. Die Schutzart IP65 erlaubt den Einsatz auch im Aussenbereich. Durch den modularen Aufbau können die Strings geordnet zusammengeführt werden, wodurch sowohl die Montage als auch die Wartung erleichtert wird. (Voegelin Solartechnik, 2025)



Abbildung 20: GAK Variante 3

Variante 3 – Fronius Verto Plus 30 kW, 2 MPPT

In der kleineren Variante mit 28.8 kWp kommt ein Generatoranschlusskasten für zwei MPPTs zum Einsatz. Auch hier sind pro MPP-Tracker zwei Eingänge vorgesehen, sodass jeweils zwei Strings parallelgeführt werden können. Der GAK ist ebenfalls für eine maximale Stringspannung von 1100V ausgelegt und enthält Überspannungsableiter Typ I+II mit optischer Anzeige und Signalkontakt. Durch die kompakte Bauweise (250 · 256 · 140 mm) eignet er sich gut für kleinere Anlagen, bei denen ein Hybridwechselrichter mit Speicheranbindung eingesetzt wird. Damit werden sowohl die Schutzanforderungen bei Blitzschlag erfüllt als auch die normgerechte Parallelschaltung der Strings gewährleistet. (Voegelin Solartechnik, 2025)

4.8. Kabel

Für die Gleichstromseite werden UV beständige PV-Leitungen mit 6 mm² und MC4 Steckern eingesetzt. Bei der Querschnittswahl muss beachtet werden, dass die Strombelastbarkeit nicht überschritten wird. Der Strom, der durch das Kabel fliesst, darf also nicht grösser sein als der zulässige Betriebsstrom. Ein Leiter mit 6 mm² Kupfer trägt je nach Verlegeart deutlich mehr als 30 A. Damit sind sowohl die etwa 11 A pro String als auch die rund 22 A auf der sehr kurzen parallelen Strecke zwischen GAK und Wechselrichter thermisch unkritisch. Für den Ertrag gilt, dass der Spannungsabfall bei PV-Strings praxisgerecht höchstens ein bis zwei Prozent betragen soll. Dieser Wert wird rechnerisch nachgewiesen.

Berechnung DC-Kabel

Formel Spannungsabfall DC (Hin- und Rückleiter):

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot L / S$$

Prozentualer Spannungsabfall:

$$\Delta U\% = (\Delta U / U) \cdot 100$$

Beschrieb der Grössen:

I = Strom am Arbeitspunkt (MPP)

U = Stringspannung am Arbeitspunkt

ρ = Leiterwiderstand von Kupfer = 0,0225 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

L = einfache Leitungslänge [m]

S = Querschnitt [mm²]

A) Langer Stringabschnitt (ein String, L = 100 m)

Gegeben:

I = 11 A

U = 550 V

ρ = 0,0225 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

L = 100 m

S = 6 mm²

Berechnung:

$$\Delta U = (2 \cdot 11 \text{ A} \cdot 0,0225 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \cdot 100 \text{ m}) / 6 \text{ mm}^2 = 8,25 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = (8,25 \text{ V} / 550 \text{ V}) \cdot 100 = 1,50 \%$$

Fazit

Für die DC-Seite gilt praxisgerecht ein Spannungsabfall von höchstens 1–2 %. Mit 1,50 % liegt der Wert innerhalb dieser Grenze, weshalb ein 6 mm² Kabel passend ist.

B) Kurzer Parallelabschnitt GAK bis WR (zwei Strings, L = 1 m)

Gegeben:

$$I = 22 \text{ A}$$

$$U = 550 \text{ V}$$

$$\rho = 0,0225 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$L = 1 \text{ m}$$

$$S = 6 \text{ mm}^2$$

Berechnung:

$$\Delta U = (2 \cdot 22 \text{ A} \cdot 0,0225 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \cdot 1 \text{ m}) / 6 \text{ mm}^2 = 0,165 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = (0,165 \text{ V} / 550 \text{ V}) \cdot 100 = 0,03 \%$$

Fazit

Spannungsfall praktisch vernachlässigbar; thermisch ebenfalls unkritisch, deshalb ist ein 6 mm² Kabel auch hier korrekt.

Variante 1 AC-Kabel

Der Spannungsverlust sollte maximal 4% betragen. Für die Berechnung wird $\cos \varphi = 1,0$ angenommen. Gleichzeitig muss hier auch die Strombelastbarkeit im 50·50mm Kabelkanal berücksichtigt werden. Der Betriebsstrom von 86,6 A überschreitet die Dauerstrombelastbarkeit von 25 mm² (80 A im Kanal), weshalb 35 mm² erforderlich ist.

Gegeben:

$$P = 60\,000 \text{ W}$$

$$U = 400 \text{ V (Drehstrom)}$$

$$L = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,0225 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\cos \varphi = 1,0$$

Berechnung:

$$\text{Strom: } I = P / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi) = 60\,000 / (1,732 \cdot 400 \cdot 1,0) = 86,6 \text{ A}$$

$$\text{Erforderlicher Querschnitt: } S = (\sqrt{3} \cdot I \cdot \rho \cdot L) / \Delta U = (1,732 \cdot 86,6 \cdot 0,0225 \cdot 20) / 4 = 16,9 \text{ mm}^2$$

Spannungsfall mit Normquerschnitten:

25 mm²: $\Delta U = (1,732 \cdot 86,6 \cdot 0,0225 \cdot 20) / 25 = 2,70 \text{ V} \rightarrow 0,68 \%$ → innerhalb der Vorgabe, aber thermisch im Kabelkanal nicht ausreichend

35 mm²: $\Delta U = (1,732 \cdot 86,6 \cdot 0,0225 \cdot 20) / 35 = 1,93 \text{ V} \rightarrow 0,48 \%$ → innerhalb der Vorgabe und thermisch ausreichend

Fazit Variante 1:

Rechnerisch wären 16,9 mm² nötig, weshalb das 25 mm² Kabel gewählt werden müsste, doch aufgrund der Strombelastbarkeit im 50·50mm Kabelkanal ist 35 mm² erforderlich. Damit wird der maximal erlaubte Spannungsverlust sicher eingehalten, und auch thermisch besteht ausreichende Reserve.

Variante 3 AC-Kabel

Auch hier sollte der gesamte Spannungsverlust nicht mehr als 4% betragen. Durch die Verlegung im 50·50 mm Kabelkanal wird 16 mm² gewählt (10 mm² wäre bei 30°C ohne Häufung zwar zulässig, bietet jedoch nur geringe Reserve).

Gegeben:

$$P = 30\,000\text{ W}$$

$$U = 400\text{ V (Drehstrom)}$$

$$L = 20\text{ m}$$

$$\rho = 0,0225\ \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\cos \varphi = 1,0$$

Berechnung:

$$\text{Strom: } I = 30\,000 / (1,732 \cdot 400 \cdot 1,0) = 43,3\text{ A}$$

$$\text{Erforderlicher Querschnitt: } S = (1,732 \cdot 43,3 \cdot 0,0225 \cdot 20) / 4 = 8,44\text{ mm}^2$$

Spannungsfall mit Normquerschnitten:

$$10\text{ mm}^2: \Delta U = (1,732 \cdot 43,3 \cdot 0,0225 \cdot 20) / 10 = 3,37\text{ V} \rightarrow 0,84\%$$

$$16\text{ mm}^2: \Delta U = (1,732 \cdot 43,3 \cdot 0,0225 \cdot 20) / 16 = 2,11\text{ V} \rightarrow 0,53\% \rightarrow (\text{thermische Reserve im Kabelkanal})$$

Fazit Variante 3:

Rechnerisch sind 8,44 mm² nötig, weshalb das 10mm² gewählt werden müsste. 16 mm² wird wegen thermischer Reserve im 50·50mm Kabelkanal festgelegt, wäre jedoch nicht notwendig. Der Spannungsfall bleibt mit etwa 0,53 % klar unter dem maximal erlaubten Spannungsverlust.

Fazit Kabel und Stecker

Bei der Auswahl der Leitungsquerschnitte muss neben dem Spannungsabfall auch die thermische Belastbarkeit nach den Vorgaben der NIN berücksichtigt werden. Dazu zählen Faktoren wie Verlegeart, Umgebungstemperatur und mögliche Häufung von Leitungen. In allen hier berechneten Fällen liegen die gewählten Querschnitte innerhalb der zulässigen Dauerströme. Entscheidend war auf der DC-Seite der Spannungsabfall. Auf der AC-Seite war in Variante 1 die Strombelastbarkeit im 50·50mm Kabelkanal massgebend (35 mm²), während in Variante 3 aus Reservengründen 16 mm² gewählt wird. Damit sind die eingesetzten Kabel und Stecker sowohl elektrisch sicher als auch wirtschaftlich sinnvoll dimensioniert. (Elektro Völker, 2025)

4.9. AC Trennschalter

Ein AC-Schalter unterbricht den Stromkreis auf der Netzseite des Wechselrichters, um diesen bei Bedarf sicher vom Netz zu trennen. Er ist 4-polig ausgeführt und schaltet alle drei Phasen sowie den Neutraleiter gleichzeitig ab, während der Schutzleiter verbunden bleibt. Dadurch wird der Wechselrichter vollständig isoliert, Rückströme werden verhindert und die elektrische Sicherheit bei Wartung oder Störungen erhöht. Er wird mit ca. 25 % Reserve ausgelegt (Betriebsstrom · 1,25), damit er auch bei Wärme im Gehäuse und Schaltspitzen sicher bleibt. Im Notfall bei Rauch, Feuer, Wassereintritt, ist es wichtig, zuerst die AC-Seite auszuschalten und danach die DC-Seite. Beim Einschalten umgekehrt. (Elektro 4000, 2025)

Variante 1

$$86,6\text{ A} \cdot 1,25 = 108\text{ A} \rightarrow \text{Schalter } 125\text{ A, 4-polig.}$$

Variante 3

$$43,3\text{ A} \cdot 1,25 = 54\text{ A} \rightarrow \text{Schalter } 63\text{ A, 4-polig.}$$

4.10. Potentialausgleich

Die Potentialausgleichschiene (PAS) ist die zentrale Sammelschiene, auf der alle Erdungsleiter zusammengeführt werden. Sie sorgt dafür, dass überall im Gebäude möglichst das gleiche elektrische Potential herrscht, damit bei Fehlern oder bei einem Blitzeinschlag keine gefährlichen Spannungen entstehen und Ströme sicher in die Erde abfließen können. Bei Gebäuden mit äusserem Blitzschutz ist vom Dach, von der PV-Unterkonstruktion bis zur PAS ein Kupferleiter mit 16 mm² zu verlegen. Die Leitung sollte so kurz und gerade wie möglich geführt werden, ohne Schlaufen und mit grossen Biegeradien. Wenn Aluminiumteile, wie z. B. die Unterkonstruktion oder ein Alu-Steigrohr, an Kupferleiter angeschlossen werden, sind metallische Klemmen zu verwenden, welche sich mit den jeweiligen Materialien vertragen, damit keine Kontaktkorrosion entsteht.

Neu durch die PV-Installation angeschlossen werden:

- PV-Unterkonstruktion
- Wechselrichter
- GAK
- neu verlegte leitfähige Rohrleitungen
- Verbindung von der neuen Nebenschiene zur Haupt-Potentialausgleichschiene des Gebäudes

Messungen an der Potentialschiene nach Bau der PV-Anlage:
(obo, 2025)

Durchgangsprüfung

Diese Prüfung zeigt, ob alle neuen Metallteile sicher mit der Potentialausgleichschiene verbunden sind. Gemessen wird zwischen dem Teil (PV-Gestell, WR-Gehäuse, GAK) und der PAS. Das Messgerät schickt einen kleinen Strom, der Widerstand sollte dabei fast null sein. Ist er höher, sind meist Klemmen locker, Kontaktflächen verschmutzt oder die falsche Klemme (Alu/Cu) verbaut.

Isolationsmessung

Sie prüft, ob die DC-Strings keinen Kontakt zur Erde haben. Der Isotester legt dabei etwa 500 V DC zwischen Stringleiter und Erdung an, über kleinste Leckpfade fliesst ein winziger Strom zurück. Aus $R = U/I$ berechnet das Gerät den Isolationswiderstand und zeigt ihn im MΩ-Bereich an. Gemessen wird pro String einmal Plus gegen Erdung und einmal Minus gegen Erdung. Man erwartet mindestens etwa 1 MΩ.

4.11. Leitungsschutzschalter

Der Leitungsschutzschalter (LS) schützt das AC-Kabel zwischen dem Wechselrichter und der Verteilung. Er lässt den normalen Betriebsstrom durch und schaltet automatisch ab, bevor das Kabel durch Überlastung zu heiss wird. Dabei ist entscheidend, dass der Strom des Wechselrichters unter dem Nennstrom des LS-Schalters liegt und der Schalter nicht höher dimensioniert ist, als das Kabel dauerhaft aushalten kann. Ebenso wichtig ist, dass der mögliche Kurzschlussstrom die Abschaltfähigkeit des Schalters nicht übersteigt.

Variante 1

Bei dieser Variante wird ein Wechselrichter mit einer Leistung von rund 60 kW eingesetzt. Der Nennstrom im Betrieb beträgt etwa 86 A. Deshalb wird ein Leitungsschutzschalter mit einem Nennstrom von 100 A gewählt. Das Kabel muss diesen Strom dauerhaft sicher führen können. Bei einer zulässigen Strombelastbarkeit von rund 103 A ist der gewählte 35 mm² Leiter im 50 · 50 mm Installationskanal ausreichend dimensioniert.

Variante 3

Wechselrichter etwa 30 kW. Nennstrom im Betrieb rund 43 A. Hier passt ein LS mit 50 A. Das 16 mm² Kabel im 50·50-Kanal trägt etwa 61 A, damit bleibt genug Reserve.

5. Stringplan

Die String Planung ist einer der wichtigsten Schritte bei der Auslegung einer PV-Anlage. Sie entscheidet darüber, wie viele Module in Serie geschaltet werden dürfen, damit die Spannung im erlaubten Bereich des Wechselrichters bleibt. Zugleich soll die Spannung so gewählt sein, dass die Anlage zuverlässig anläuft und über das ganze Jahr im optimalen MPP-Fenster arbeitet. Eine saubere String Planung schützt die Komponenten vor Überlastung, erhöht die Betriebssicherheit und verbessert den Wirkungsgrad.

In der Schweiz geben die Niederspannungs-Installationsnormen den rechtlichen Rahmen vor. Sie schreiben vor, wie die maximale Strangspannung zu berechnen ist. Daneben gibt es die STC-Methode, bei der die Temperaturabhängigkeit der Module genauer berücksichtigt wird. Im Rahmen dieser Arbeit werden beide Methoden aufgezeigt. (ESTI, 2016)

NIN-Methode:

$$U_{\max} = U_{\text{oc STC}} \cdot n \cdot kT$$

Dabei ist $U_{\text{oc STC}}$ die Leerlaufspannung eines Moduls bei Standard-Testbedingungen, n die Anzahl Module im String und kT ein Temperaturfaktor, der von der Höhe über Meer abhängt.

kT abhängig von Höhe müM

Unter 800 Meter: $kT = 1,15$

800 bis 1500 Meter: $kT = 1,20$

Über 1500 Meter: $kT = 1,25$

STC-Methode:

$$U_{\max} = U_{\text{oc, STC}} \cdot n \cdot (1 + (\gamma_{\text{Voc}} \cdot (25 - T_{\min}) / 100))$$

Hier werden die Module auf eine tiefst mögliche Betriebstemperatur korrigiert. γ_{Voc} ist der Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung aus dem Datenblatt (in Prozent pro Grad) dieser ist negativ, muss in der Formel jedoch positiv eingetragen werden. 25 ist die Prüftemperatur bei STC, und $T_{\min}$ ist die tiefste zu erwartende Modultemperatur am Standort.

Bei dieser Berechnung wird die Differenz der STC-Prüftemperatur und der Höhen und Dachneigungswinkel bedingten Tiefsttemperatur gebildet. Die Differenz wird multipliziert mit dem Temperaturkoeffizienten. Dividiert durch 100 ergibt dies eine Prozentzahl, welche mit 1 addiert wird, um einen Faktor zu erhalten.

$T_{\min}$ abhängig von Höhe müM und Dachwinkel:

Unter 800 Meter: 0 Grad (Dachneigung < 15°) bzw. -5 Grad (Dachneigung > 15°)

800 bis 1500 Meter: -15 Grad

Über 1500 Meter: -25 Grad

Beschrieb der Grössen:

$U_{\text{oc, STC}}$: Leerlaufspannung eines Moduls bei STC [Volt]

n : Anzahl Module im String [Stück]

kT : Pauschaler Temperaturfaktor je nach Höhe [dimensionslos]

γ_{Voc} : Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung [% pro Grad]

$T_{\min}$: Tiefste Modultemperatur am Standort [Grad]

Variante 1

Bei der Berechnung zur maximalen Modulanzahl in einem String, wird jeweils der grösste String verwendet, damit sich die Rechnung nicht wiederholt. Bei der Variante 1 ist das der String 1.6.1 mit 17 Module. Die Leerlaufspannung eines Moduls beträgt laut Datenblatt 40,9 Volt. Der Temperaturkoeffizient liegt bei -0,22 Prozent pro Grad. Für den Standort auf 500 m mit Dachneigung 0 Grad wird eine tiefste Modultemperatur von 0 Grad angesetzt.

Rechenweg mit STC-Methode:

$$U_{\max} = 40,9 \cdot 17 \cdot (1 + (0,22 \cdot (25 - 0) / 100)) = 734 \text{ Volt}$$

Variante 3

Die grösste Stringlänge dieser Variante sind 15 Module. Die Leerlaufspannung des Moduls ist ebenfalls 40,9 Volt, Temperaturkoeffizient -0,22 Prozent pro Grad. Tiefste Modultemperatur wieder 0 Grad.

Rechenweg mit STC-Methode:

Spannung bei STC: $15 \cdot 40,9 = 614 \text{ Volt}$

Temperaturdifferenz: $25 - 0 = 25 \text{ Grad}$

Spannungsanstieg durch Temperatur: $25 \cdot 0,22 \% = 5,5 \%$

Spannung im Kaltfall: $614 \cdot (1 + 0,055) = 648 \text{ Volt}$

Auch hier liegt der Wert klar unter der maximal zulässigen Eingangsspannung von 1000 Volt des Fronius Wechselrichters.

Parallelschaltung von Strings:

Führt man mehrere Strings parallel an einen MPPT-Eingang, so bleibt die Spannung konstant, während sich die Ströme addieren. Zwei parallele Strings liefern etwa den doppelten Arbeitsstrom, während drei Strings den dreifachen liefern. So erhöht sich die Belastung des MPPT-Eingangs. Drei Aspekte sind bei der Auslegung zu berücksichtigen: Die maximalen Werte für den Eingangsstrom des Wechselrichters dürfen nicht überschritten werden, und auch die Summe der Kurzschlussströme muss innerhalb der Vorgaben des Herstellers liegen; ab drei parallelen Strings sind normalerweise Strangsicherungen erforderlich. Sie sorgen dafür, dass im Falle eines Fehlers nicht zu hohe Rückströme durch ein einzelnes Modul fliessen.

Verlegung der Kabel auf dem Dach:

Die Plus- und Minusleiter der DC-Leitungen sollten immer gemeinsam in einem PVC-Flexschlauch verlegt werden. So wird die Schleifenfläche minimiert und Störfelder werden verhindert. Liegt ein grosser Abstand zwischen den Leitungen, können elektromagnetische Felder entstehen, die Spannungen einkoppeln oder Störsignale verursachen. Eine enge parallele Führung ist auch aus der Perspektive des Blitzschutzes vorteilhaft. Um einen dauerhaften sicheren Betrieb der Anlage zu gewährleisten, müssen die Kabel UV-beständig sein, sauber befestigt und eindeutig beschriftet werden.

Nachfolgend sind die Stringpläne der Variante 1 und 3 ersichtlich. Sie werden benötigt, um beim Bau der PV-Anlage die Module richtig miteinander verschalten zu können. Zusätzlich werden sie für die Dokumentation der PV-Anlage benötigt.

Stringplan Variante 1

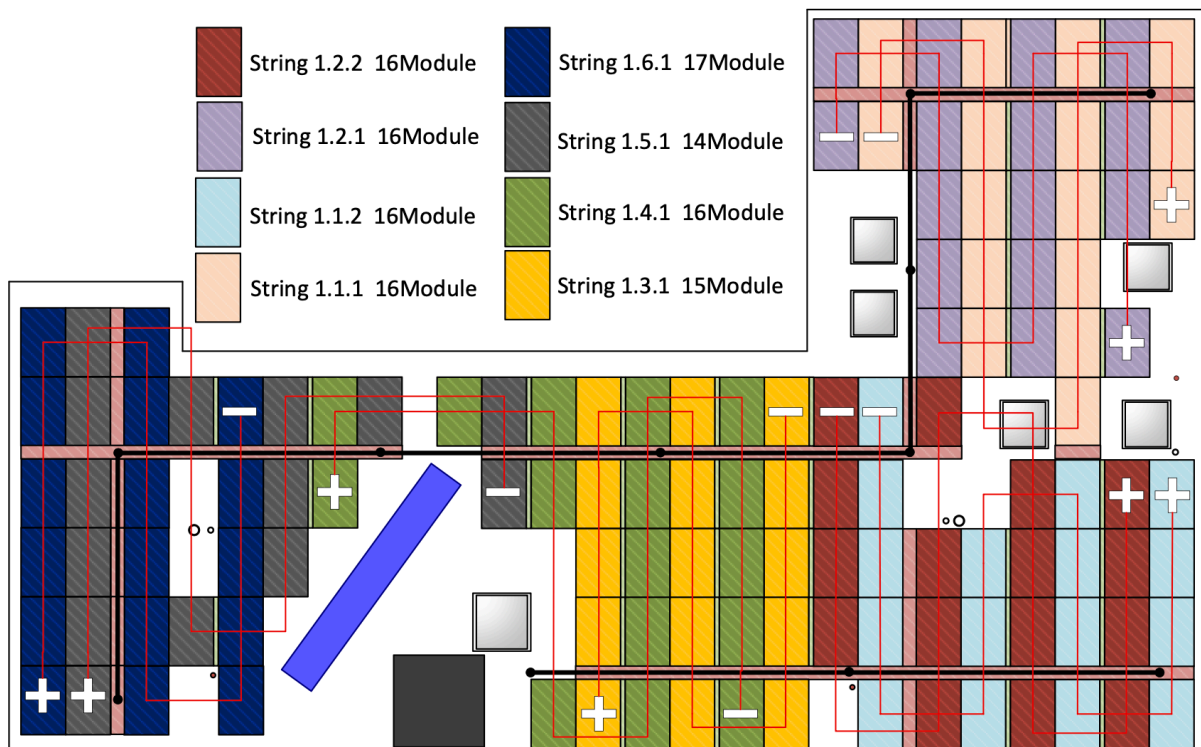


Abbildung 21: Stringplan Variante 1

Stringplan Variante 3

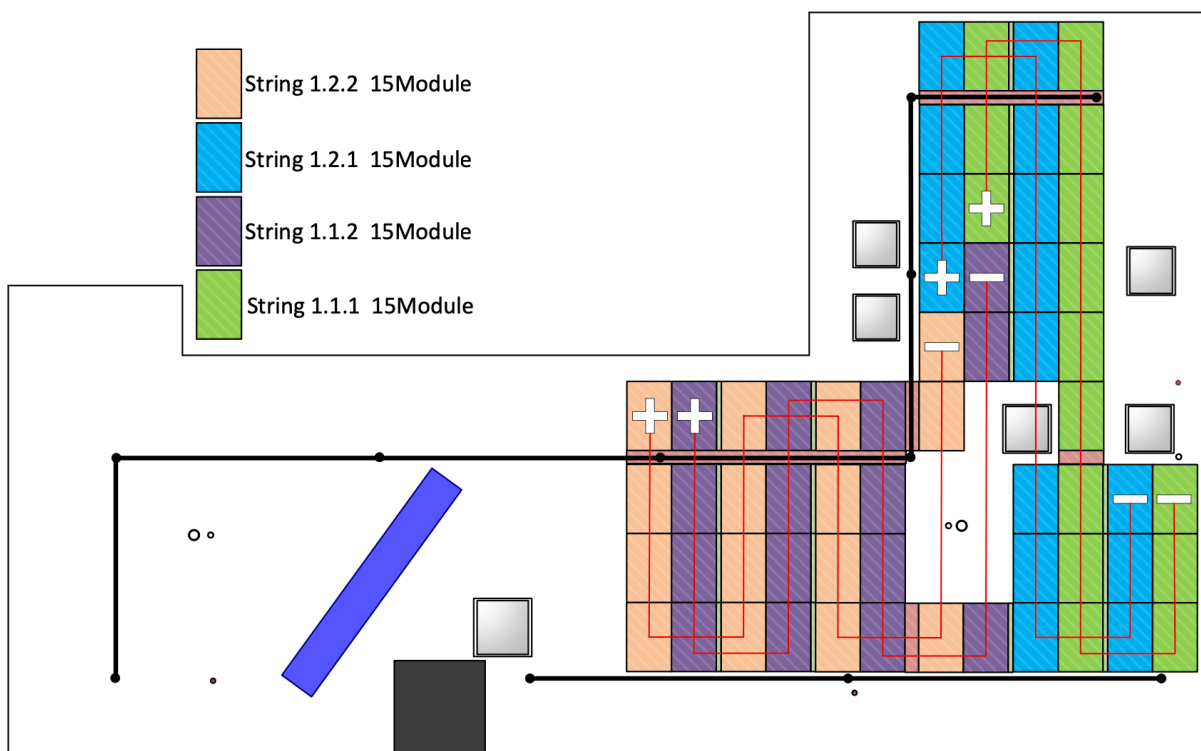


Abbildung 22: Stringplan Variante 3

6. Eigenverbrauchsoptimierung

6.1. Smartmeter

Um den Eigenverbrauch zu optimieren, ist es wichtig, die Energieflüsse im Gebäude genau und nachvollziehbar zu messen. Es ist unerlässlich, den direkten Verbrauch des Stroms aus der PV-Anlage im Haus, die Einspeisung ins öffentliche Netz und den Bezug von Strom aus dem Netz klar zu erfassen, um geeignete Massnahmen zur Verbesserung des Eigenverbrauchs planen und umsetzen zu können. Ein Smart Meter ist das zentrale Element zwischen Energieerzeugung und Verbrauch. Es ermöglicht eine detaillierte Analyse und später eine aktive Steuerung durch ein Energiemanagementsystem.

Unterschied Stromzähler und Smart Meter

Ein herkömmlicher Zweirichtungszähler erfasst am Netzanschlusspunkt die summierten Energiemengen für Bezug und Einspeisung, um die Abrechnung mit dem Netzbetreiber zu ermöglichen, liefert jedoch keine hochaufgelösten Lastgangdaten. Eigenverbrauch ist somit nur durch einen Vergleich der vom Wechselrichter gemeldeten Produktionszahlen mit der eingespeisten Energiemenge rechnerisch feststellbar. Ein Smart Meter erfasst die gleichen Werte, jedoch in einer höheren zeitlichen Auflösung, und ist über eine Datenverbindung mit dem Wechselrichter verbunden. Während der Wechselrichter über die PV-Produktion informiert ist, liefert der Smart Meter die Daten zu Bezug und Einspeisung. Nur durch die Kombination der beiden Messungen ist es möglich, den Eigenverbrauch genau zu bestimmen und alle Energieflüsse transparent darzustellen.

Auswahl des Zählers

Die Dimensionierung des Smart Meters orientiert sich an der Hauptsicherung des Gebäudes, nicht primär nur an der Grösse der PV-Anlage. Für das Objekt ist eine Ausführung bis 100 A erforderlich. Direkt messende Geräte sind in diesem Bereich selten, weshalb in vielen Fällen Stromwandler zum Einsatz kommen. Diese kleinen Klemmen werden um die Hauptleitungen gelegt und leiten ein kleineres Messsignal zum Smart Meter weiter. Dadurch kann der Smart Meter auch höhere Ströme sicher und zuverlässig erfassen.

Kommunikation

Es gibt zwei gängige Varianten, wie Smart Meter und Wechselrichter miteinander kommunizieren. In kleinen Setups wird die Anbindung oft direkt per RS485/Modbus-RTU zwischen Smart Meter und Wechselrichter realisiert (Punkt-zu-Punkt, robust). Heutzutage setzen moderne Anlagen jedoch häufig auf die Integration ins lokale Netzwerk: Smart Meter, Wechselrichter und eventuell ein zukünftiges Energiemanagementsystem sind am selben Switch oder Router angeschlossen und kommunizieren über Modbus-TCP oder herstellerspezifische Netzwerkprotokolle. Die serielle Direktverbindung reicht für die reine WR-Messung aus, aber sobald ein EMS hinzukommt, ist die LAN/Switch-Variante in der Regel die bessere Wahl.

Vorteile des Smart Meters

Alle Energieflüsse werden von einem Smart Meter automatisch und mit hoher Präzision erfasst; das vereinfacht die Abrechnung und verhindert Fehler. Er schafft die Basis für eine faire Kosten- und Erlösverteilung und ermöglicht es, die Energie innerhalb eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch transparent zu verteilen. Die Verbindung zum Wechselrichter ermöglicht es, Produktions- und Verbrauchsdaten in Echtzeit zu erfassen, wodurch Verbraucher wie Wärmepumpe, Boiler oder Wallbox gezielt bei PV-Überschuss aktiviert werden können. So wird der Eigenverbrauch gesteigert, die Netzbelastung minimiert und die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage verbessert.

Produkte

Variante 1

Ein geeignetes Produkt ist der SOFAR Smart Meter 100A direkt. Dieses Gerät misst bis 100 A pro Phase ohne zusätzliche Stromwandler. Es eignet sich besonders für grosse Anlagen mit Sofar-Wechselrichtern und liefert die erforderlichen Daten direkt an den WR.

(Voegelin Solartechnik, 2025)

Variante 3

Für Anlagen mit Fronius-Wechselrichtern ist der Fronius Smart Meter TS 5kA-3 in Verbindung mit drei Stromwandlern (z. B. 100/5 A) passend. Die Stromwandler werden um die Hauptleitungen gelegt und reduzieren den hohen Strom auf ein kleines Messsignal, das vom Smart Meter sicher erfasst wird. So können auch bei 100 A Hauptsicherung alle Energieflüsse korrekt gemessen werden. Der Vorteil dieser Lösung ist die hohe Flexibilität, da bei steigenden Strömen lediglich die Stromwandler gegen grössere Typen ausgetauscht werden müssen.

(Voegelin Solartechnik, 2025)

Vereinfachte Darstellung des Smartmeter:

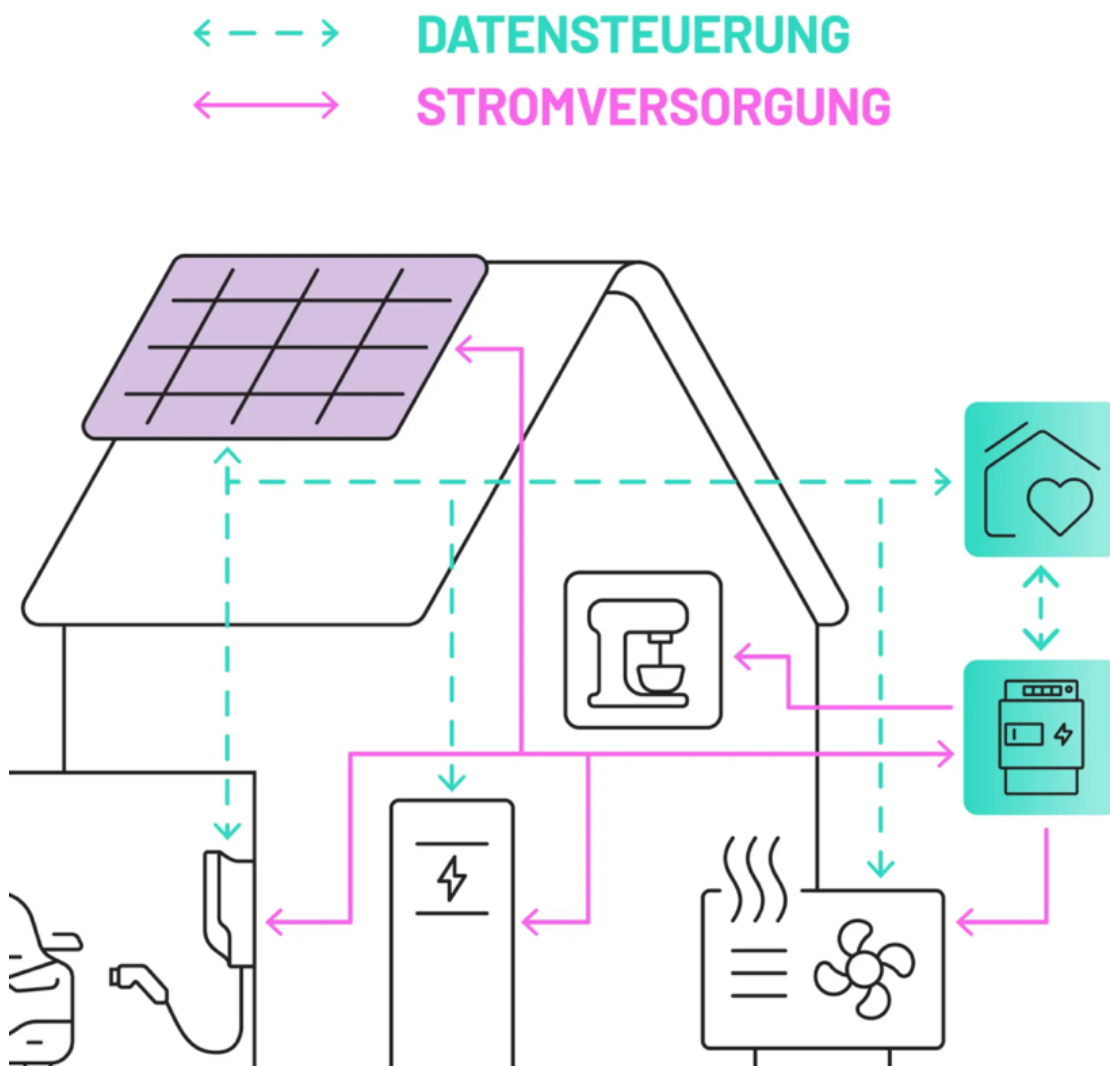


Abbildung 23: Smart Meter Prinzip

6.2. Energiemanagementsystem

Ein wichtiger Teil einer modernen PV-Anlage stellt das Energiemanagementsystem (EMS) dar. Es gewährleistet, dass der produzierte Solarstrom nicht ungenutzt ins Netz geht, sondern optimal im Gebäude verwendet wird. Während ein Smart Meter nur die Messwerte erfasst, geht ein EMS weit darüber hinaus: Es analysiert die Daten und steuert aktiv die Verbraucher.

Grundfunktionen

Alle relevanten Informationen aus der Anlage werden vom EMS gesammelt: die PV-Produktion über den Wechselrichter, die Netzflüsse über den Smart Meter und die aktuellen Verbrauchsdaten von angeschlossenen Geräten. Diese Informationen werden bearbeitet und übersichtlich im Portal angezeigt. Kennzahlen wie die Eigenverbrauchsquote oder der Autarkiegrad sind somit jederzeit nachvollziehbar. Wichtig ist, dass das EMS nicht nur erfasst, sondern auch aktiv steuert. Es ist in der Lage, Verbraucher so zu steuern, dass sie vorrangig mit Solarstrom versorgt werden. So erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil und die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage verbessert sich deutlich.

Kommunikation und Integration

Für eine funktionierende Steuerung muss das EMS alle relevanten Geräte verbinden. In modernen Anlagen erfolgt dies normalerweise über das lokale Netzwerk. Über einen Switch oder Router werden die Wechselrichter, Smart Meter und das EMS verbunden. In der Regel erfolgt die Kommunikation über Modbus TCP. Diese Lösung bietet Flexibilität, weil alle Geräte über das Netzwerk angesprochen werden und sich später leicht erweitern lassen.

Für Geräte ohne Netzwerkfähigkeit besteht zudem die Möglichkeit, sie direkt über Modbus RTU zu verbinden. Hierbei wird das Gerät über eine Zweidrahtleitung direkt mit dem Solarmanager verbunden. In der Regel sind dies ältere Wärmepumpen, Heizstäbe oder bestimmte Batteriespeicher, die keine LAN-Schnittstelle besitzen. Über die serielle Verbindung erfasst der Solarmanager diese Werte direkt. Diese verschiedenen Anbindungen ermöglichen es, moderne netzwerkfähige Geräte sowie ältere Systeme zu integrieren. So wird das EMS zur zentralen Stelle, die Produktion, Verbrauch und Speicherung steuert. Das System bleibt flexibel erweiterbar, da jederzeit neue Geräte eingebunden werden können.

Lastmanagement

Eine der zentralen Aufgaben des EMS ist das intelligente Lastmanagement. Grosse Verbraucher werden bevorzugt dann eingeschaltet, wenn ausreichend PV-Leistung zur Verfügung steht. Ein typisches Beispiel ist die Wärmepumpe, die tagsüber mit Solarstrom betrieben wird, statt in der Nacht Netzstrom zu nutzen. Ebenso kann die Ladestation für das Elektroauto so gesteuert werden, dass der Akku überwiegend mit eigener PV-Energie geladen wird. Durch Prioritäten lassen sich die einzelnen Verbraucher in einer sinnvollen Reihenfolge steuern. So kann etwa zuerst der Warmwasserboiler geladen werden, anschliessend die Wallbox und erst danach weniger wichtige Verbraucher. Dieses Zusammenspiel führt zu einer deutlichen Steigerung der Eigenverbrauchsquote und reduziert die Stromkosten nachhaltig.

Ein EMS wird zudem bei der Einführung von dynamischen Strompreisen zur Notwendigkeit. Verbraucher können nur mit einer zentralen Steuerung so angepasst werden, dass sie sowohl auf die eigene PV-Produktion als auch auf Preissignale reagieren. Somit kann das EMS signifikant zur Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage dazu beitragen.

Solarmanager als Produkt

Beim Hanselmaa 14 kommt der Solarmanager als Energiemanagementsystem zum Einsatz. Das System übernimmt alle beschriebenen Aufgaben und zeichnet sich darüber hinaus durch besondere Vorteile aus. Der Solarmanager ist herstellerunabhängig ausgelegt und kann Geräte verschiedener Marken einbinden. Dadurch bleibt das System auch bei künftigen Erweiterungen flexibel.

Ein weiterer Vorteil ist die benutzerfreundliche Visualisierung. Die Daten werden nicht nur technisch, sondern auch anschaulich dargestellt, sodass Betreiber jederzeit den Überblick behalten. Hinzu kommt die Möglichkeit zur Fernwartung: Installateure können im Bedarfsfall auf die Daten zugreifen und Störungen schneller lokalisieren.

Der modulare Aufbau macht den Solarmanager zudem zukunftssicher. Neue Geräte lassen sich unkompliziert ins System integrieren. Damit ist gewährleistet, dass die Anlage nicht nur den heutigen, sondern auch den zukünftigen Anforderungen gerecht wird.

Preis

Der Solarmanager kostet in der Anschaffung rund 800 Franken. Hinzu kommen jährliche Kosten für das Abonnement. Das Basic-Abo kostet 44 Franken pro Jahr und deckt die Grundfunktionen ab. Das Premium-Abo kostet 66 Franken pro Jahr und ermöglicht zusätzlich die Integration von Ladestationen und Elektroautos. Darüber hinaus erstellt das System Optimierungsvorschläge, wie der Eigenverbrauch weiter gesteigert werden kann.

Fazit

Der Einsatz des Solarmanagers ist für PV-Anlagen sehr zu empfehlen. Durch die gezielte Steuerung der Verbraucher erhöht sich die Eigenverbrauchsquote deutlich, was langfristig zu einer spürbaren Reduktion der Stromkosten führt. Die Investition in das Gerät amortisiert sich deshalb in kurzer Zeit. Besonders sinnvoll ist das Premium-Abo, wenn die Integration einer Ladestation oder eines Elektroautos geplant ist. Es bietet einen zusätzlichen Mehrwert und macht den Solarmanager zu einer zukunftssicheren Lösung.
(Solarmanager, 2025)

6.3. Batteriespeicher

Ein Batteriespeicher erhöht den Eigenverbrauch einer PV-Anlage, indem er überschüssige Energie vom Tag in den Abend und die Nachtstunden verschiebt. Bei schlechtem oder bewölktem Wetter kann er die Energieversorgung für einige Stunden überbrücken. Moderne Batteriespeicher verbrauchen zudem wenig Platz und sind durch die sinkenden Kosten immer wirtschaftlicher.

Grösse

Die Grösse des Batteriespeicher wird durch viele Faktoren bestimmt. Die Grösse der PV-Anlage spielt eine Rolle. Ist die Anlage sehr klein, macht es keinen Sinn einen überdimensionierten Energiespeicher zu verbauen, da der Strom zuerst im Haus verbraucht wird, bevor er die Batterie laden kann. Die Batterie darf aber auch nicht zu klein sein, da sonst ein grosser Teil der Energie ins Netz zurückfliesst. Theoretisch könnte mit Batteriespeichern bei mittelgrossen Anlagen eine fast 100-prozentige Autarkie erreicht werden, jedoch macht diese aus wirtschaftlicher Sicht meist keinen Sinn. Am meisten lohnt es sich also, wenn ein Grossteil der Energie aus der Batterie bereitgestellt wird und die Spitzen weiterhin aus dem Netz gezogen werden, um Anfangskosten zu verringern. Natürlich haben auch der eigene Stromverbrauch und das Lastprofil einen Einfluss auf die richtige Grösse. Wird vermehrt in den Abendstunden gekocht, gewaschen, oder gibt es sogar eine Wärmepumpe die zum Teil in der Nacht läuft, darf der Batteriespeicher grösser sein. Als Faustformel kann man den eigenen Jahresenergiebezug multiplizieren mit 1kWh Speichergösse / 1000kWh Verbrauch.

Mit Hilfe von einem EMS hat man eine viel genauere und solidere Datengrundlage für die Bestimmung der Speichergösse. Nach Inbetriebnahme der Anlage zeichnet der Solarmanager alle Energieflüsse auf. Man kann erkennen, wann wie viel Strom ins Netz gespeist wurde und wann es Netzbezug gab. Durch die Integration der Batterie ins EMS ist zudem ersichtlich wann die Batterie vollgeladen, oder entleert ist. Somit hat man also die Möglichkeit zuerst eine kleinere Batterie zu verbauen und nach der Inbetriebnahme mittels fundierten Daten, auf die passende Batteriegrösse zu erweitern.

Variante 1

Eine Batterie ist bei einer Anlagengrösse von rund 60kWp sehr zu empfehlen. Für Anlagen grösser als 30kWp gibt es in Zukunft kleinere Einspeisevergütungen, daher ist es notwendig den Strom so effizient wie möglich zu verwenden, oder zu speichern. In einem späteren Kapitel ist ersichtlich, wie hier nebst der Batterie auch eine Verteilung des Stromes diese Aufgabe löst. Somit muss nicht gezwungenermassen die ganze Energie mit der Batterie gespeichert werden.

Die genaue Ermittlung der richtigen Grösse ist bei dieser Variante komplex, nebst der unregelmässigen Einstrahlung der Sonne, ist der Verbrauch zusätzlich von Teilnehmern des vZEV abhängig. Als Anfangsinstallation wird hier ein ungefähr 20kWh grosser Speicher empfohlen. Nach erster Datenlage ist ein besseres Verständnis über das Lastprofil vorhanden und man kann dann eine Erweiterung in Erwägung ziehen.

Variante 3

Der Batteriespeicher soll Bezüge in der Nacht minimieren. Überschüsse nach vollständiger Batterie Ladung können immer noch ins Netz eingespeist werden und werden vom Netzbetreiber zu einem besseren Tarif vergütet, als das bei Variante 1 der Fall ist. Für die Speichergösse wird also ein bestimmter Punkt gesucht. Gesucht wird das optimale Verhältnis zwischen Bezugs-Einsparungen und Investitionskosten. Unregelmässige, grosse Lasten, werden bevorzugt vom Netz bezogen, wobei tägliche Verbräuche durch die Batterie gedeckt werden sollten. Es wird ein ungefähr 12kWh grosser Speicher empfohlen, welcher auch hier bei Datengrundlage erweitert werden kann.

Produkte

Variante1

Bei dieser Variante muss beim Installieren der Batterie auch ein Batterie Wechselrichter installiert werden. Dies liegt daran, dass der Kostal Wechselrichter kein Hybridwechselrichter ist. Der Stringwechselrichter wandelt den Gleichstrom in Wechselstrom um, da er die Batterie nicht direkt laden kann. Über das Hausnetz fließt der Strom dann in den Batteriewechselrichter, welcher den Strom anschliessend in Gleichstrom umwandelt, um die Batterie zu laden. Beim Entladen wechselt der Batteriewechselrichter den Gleichstrom wieder um in Wechselstrom, welcher dann anschliessend im Haus verteilt wird.

Das ganze System könnte auch mit zwei Hybridwechselrichter geplant werden, welche die Batterie direkt laden könnten. Somit würde die Installation des Batteriewechselrichter entfallen. Wenn jedoch am Anfang noch keine Batterie gewünscht ist, dann hat man im Vergleich zum einzelnen String Wechselrichter mehr Geld ausgegeben ohne zusätzlichen Nutzen, da man wegen der grossen Anlageleistung mindestens zwei Hybridwechselrichter benötigt. Beim frühzeitigen Entscheid über eine Batterie würde es also die Möglichkeit geben, zwei Hybride Wechselrichter zu verbauen, um so zusätzliche Umwandlungsverluste zu vermeiden. Bei sehr grossen Batteriesystemen kann der Batterie Wechselrichter jedoch im Vorteil liegen, da er meist höhere Lade- und Entladeleistungen erzielen kann

Nachfolgend ist also ein Batterie Wechselrichter ersichtlich, welcher die oben genannte Aufgabe übernimmt. Auf die Auswahl der Batterie hat dies keinen Einfluss.



Der Sunny Island X 30 arbeitet bidirektional zwischen Netz/Haushalt und Speicher. Sein breiter Batterie Spannungsbereich erlaubt die direkte Anbindung moderner Hochvolt Batterien. Er deckt einen Spannungsbereich von 200–980 V an der Batterie ab, verarbeitet bis zu rund 150 A Batteriestrom und stellt etwa 30 kW auf der AC-Seite bereit. Dieser Wechselrichter kann somit die Hälfte der Anlagenleistung nutzen, um indirekt Energie in die Batterie zu speichern. Bei einem höheren Bedarf an Leistung und mehr vorhandenen Batterien können auch problemlos mehrere dieser Batteriewechselrichter parallel ins Hausnetz angebunden werden. (Solarmarkt, 2025)

Abbildung 24: Batterie Wechselrichter

Die BYD Battery Box HVM ist ein modularer Hochvolt Speicher. Das heisst das er beliebig erweitert werden kann mit Batteriemodulen, welche nur aufeinander gesteckt werden und keine interne Verkabelung benötigen. Die Module werden in Serie gesteckt, die Spannung steigt mit der Modulanzahl. Die Module können summiert werden. Dabei benötigt man mindestens drei Module, es können jedoch bis zu 8 aufeinandergestapelt werden. Ein Turm kann dauerhaft Strom bis etwa 50 A liefern unabhängig von der Modulanzahl. Bei den maximalen 8 möglichen Modulen, liefert der Turm 20.5kW Leistung. Wenn mehr Kapazität benötigt wird, können bis zu drei Türme parallel über eine Combinerbox betrieben werden, welche dann zusammen eine Kapazität von 66kWh aufweisen.

Die Zellen bestehen auf Lithium-Eisenphosphat. Die Batterie ist Kobalt und Nickel frei. Die Energiedichte ist durch das fehlende Kobalt etwas geringer, dafür ist die Batterie sicherer, da sie sich weniger erwärmt. Zusätzlich werden durch die Eisenphosphat Ausführung mehr Ladezyklen möglich.

In dieser Variante ist die Batterie mit 7 Modulen geplant. Sie hat somit eine Kapazität von 19,3kWh und eine Leistung von 17,9kW. Die 7Module liefern 50A Dauerstrom bei einer Spannung von 358,4V. (Voegelin Solartechnik, 2025)



**Abbildung 25: Batterie
Turm**

Variante 3

Die Anlagegrösse von 30kWp hat es ermöglicht, den grössten Hybridwechselrichter zu nehmen den es gibt. Der Vorteil ist das hier nicht zwei hybride Wechselrichter eingesetzt werden, bei welchem nur jeweils einer die Batterie laden kann. Es benötigt auch keinen zusätzlichen Batteriewechselrichter, welcher durch die zusätzliche AC-DC-AC Umwandlung einen schlechteren Wirkungsgrad erzeugt.

Es wird hier auf die gleiche Batterie gesetzt wie bei der Variante 1. Es werden zu Beginn einfach weniger Module geplant. In dieser Ausführung sind es 5 Module mit einer Kapazität von 13,8kWh und einer Leistung von 12,8kW. Der Strom beträgt wieder 50A bei einer Spannung von 256V. (Voegelin Solartechnik, 2025)

Hochvoltsystem

Hochvolt Batterien wie die oben erwähnte BYD, arbeiten mit deutlich höherer Gleichspannung als klassische 48V Speicher. Dadurch fliessen für die gleiche Leistung viel geringere Ströme, was den Leitungsverluste reduziert. Kabel und Sicherungen können kleiner dimensioniert werden und trotzdem sind höhere Lade- und Entladeleistungen möglich. Das ist ideal, wenn mehrere leistungsstarke Verbraucher angeschlossen sind.

Mögliche Skalierungen pro Turm



	HVM 8.3	HVM 11.0	HVM 13.8	HVM 16.6	HVM 19.3	HVM 22.1
Batteriemodul ^[3]	HVM (2,76 kWh, 51,2 V, 35 / 38 kg)					
Anzahl Batteriemodule	3	4	5	6	7	8
Nutzbare Kapazität ^[1]	8,28 kWh	11,04 kWh	13,80 kWh	16,56 kWh	19,32 kWh	22,08 kWh
Max. Ausgangsstrom ^[2]	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A
Peak Ausgangsstrom ^[2]	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s
Nennspannung	153,6 V	204,8 V	256 V	307,2 V	358,4 V	409,6 V
Spannungsbereich	120~177 V	160~236 V	200~295 V	240~354 V	280~413 V	320~472 V
Abmessungen (H / W / T)	995 x 585 x 298 mm	1228 x 585 x 298 mm	1461 x 585 x 298 mm	1694 x 585 x 298 mm	1927 x 585 x 298 mm	2160 x 585 x 298 mm
Gewicht ^[4]	119~129 kg	153~167 kg	188~205 kg	222~243 kg	257~281 kg	291~319 kg

Abbildung 26: Batterie Skalierungen

6.4. Dynamische Preise

Als Möglichkeit zur reinen Kostenoptimierung könnte sich ab 2026 der dynamische EKZ-Tarif anbieten. Die Preise für den Strom passen sich alle 15 Minuten an, abhängig von dem Marktpreis und der Netzauslastung. Beim dynamischen Strompreis geht es darum, sich diese Anpassungen zu Nutzen zu machen, indem der eigene Bezug auf einen günstigeren Moment verschoben wird. Wenn man also Strom bezieht, wenn der Marktpreis gerade günstig ist oder das Netz wenig belastet, dann vergütet dies der Netzbetreibler. Somit wird das Netz entlastet und man kann gleichzeitig als Kunde von günstigeren Strompreisen profitieren. Zur Risikobegrenzung darf der Energietarif nur um ± 5 Rp / kWh vom Standard abweichen. Der Netztarif darf -5 bis $+15$ Rp / kWh betragen.

Damit nun der eigene Bezug gesteuert werden kann, benötigt es ein Energiemanagementsystem und ein Smartmeter. Die festgelegten Preise für die verschiedenen Tageszeiten werden jeweils immer am Vorabend vom Netzbetreibler an das EMS gesendet. Dieses kann dann die Verbraucher gezielt steuern. Die grossen Verbraucher wie Wärmepumpe, Boiler, Elektroauto werden dann automatisch in günstigeren Zeiten betrieben sofern gerade kein Solarstrom vorhanden ist.

Interessant ist der dynamische Strompreis nur für Kunden mit grösseren Verbrauchern, welche aber noch nicht zu den grossen Kunden zählen. Als Voraussetzung für den Wechsel vom Standardtarif zum dynamischen Tarif benötigt es nur den Smartmeter und das EMS. Das EKZ gibt an dass sich das neue Preismodell mit einer guten Steuerung lohnt und somit Geld gespart werden kann. Wenn das EMS jedoch fehlerhaft arbeitet, dann könnte es aber sogar zu einer Verteuerung kommen. Da dieses Modell erst 2026 verfügbar ist, gibt es noch keinen Erfahrungswert. Da man aber jederzeit den Tarif zurückwechseln kann, könnte es einen Versuch wert sein. (EKZ, 2025)

6.5. Wärme

Die Wärmeversorgung des Gebäudes basiert auf einer effizienten Kombination aus Solarthermie, zwei innen aufgestellten Luft-Wasser-Wärmepumpen, einem grossen Kombispeicher und einem Energiemanagementsystem. Ziel des Systems ist es, den Anteil erneuerbarer Energien zu maximieren, den Stromverbrauch zu reduzieren und die erzeugte Wärme optimal zu nutzen. Alle Komponenten sind aufeinander abgestimmt und tragen gemeinsam zu einer hohen Energieeffizienz des Gesamtsystems bei.

6.5.1. Vorhandene Installationen

Solarthermie

Auf dem Dach des Gebäudes sind drei Flachkollektoren mit einer Grösse von jeweils 2,2 m · 1 m installiert. Sie sind nach Süden ausgerichtet und mit einer Neigung von 45° montiert, was einer nahezu optimalen Ausrichtung entspricht. Dadurch kann eine jährliche Globalstrahlung von etwa 1100 kWh pro Quadratmeter erreicht werden. Über einen Solarregler vom Typ SOM 6 Plus wird die erzeugte Wärmeenergie in das Heizsystem eingebunden.

Da keine Messdaten zur tatsächlichen Solarerzeugung vorliegen, wird hier eine Berechnung durchgeführt, welche einen groben Überblick über die Energiesituation liefern soll:

Kollektorfläche:

$$3 \times 2,2 \text{ m}^2 = 6,6 \text{ m}^2$$

Jährliche Sonneneinstrahlung pro Quadratmeter:

$$1100 \text{ kWh/m}^2 \cdot a$$

Gesamte eingestrahlte Energie:

$$6,6 \text{ m}^2 \cdot 1100 \text{ kWh/m}^2 \cdot a = 7260 \text{ kWh/a}$$

Thermischer Wirkungsgrad der Flachkollektoren zirka 60 %

$$7260 \text{ kWh} \cdot 0,60 = 4356 \text{ kWh/a}$$

Die Solarthermieranlage liefert somit rund 4356 kWh nutzbare Wärmeenergie pro Jahr. Diese Wärme muss nicht durch die Wärmepumpen erzeugt werden und senkt damit direkt deren Strombedarf. Besonders in den Übergangszeiten kann die Solarthermie einen grossen Teil der Warmwasserbereitung übernehmen und zusätzlich die Heizleistung unterstützen.

Speicher

Die erzeugte Wärme wird in einem Kombispeicher des Typen TOBO-SOL 950/300 zwischengespeichert. Dieser verfügt über ein Speichervolumen von 950 Litern Heizwasser und 270 Litern Brauchwasser. Mit einer maximalen Betriebstemperatur von 90°C kann auch überschüssige Solarwärme effizient aufgenommen werden. Der Speicher ermöglicht eine zeitlich versetzte Nutzung der erzeugten Wärme und sorgt dafür, dass Wärmebedarf und Wärmeerzeugung besser aufeinander abgestimmt werden können.

Wärmepumpen

Die Hauptwärmeerzeugung erfolgt über zwei Luft-Wasser-Wärmepumpen vom Typ Stiebel Eltron WPL 25 I-2 IE. Es handelt sich um innen aufgestellte Monoblock-Wärmepumpen, bei denen der gesamte Kältemittelkreislauf im Inneren des Gebäudes verbleibt. Aussenluft wird über Luftkanäle angesaugt, im Verdampfer wird der Luft Wärme entzogen und an das Kältemittel abgegeben. Im geschlossenen Kältemittelkreislauf führt die aufgenommene Wärme zur Verdampfung des Kältemittel. Durch den Verdichter wird es anschliessend komprimiert, auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und im Kondensator an das Heizsystem abgegeben. Anschliessend entspannt sich das Kältemittel und der Prozess beginnt erneut.

Jede Wärmepumpe liefert eine maximale Wärmeleistung von rund 12,7 kW, zusammen stehen etwa 25 kW zur Verfügung. Die Wärmepumpen erreichen je nach Betriebszustand einen COP-Wert (Coefficient of Performance) von bis zu 4,9 bei einer Aussentemperatur von 7 Grad und einer benötigten Abgabe Temperatur von 35 Grad (A7/W35).

Der COP beschreibt das Verhältnis von erzeugter Wärme zu eingesetztem Strom unter bestimmten Laborbedingungen. Der reale Effizienzwert, welcher auch JAZ genannt wird (Jahresarbeitszahl) liegt in der Regel jedoch tiefer, da sich die Bedingungen ständig ändern und die Wärmepumpe auch Strom benötigt für Pumpen und Steuerungen, welche selbst keine Wärme produzieren. Der JAZ liegt bei etwa 3,9, was für ein älteres Gerät ein guter Wert ist. Er gibt an, wie viel Wärme eine Wärmepumpe pro eingesetzter Kilowattstunde Strom im Jahresdurchschnitt erzeugt.

Über die letzten 11 Jahre lag der durchschnittliche Strombezug der beiden Wärmepumpen bei 9'573 kWh pro Jahr. Daraus ergibt sich eine jährlich erzeugte Wärmemenge von:

$$3,9 \cdot 9573 \text{ kWh} = 37335 \text{ kWh Wärme pro Jahr}$$

Davon stammen 9'573 kWh aus elektrischer Energie, die restlichen 27762 kWh werden kostenlos aus der Umgebungsluft gewonnen.

6.5.2. Wärmebedarf

Der gesamte jährliche Wärmebedarf des Gebäudes setzt sich aus der erzeugten Wärme der Wärmepumpen und der Solarthermie zusammen:

$$37335 \text{ kWh} + 4356 \text{ kWh} = 41691 \text{ kWh Wärme pro Jahr}$$

Dieser Gesamtwärmebedarf lässt sich wie folgt aufschlüsseln:

Wärmepumpe Strombezug: 9573 kWh = 23 %
Wärmepumpe Umweltenergie: 27762 kWh = 67 %
Solarthermie: 4356 kWh = 10 %

Damit stammen rund 77 % der Wärme aus kostenlosen erneuerbaren Energiequellen von Umgebungsluft und Sonne, während nur etwa 23 % durch elektrischen Strom gedeckt werden müssen.

Ohne Solarthermie müsste die Wärmepumpe auch diese 4356 kWh Wärme erzeugen. Bei einer Jahresarbeitszahl von 3,9 würde dafür folgender Strombedarf entstehen:

$$4356 \text{ kWh} \div 3,9 = 1117 \text{ kWh Strom pro Jahr}$$

Die Solarthermieanlage spart somit jährlich etwa 1117 kWh Strom ein. Dies reduziert nicht nur die Betriebskosten, sondern erhöht auch den Anteil erneuerbarer Energie im Gesamtsystem.

6.5.3. Effizienzsteigernde Massnahmen

Tarif

Durch den Wechsel vom klassischen Wärmepumpentarif mit Sperrzeiten auf einen Standardstromtarif ohne zeitliche Einschränkungen, kann die Betriebsweise der Wärmepumpen besser an die Erzeugung der PV-Anlage angepasst werden. Sperrzeiten verhindern, dass Wärmepumpen genau dann betrieben werden können, wenn ausreichend Solarstrom oder gespeicherte Energie aus der Batterie zur Verfügung steht. Ohne diese Einschränkungen lässt sich der Eigenverbrauch steigern, da die Wärmepumpen gezielt dann laufen, wenn selbst erzeugter Strom vorhanden ist. Der etwas höhere Strompreis des Standardtarifs wird in der Regel durch die gesteigerte Eigenstromnutzung kompensiert. Zusätzlich entfällt die Notwendigkeit von Steuerleitungen für Abschaltsignale, was das Gesamtsystem vereinfacht, und die Regelbarkeit verbessert. Sogar die EKZ selbst empfiehlt bei geplanten PV-Anlagen einen Wechsel auf den normalen Stromtarif. (EKZ, 2025)

Batteriespeicher

Um die Effizienz zu verbessern, ist der Batteriespeicher zentral, weil er es ermöglicht, Produktion und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Überschüssiger Solarstrom kann gespeichert und dann gezielt genutzt werden, um die Wärmepumpen zu versorgen, wenn die PV-Anlage keine oder nur geringe Stromproduktion hat. In den frühen Morgenstunden oder am Abend kann gespeicherte Energie genutzt werden, um Warmwasser zu erzeugen oder die Raumheizung zu unterstützen. Dennoch ist nicht immer ausreichend elektrische Energie verfügbar, um die Wärmeversorgung zu gewährleisten, besonders im Winter, wenn die PV-Erträge deutlich sinken. Der Speicher kann den Betrieb über mehrere Stunden unterstützen, jedoch ist er kein Ersatz für die Notwendigkeit, in längeren Schlechtwetterperioden teilweise auf Netzstrom zurückzugreifen. Er erlaubt jedoch, den Eigenverbrauch erheblich zu steigern und Lasten gezielt in Zeiten mit geringem Ertrag zu verschieben.

Speichertemperatur

Ein zentraler Ansatz zur Effizienzsteigerung besteht darin, überschüssigen PV-Strom gezielt in Wärme umzuwandeln. Der Kombispeicher verfügt über ein Volumen von 950 Litern Heizwasser und 270 Litern Brauchwasser. Mit der spezifischen Wärmekapazität von Wasser von 4,19 Kilojoule pro Kilogramm und Kelvin, lässt sich die thermische Speicherkapazität berechnen.

Für das Heizwasser (950 Liter) ergibt sich bei einer Temperaturerhöhung um 30 Grad Celsius (z. B. von 50 °C auf 80 °C):

$$950 \text{ kg} \cdot 4,19 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K} \cdot 30 \text{ K} = 119\,265 \text{ kJ}$$
$$119\,265 \text{ kJ} \div 3\,600 = 33,1 \text{ kWh}$$

Für das Brauchwasser (270 Liter) bei einer Temperaturerhöhung um 15 Grad Celsius (z. B. von 45 °C auf 60 °C):

$$270 \text{ kg} \cdot 4,19 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K} \cdot 15 \text{ K} = 16\,981 \text{ kJ}$$
$$16\,981 \text{ kJ} \div 3\,600 = 4,7 \text{ kWh}$$

Zusammen kann der Speicher damit pro Ladevorgang etwa zusätzlich 38 kWh thermische Energie aufnehmen, wenn die Speichertemperatur erhöht wird. Diese Energiemenge kann gezielt mit überschüssigem Solarstrom in den Speicher geladen werden, anstatt sie für eine geringe Einspeisevergütung ins Netz zu leiten. Der Solarmanager kann dabei die Zieltemperatur dynamisch anpassen und den Speicher genau dann aufheizen, wenn PV-Überschüsse vorhanden oder absehbar sind. Dadurch wird die erzeugte Energie nicht nur optimal genutzt, sondern auch der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage deutlich erhöht.

Temperaturanpassung

Eine einfache und sehr wirkungsvolle Massnahme zur Effizienzsteigerung ist die Absenkung der Vorlauftemperatur des Heizsystems. Jede Reduktion um 1 °C erhöht den Wirkungsgrad der Wärmepumpen um etwa 2 bis 3 Prozent. Bei einer Absenkung um 5 °C lässt sich der Wirkungsgrad somit um bis zu 10 bis 15 Prozent steigern. Dieser Effekt ist besonders relevant bei milden Aussentemperaturen oder in der Übergangszeit, wenn niedrigere Vorlauftemperaturen für die Beheizung ausreichen. Zusätzlich kann in der Nacht die Temperatur abgesenkt werden, wenn kein Strom von der PV-Anlage verfügbar ist. Eine Anpassung der Heizkurve an das reale Nutzerverhalten ist jedoch notwendig, damit der Komfort bestehen bleibt. (Energie Experten, 2025)

Betriebsweise

Die Betriebsweise der Wärmepumpen hat einen wesentlichen Einfluss auf die Effizienz. Häufiges Ein- und Ausschalten führt zu einer geringeren Jahresarbeitszahl und erhöht den Verschleiss. Durch gezielte Regelungen kann dies vermieden werden. Eine mögliche Regelstrategie könnte beispielsweise lauten: Die Wärmepumpen werden nur dann eingeschaltet, wenn mindestens 2,5 kW PV-Überschuss über einen Zeitraum von 15 Minuten zur Verfügung stehen oder der Ladezustand der Batterie mindestens 30 Prozent beträgt. Zusätzlich kann eine Mindestlaufzeit von 30 Minuten und eine Sperrzeit von 10 Minuten nach jedem Lauf festgelegt werden. So wird sichergestellt, dass die Wärmepumpen gleichmässig und unter günstigen Bedingungen arbeiten. Darüber hinaus kann definiert werden, dass die Hauptbetriebszeiten zwischen 09:00 Uhr und 16:00 Uhr liegen, da hier der PV-Ertrag in der Regel am höchsten ist. In dieser Zeit kann das Haus auch leicht überheizt werden, damit die Wärme im Raum ein wenig länger gespeichert bleibt am Abend. In den übrigen Zeiten arbeitet die Anlage im Erhaltungsbetrieb, um die Speicherverluste auszugleichen. Bei starkem Wärmebedarf, etwa an sehr kalten Tagen, kann der Betrieb zusätzlich über gespeicherte Energie aus der Batterie gestützt werden und dann zuletzt über den Netzstrom.

Priorisierung der Wärmeversorgung

Die Priorisierung der Wärmeversorgung gegenüber anderen elektrischen Verbrauchern ist ein weiterer wichtiger Faktor. Überschüssiger PV-Strom sollte zuerst für die Wärmebereitstellung verwendet werden, da diese Energie unmittelbar benötigt wird und nicht beliebig verschoben werden kann. Andere Verbraucher wie ein Elektrofahrzeug oder Haushaltsgeräte, können zu einem späteren Zeitpunkt mit Netzstrom oder bei erneutem PV-Überschuss versorgt werden. Der Solarmanager kann diese Priorisierung automatisch vornehmen und sicherstellen, dass die Wärmeversorgung immer Vorrang hat. Auf diese Weise wird die verfügbare Solarenergie optimal genutzt, um den Eigenverbrauch zu erhöhen und den Netzstrombezug zu minimieren.

Monitoring und kontinuierliche Optimierung

Um die langfristige Effizienz und gezielte Verbesserung der Anlagentechnik zu sichern, ist ein kontinuierliches Monitoring unerlässlich. Die Wärmepumpen können über die Modbus-Schnittstelle dem Energiemanagementsystem eine Reihe von Details übermitteln, wie etwa die aktuelle Leistungsaufnahme, den Stromverbrauch, die erzeugte Wärmemenge, Vor- und Rücklauftemperaturen sowie die Betriebszeiten. Die Daten erlauben es, die Jahresarbeitszahl genau zu berechnen und die Effizienz kontinuierlich zu bewerten, ohne dass ein zusätzlicher Stromzähler notwendig ist. Die fortlaufende Erfassung dieser Kennwerte erlaubt es, Regelstrategien zu überprüfen und sie bei Bedarf anzupassen. Die wichtigsten Kennzahlen sind die Jahresarbeitszahl, der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage, der Autarkiegrad, die Anzahl der Starts pro Tag, die mittlere Laufzeit je Start und die Betriebszeiten der Anlage. Eine deutliche Unterschreitung der Jahresarbeitszahl über mehrere Monate kann auf ein Optimierungspotenzial oder einen Defekt hinweisen. Als Beispiel könnte eine zu hohe Vorlauftemperatur vorliegen oder einen Defekt in der Wärmepumpe. Durch die kontinuierliche Überwachung wird sichergestellt, dass die Anlage nicht nur richtig geplant ist, sondern auch im realen Einsatz effizient läuft.

6.6. Elektromobilität

Das Thema Elektromobilität, ist ein immer stärker präsent werdendes Thema. Die Tatsache, dass aktuell fast keine Besteuerung stattfindet, die Energiekosten sehr tief sind und die Wartungsintervalle sehr viel weiter auseinander liegen als bei einem Verbrennungsmotor, macht das Fahren eines Elektrofahrzeuges interessant. Mit dem Vorhandensein einer eigenen PV-Anlage verändern sich diese Effekte nochmals stärker ins Positive. Denn dann wird nicht nur mit dem Fahren eines Elektroautos Geld gespart, sondern auch die Rentabilität der PV-Anlage verbessert. Das Elektroauto sorgt dafür, dass neben der vorhandenen Batterie zusätzlich Energie gespeichert werden kann. Diese Energie könnte dann bei einigen Fahrzeugtypen erneut vom Fahrzeug zurück ins Haus gespiesen werden, wobei das Fahrzeug dann wie eine Batterie wirkt. Natürlich kann die Energie aber auch einfach dazu verwendet werden, das Fahrzeug zu fahren. Da die meisten Elektroautos mittlerweile eine Batterie grösser als 60 kWh verbaut haben, besitzt somit eine grössere Speicherkapazität, um seinen Strom zu speichern.

Der Vorteil liegt darin, dass die Energie nicht für wenig Geld ins Netz abgegeben werden muss und dann für das Vielfache wieder eingekauft wird, wenn das Auto geladen werden soll. Dies beeinflusst die Rentabilität einer PV-Anlage massgeblich. Im Vergleich zu einem Kraftstoff betriebenen Auto, erspart man sich hohen Kosten für Benzin oder Diesel und somit auch den Gang zur Tankstelle. Wahrscheinlich wird bei einem landesweiten Umstieg auf die E-Mobilität der Strompreis ansteigen, jedoch ist man von dieser Veränderung losgelöst, da man seine eigene Energie zuhause, auf dem Dach produziert. Zusätzlich verbessert das den CO₂ Ausstoss und den ökologischen Fussabdruck.

Momentan ist kein Elektroauto erwünscht, weshalb das Einberechnen in die Wirtschaftlichkeitsrechnung verfälschte, zu optimistische Eindrücke vermitteln würde. Da es aber in Zukunft interessant sein könnte und es ein wichtiger Teil im Thema Energieeffizienz ist, wird es isoliert dargestellt und als Möglichkeit aufgezeigt.

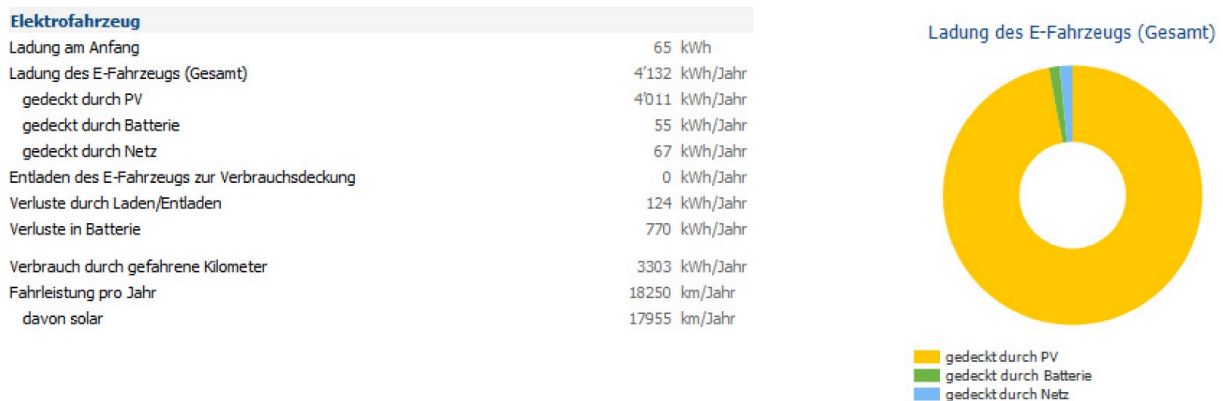


Abbildung 27: Simulation Elektroauto

Zusammenfassung Ergebnisse

Für die Berechnung wurde ein Auto mit einer Batteriegrösse von 65kWh gewählt welches im Schnitt 50km pro Tag fährt. Durch die berufliche Tätigkeit von Herrn Volz, sollte dies ein realistischer Wert sein. Natürlich muss das Auto den Tag durch bewegt sein und kann nicht an immer an der Ladestation angeschlossen sein. Deshalb wurde die Ladezeit mit 2 Stunden über den Mittag von 12 Uhr bis 14 Uhr und am Abend ab 18 Uhr bestimmt. Am Samstag und am Sonntag wird am Morgen länger geladen bis 10 Uhr und danach nicht mehr. Diese Ladezeiten sind in der Realität unmöglich immer einzuhalten, weshalb sich die Resultate verändern. Es gibt jedoch einen guten Eindruck darüber, wie lange sich das Auto ungefähr an der Ladestation befinden muss. Für die Berechnung wurde eine Ladestation mit einer Leistung von 11kW verwendet, da das Berechnungstool keine grösseren AC-Ladeleistungen rechnet. Die Empfehlung ist aber bei einer PV-Anlage in dieser Dimension ganz klar eine grössere leistungsstärkere Ladestation mit 22kWp. Bei schönem Wetter im Sommer, könnte die Variante 1 mit der 22kW Ladestation das Auto in drei Stunden fast komplett aufladen. Bei einem durchschnitts Verbrauch von 18kWh pro 100Kilometer, bedeutet das, dass man 360km „kostenlos“ gefahren ist, mit nur 3h aufladen.

Bei einem Kraftstoff betriebenen Auto wären das: $360\text{km} \cdot 8\text{L}/100\text{km} \cdot 1.80\text{Fr./L} = 52\text{Fr.}$
Es können also in 3h laden rund 50 Franken eingespart werden, wenn das Elektroauto zuhause geladen wird, anstatt das Kraftstoffbetriebene an der Tankstelle mit Benzin getankt wird. Zusätzlich steigt der Eigenverbrauch der PV-Anlage was sich positiv auswirkt auf den Break-even-point der Anlage.

Für den korrekten Vergleich von Strombezug und Gang zur Tankstelle, müssen natürlich auch die Kosten für die Ladeinfrastruktur herangezogen werden, diese fällt nämlich beim Kraftstoff betriebenen Auto weg. Wenn das Elektroauto zusätzlich, wie in diesem Fall mit einer PV-Anlage geladen wird, dann sind nicht mehr die Kosten von Benzin und Strombezug an der Tankstelle zu vergleichen, sondern dann muss das Gesamtkonzept PV-Anlage mit Elektroauto betrachtet werden. Da die PV-Anlage aber nicht nur für die reine Beladung des Elektroautos gebaut wird, gebe es hier eine Mischrechnung, welche für diese Arbeit nicht relevant ist.

Wenn man nun jedoch die Zahlen aus der Berechnung betrachtet, kann man feststellen, dass von 18'250 gefahrenen Kilometern, die Solaranlage das Auto für 17'950km geladen hat und somit 98% der Energie durch die PV-Anlage bereitgestellt wird. Über das Jahr hinweg verteilt, wird das Auto mit 4'011kWh aus der PV-Anlage geladen. Diese Werte können variieren, je nach Priorisierung des Energiemanagementsystem, Wetter und Wärmebedarf. (PV-Sol, 2025)

7. Simulation

Für die Planung einer PV-Anlage genügt es in vielen Fällen, die zu erwartenden Stromerträge anhand von Erfahrungswerten, Tabellen und den bekannten Ausrichtungen zu berechnen, wie es im Kapitel „Ausrichtung“ beschrieben wurde. Bei grösseren Projekten, komplexen Dachstrukturen, unklaren Ausrichtungen oder kritischen Verschattungen kann es jedoch sinnvoll sein, eine detaillierte Simulation durchzuführen. Durch sie lassen sich genauere Werte ermitteln, weil mehr projektspezifische Parameter in die Berechnung einfließen.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde deshalb eine Simulation erstellt, um ein möglichst realistisches Bild des erwarteten Energieertrags zu erhalten. Die in der Simulation ermittelten Ergebnisse weichen leicht von den zuvor berechneten Werten ab, liefern jedoch eine präzisere Datengrundlage für die weitere Wirtschaftlichkeitsrechnung. Da sie auf dem konkreten Projekt und dessen individuellen Gegebenheiten basieren, werden im weiteren Verlauf ausschliesslich die simulierten Werte verwendet.

7.1. 3d Model



Abbildung 28: Drohne

Für die Erstellung des 3D-Modells wurden zunächst Drohnenaufnahmen des Gebäudes durchgeführt. Die Drohne flog dabei automatisch eine vorgegebene Route ab und machte in gleichmässigen Abständen hochauflösende Bilder aus verschiedenen Perspektiven. Damit bei der späteren Auswertung realistische Abmessungen ermittelt werden können, wurden am Boden zwei Referenzplatten mit bekanntem Abstand ausgelegt. Diese dienen dem Programm als Massstab, um die Bilder korrekt zu skalieren. Die aufgenommenen Fotos wurden anschliessend in die Software „Kopa“ geladen. Aus der Vielzahl der Einzelbilder erstellt das Programm ein präzises 3D-Modell des Gebäudes. In dieser digitalen Darstellung können sowohl horizontale als auch vertikale Abstände sehr genau gemessen werden. Dadurch lassen sich exakte Masse für Dachflächen, Kanten und Höhenunterschiede ermitteln, und selbst in der Vogelperspektive werden die tatsächlichen Linien und Dimensionen deutlich sichtbar.

Zusätzlich werden auch auf dem Dach befindliche Objekte wie Lüftungsanlagen, Liftaufbauten oder andere Aufbauten kubisch und massstabsgetreu dargestellt. Das ermöglicht eine sehr genaue Planung, da Hindernisse oder Verschattungen von Anfang an berücksichtigt werden können.

7.2. PV SOL

Für die detaillierte Planung und Simulation der PV-Anlage wurde die Simulationssoftware PVSOL verwendet. PVSOL ist ein Planungs- und Analyseprogramm, das speziell für PV-Anlagen entwickelt wurde. Es ermöglicht, komplexe Anlagen mit all ihren Komponenten digital nachzubilden und liefert auf dieser Grundlage präzise Ertragsprognosen sowie umfassende Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Die zuvor mit der Drohne erstellte 3D-Datei aus der Software „Kopa“ wurde in PV·SOL importiert und diente dort als Grundlage für die weitere Planung. Auf dieser Basis wurde die gesamte Unterkonstruktion exakt nachgebildet, einschliesslich aller realen Höhen, Längen und Abstände, wie sie später auch auf dem Dach umgesetzt werden. Anschliessend wurden die Photovoltaikmodule in das Modell integriert.

Für die Simulation wurden aktuelle Wetterdaten des Standorts sowie die Geländetopografie herangezogen. Der genaue Standort wurde mithilfe der GPS-Daten festgelegt. Durch das 3D-Modell konnte der Sonnenverlauf am Standort minutengenau über das gesamte Jahr hinweg simuliert werden. Dadurch war es möglich, eine detaillierte Verschattungsanalyse durchzuführen, die zeigt, welche Module zu welchen Zeiten und in welchem Ausmass verschattet werden. Diese Informationen sind entscheidend, um präzise Ertragsprognosen zu erstellen und eventuelle Leistungseinbussen realistisch abzuschätzen.

Zusätzlich wurde das gesamte System vollständig in PV·SOL nachgebildet. Dazu gehören nicht nur die Module und deren Verschaltung, sondern auch die Wechselrichter, ein Batteriespeicher sowie die Verbrauchsdaten des Gebäudes, einschliesslich des Strombezugs und des Verbrauchs durch die Wärmepumpe. Durch die Einbindung all dieser Parameter können realistische Simulationen durchgeführt werden, die die tatsächlichen Betriebsbedingungen der Anlage sehr genau abbilden.

7.3. Simulationsergebnisse

Variante 1



Abbildung 29: Simulation Variante 1

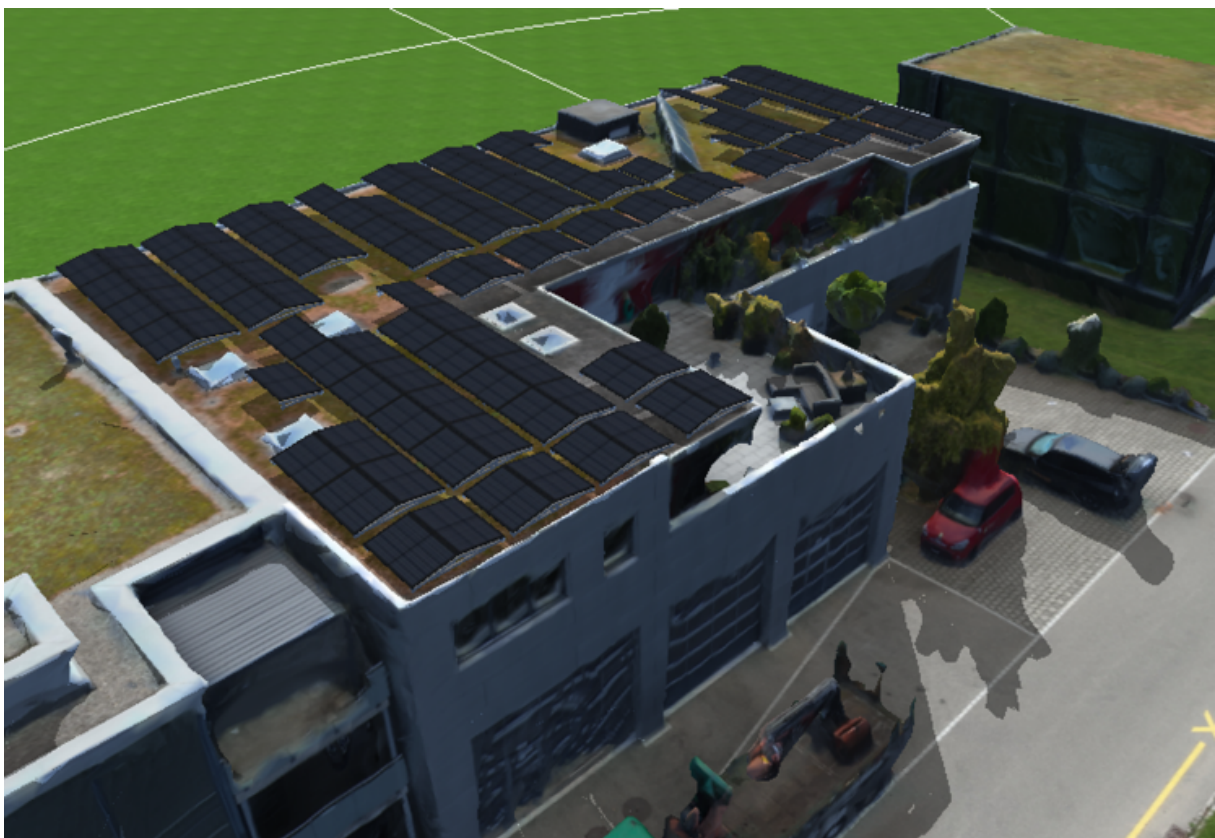


Abbildung 30: Simulation Variante 1



Abbildung 31: Verschattungsanalyse Variante 1

Variante 3

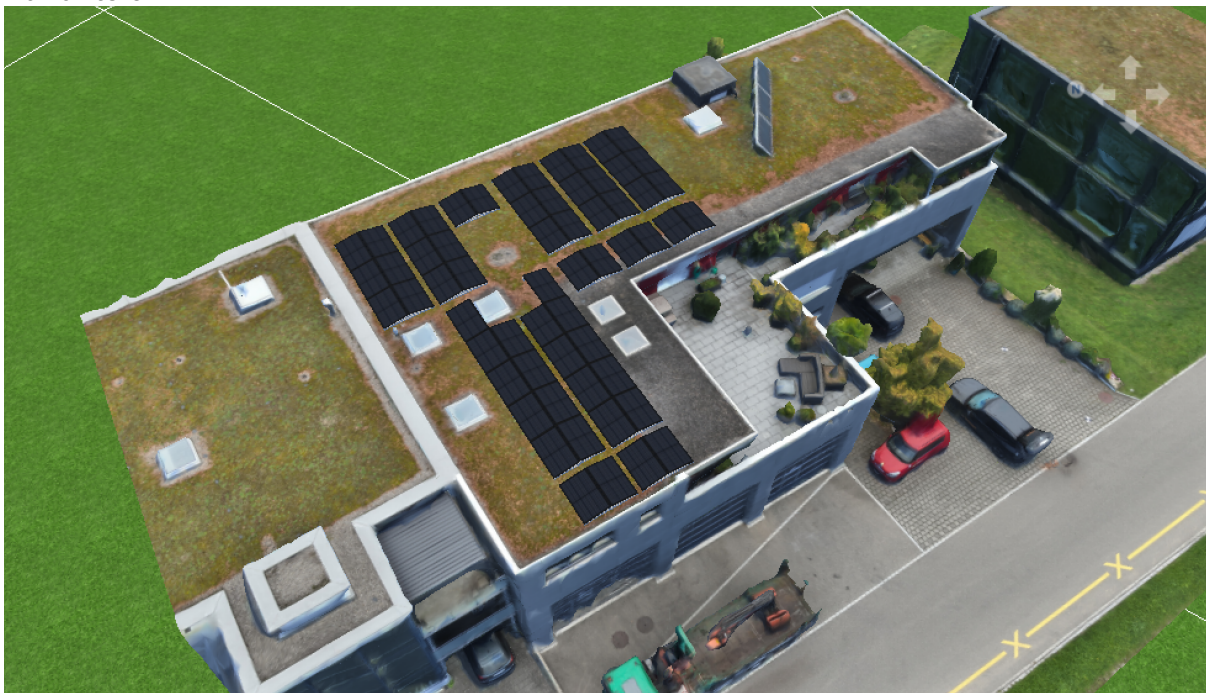


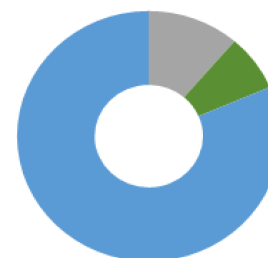
Abbildung 32: Simulation Variante 3

Nutzung der PV-Energie Variante 1

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	60.48 kWp
Spez. Jahresertrag	1'146.71 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	92.99 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0.6 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	69'362 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	7'822 kWh/Jahr
Batterieladung	5'058 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	56'482 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	18.6 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	25'950 kg/Jahr

PV-Generatorenergie (AC-Netz)



■ Direkter Eigenverbrauch
 ■ Batterieladung
 ■ Abregelung am Einspeisepunkt
 ■ Netzeinspeisung

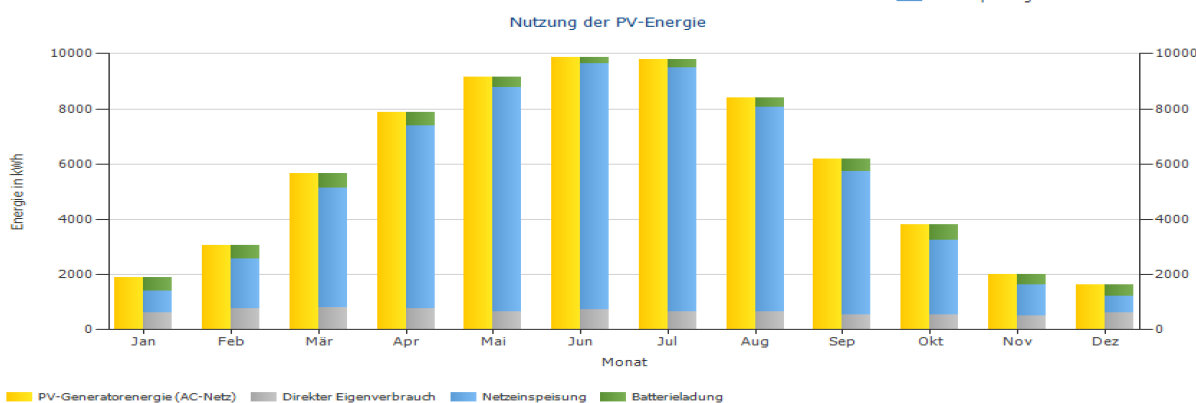


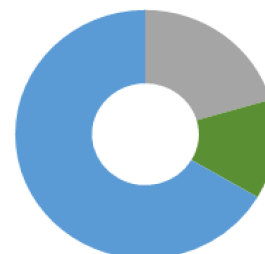
Abbildung 33: Nutzung PV Energie Variante 1

Nutzung der PV-Energie Variante 3

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	28.80 kWp
Spez. Jahresertrag	1'145.57 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	93.09 %
Ertragsminderung durch Abschattung	0.6 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	33'069 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	6'776 kWh/Jahr
Batterieladung	4'285 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	22'008 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	33.3 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	12'452 kg/Jahr

PV-Generatorenergie (AC-Netz)



■ Direkter Eigenverbrauch
 ■ Batterieladung
 ■ Abregelung am Einspeisepunkt
 ■ Netzeinspeisung

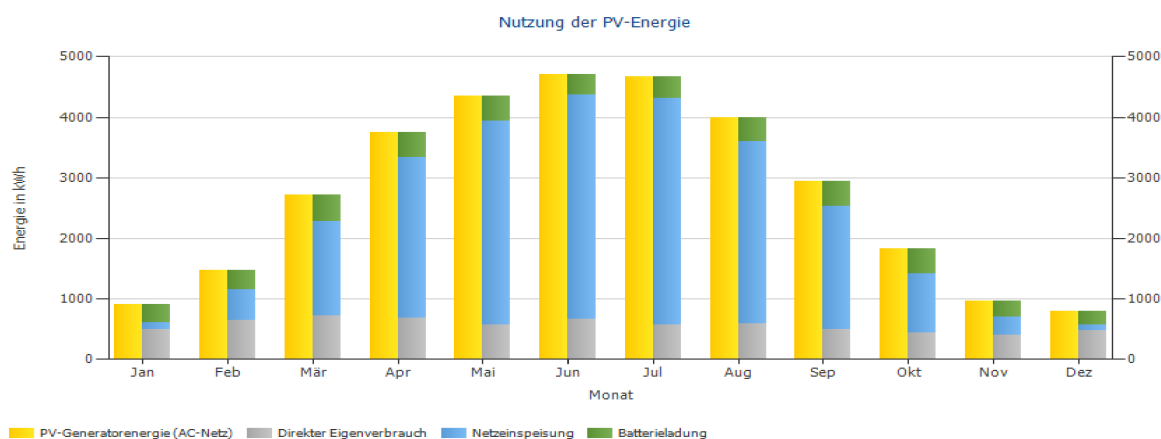


Abbildung 34: Nutzung PV Energie Variante 3

Deckung Verbrauch Variante 1

Verbraucher

Verbraucher	18'076 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	9 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	18'085 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	7'822 kWh/Jahr
gedeckt durch Batterie netto	4'012 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	6'251 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	65.4 %

Gesamtverbrauch



gedeckt durch PV
gedeckt durch Batterie netto
gedeckt durch Netz

Deckung des Verbrauchs

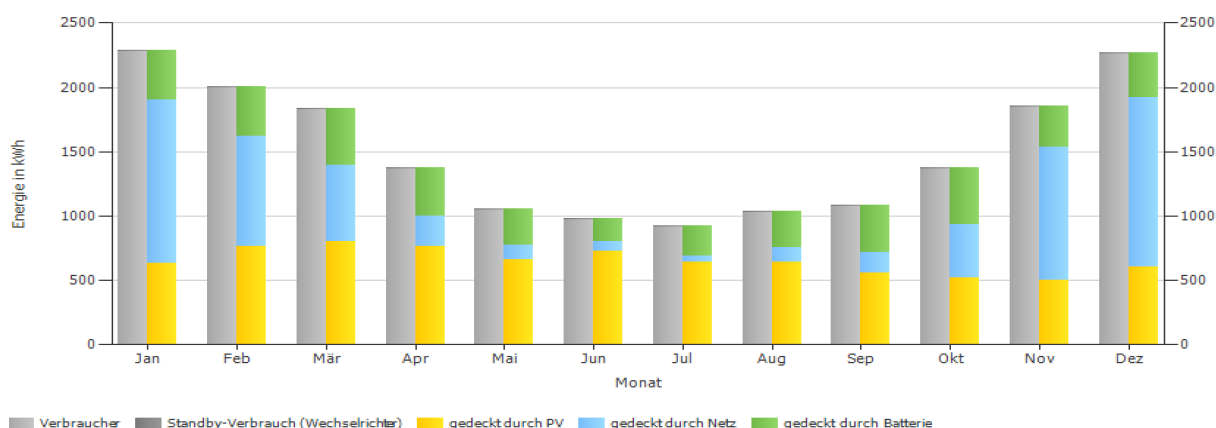


Abbildung 35: Deckung Verbrauch Variante 1

Deckung Verbrauch Variante3

Verbraucher

Verbraucher	18'076 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	77 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	18'153 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	6'776 kWh/Jahr
gedeckt durch Batterie netto	4'073 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	7'304 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	59.8 %

Gesamtverbrauch



gedeckt durch PV
gedeckt durch Batterie netto
gedeckt durch Netz

Deckung des Verbrauchs

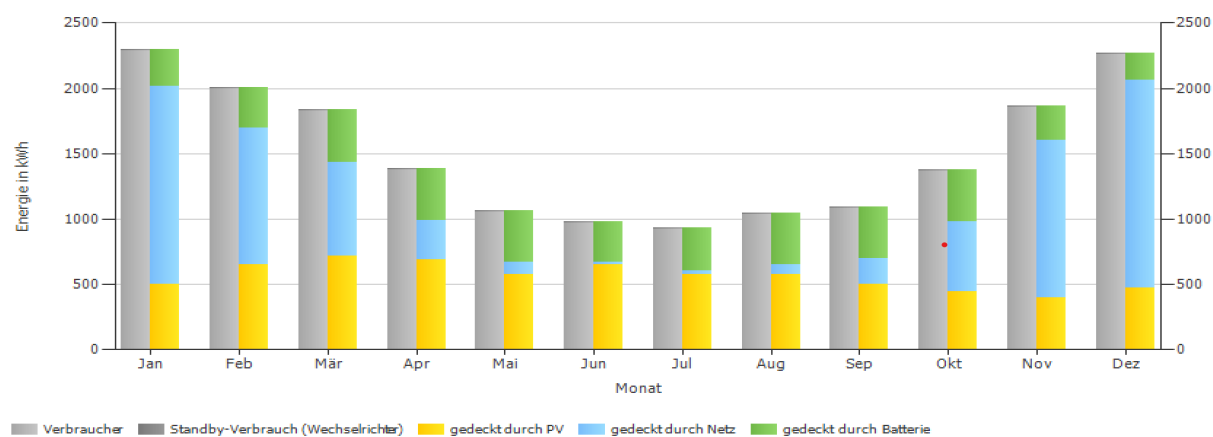


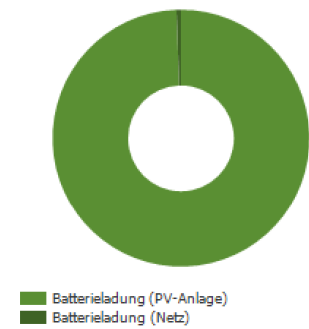
Abbildung 36: Deckung Verbrauch Variante 3

Batterie Variante 1

Batteriesystem

Ladung am Anfang	17 kWh
Batterieladung (Gesamt)	5'087 kWh/Jahr
Batterieladung (PV-Anlage)	5'058 kWh/Jahr
Batterieladung (Netz)	29 kWh/Jahr
Batterieenergie zur Verbrauchsdeckung	4'041 kWh/Jahr
Batterie-Entladung ins Netz	0 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	811 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	252 kWh/Jahr
Zyklusbelastung	5.6 %
Lebensdauer	18 Jahre

Batterieladung (Gesamt)



Autarkiegrad

Gesamtverbrauch	18'085 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	6'251 kWh/Jahr
Autarkiegrad	65.4 %

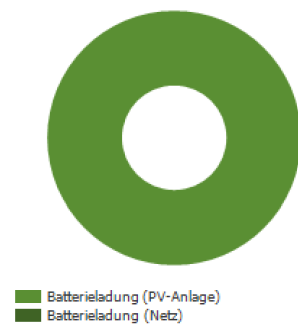
Abbildung 37: Batterie Variante 1

Batterie Variante 3

Batteriesystem

Ladung am Anfang	13 kWh
Batterieladung (Gesamt)	4'285 kWh/Jahr
Batterieladung (PV-Anlage)	4'285 kWh/Jahr
Batterieladung (Netz)	0 kWh/Jahr
Batterieenergie zur Verbrauchsdeckung	4'073 kWh/Jahr
Batterie-Entladung ins Netz	0 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	170 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	55 kWh/Jahr
Zyklusbelastung	9.7 %
Lebensdauer	10 Jahre

Batterieladung (Gesamt)



Autarkiegrad

Gesamtverbrauch	18'153 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	7'304 kWh/Jahr
Autarkiegrad	59.8 %

Abbildung 38: Batterie Variante 3

Zusammenfassung Ergebnisse

Zwischen den beiden Varianten fällt vor allem die unterschiedliche Grösse der PV-Anlage auf. Variante 1 hat mit 60.5 kWp mehr als doppelt so viel installierte Leistung wie Variante 3 mit 28.8 kWp. Trotz dieser deutlichen Differenz ist der spezifische Jahresertrag fast identisch, bei beiden rund 1'146 kWh/kWp. Auch der Anlagennutzungsgrad liegt mit etwa 93 Prozent auf demselben Niveau. Das zeigt, dass beide Anlagen technisch gleich effizient arbeiten und die Unterschiede daher nicht durch Verluste, sondern durch das Zusammenspiel von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung entstehen. Die grosse Anlage erzeugt rund 69'000 kWh pro Jahr, also über doppelt so viel wie Variante 3 mit etwa 33'000 kWh. Trotzdem liegt der Autarkiegrad nur leicht höher, bei 65.4 gegenüber 59.8 Prozent. Das bedeutet, dass die grössere Anlage zwar deutlich mehr Strom liefert, dieser aber zu grossen Teilen nicht selbst genutzt werden kann. Der Eigenverbrauchsanteil sinkt entsprechend von 33.3 auf 18.6 Prozent, während die Netzeinspeisung stark ansteigt. Ein erheblicher Teil der zusätzlichen Energie fliesst also ins Netz, weil er zeitlich nicht mit dem Verbrauch zusammenfällt. Die Einspeisetarife sind bei Variante 1 zudem tiefer als bei Variante 3, weshalb der finanzielle Nutzen der deutlich höheren Einspeisemengen etwas gedämpft wird. Energetisch produziert die grössere Anlage zwar wesentlich mehr Strom, doch dieser zusätzliche Ertrag wirkt sich nur begrenzt auf die Eigenversorgung aus, da ein Grossteil davon zu Zeiten anfällt, in denen weder Speicher noch Verbraucher die Energie aufnehmen können.

Ein zentraler Punkt ist die Nutzung der Batterie. In Variante 1 wird die Batterie mit 5'058 kWh pro Jahr geladen, in Variante 3 mit 4'285 kWh. Die Batteriekapazität von Variante 1 ist mit 19.3 kWh rund ein Drittel grösser als jene der Variante 3. Trotzdem wird über das Jahr verteilt nicht ein Drittel mehr Energie in die Batterie geladen. Der Grund für diese fehlende Mehrenergie liegt in der Anlagengrösse. Wenn beide Speicher voll sind und die Sonne nur schwach scheint, wird bei Variante 3 Strom aus der Batterie bezogen, während bei Variante 1 die Anlage meist noch genügend Strom produziert, um den Verbrauch direkt zu decken. Wenn anschliessend wieder stärkere Einstrahlung vorhanden ist, kann die Batterie in Variante 3 erneut geladen werden. Dadurch durchläuft sie in der gleichen Zeit mehrere Teilzyklen. Dies bestätigt auch die Zyklenbelastung, welche bei Variante 3 9.7 Prozent beträgt und bei Variante 1 nur 5.6 Prozent. Die Batterie der kleineren Anlage wird also intensiver genutzt und durchläuft mehr Lade- und Entladezyklen im Verhältnis zu ihrer Kapazität. Das deutet darauf hin, dass die Batterie in Variante 3 besser in das System integriert ist und häufiger aktiv zur Deckung des Verbrauchs beiträgt. In Variante 1 ist die Belastung geringer, weil die Batterie durch die hohe PV-Leistung oft schon früh am Tag voll ist und danach über längere Zeit nicht mehr beansprucht wird. Die grossen PV-Überschüsse führen somit nicht zu einer grösseren Batterieladung über das Jahr verteilt, sondern eher zu längeren Phasen, in denen die Batterie kaum benötigt wird, was die Zyklenbelastung senkt. Trotzdem wird bei Variante 1 insgesamt mehr Strom aus der Batterie bezogen als bei Variante 3. Diese Entladungen finden jedoch weniger tagsüber statt. Anhand der Daten lässt sich erkennen, dass in der Tagesdeckung Variante 3 effizienter arbeitet, während Variante 1 durch die grössere Batteriekapazität in der Nacht länger Energie liefern kann und dadurch über das Jahr hinweg etwas mehr Netzbezug einspart.

Die Batteriekapazitäten beider Varianten befinden sich in einem guten Bereich und sind nicht überdimensioniert. Die Zyklenbelastung zeigt, dass viel Solarleistung installiert ist und die Batterien somit nicht übermässig beansprucht oder verschlissen werden. Bei Variante 1 könnte eine noch grössere Batterie wahrscheinlich zusätzlichen Nutzen bringen, indem mehr Energie in die Nacht verschoben wird. Ob dies tatsächlich sinnvoll ist, wird sich zeigen, sobald das EMS-System in Betrieb ist und reale Lastprofile vorliegen. (PV-Sol, 2025)

8. Kosten und Ertrag

8.1. Förderung

Die Förderung von PV-Anlagen ist in der Schweiz auf Bundes-, Kantons- und Gemeindeebene unterschiedlich geregelt. Auf Bundesebene erfolgt die Hauptförderung über die Einmalvergütung (EIV), die von der nationalen Stelle Pronovo ausbezahlt wird. Sie wird unterteilt in die Kleine Einmalvergütung (KLEIV), welche Anlagen unter 100kWp unterstützt und in die Grosse Einmalvergütung (GREIV) welche Anlagen mit über 100kWp unterstützt. Der Förderbeitrag richtet sich aus anhand der installierten Leistung. Zusätzlich zu dieser Bundesförderung, können auch kantonale oder kommunale Zuschüsse beantragt werden. Diese variieren stark je nach Standort. Manche Kantone zahlen einen zusätzlichen Beitrag pro installierte Kilowattstunde, andere fördern nur Anlagen auf Gebäuden mit Eigenverbrauch, während es in einigen Regionen gar keinen zusätzlichen Betrag an die Anlage gibt. Schweizweit wird jedoch ein Zuschlag gewährt, wenn die Anlage auf einem Dach mit einem Winkel grösser als 60° montiert wird oder sich die Anlage auf über 1500müM befindet. (Pronovo, 2025)

Neben der EIV kann auch der Verkauf der Herkunftsnachweise (HKN) eine zusätzliche Einnahmequelle darstellen. Jeder HKN bescheinigt die Erzeugung von 1 kWh Solarstrom und kann separat an Energieversorger oder Unternehmen verkauft werden. Der HKN wird vom EKZ mit 3Rappen / kWh vergütet, was sich über die Lebensdauer der PV-Anlage deutlich bemerkbar macht. Das EKZ setzt aber für das Jahr 2026 eine Obergrenze für die Auszahlung des HKN. Wenn der Strompreis am Markt steigt und somit auch die Einspeisegebühr dann kann der HKN reduziert werden oder sogar ganz entfallen, wenn sich dieser mit der Einspeisevergütung zusammen über 10,96Rappen befindet. Das EKZ nennt diesen Betrag die Anrechenbarkeitsgrenze, sie stellt das maximale an Auszahlung pro kWh dar. (EKZ, 2025)

Der Ablauf zur Auszahlung der Fördergelder folgt folgendem Ablauf:

1. Planung und Installation der Anlage.
2. Anmeldung bei Pronovo und Einreichen aller erforderlichen Unterlagen (Inbetriebnahmeprotokoll, technische Daten, Fotos)
3. Prüfung durch Pronovo und Zusicherung der Förderung.
4. Auszahlung der Einmalvergütung nach erfolgreicher Prüfung

Zusätzliche kantonale oder kommunale Fördergelder müssen separat beantragt werden, häufig sogar vor Baubeginn und sie werden auch nach dem Bau ausbezahlt.

Variante 1

Bei der Variante 1 gibt 19'994Franken von Pronovo für die PV-Anlage. Dieser Betrag ist verhältnismässig etwas kleiner als was es für die Variante drei gibt. Dafür ist der HKN durch den grösseren Stromertrag einiges höher. Zusätzliche Gelder gibt es keine für die Gemeinde Egg. (Pronovo, 2025)

Variante 3

Bei der kleineren Variante 3 gibt es 10'368Franken. Auch für diese Variante werden keine zusätzlichen Gelder ausbezahlt. (Pronovo, 2025)

8.2. Steuern

Die steuerliche Behandlung von PV-Anlagen ist in der Schweiz von Kanton zu Kanton unterschiedlich, folgt aber überall denselben Grundprinzipien. Die Investitionskosten einer PV-Anlage auf einem bestehenden Gebäude können in fast allen Kantonen vom steuerbaren Einkommen abgezogen werden. Voraussetzung ist meist, dass das Gebäude bereits ein bis mehrere Jahre besteht. Übersteigen die Investitionskosten das steuerbare Einkommen, kann der nicht genutzte Teil in ein späteres Steuerjahr übertragen werden. Auch Betriebskosten wie Wartung oder Service dürfen steuerlich abgezogen werden, Abschreibungen sind bei Privatpersonen dagegen nicht möglich. (Swiss Solar, 2023)

Beispiel

Eine Person mit einem steuerbaren Einkommen von 100'000 Franken investiert 70'000 Franken in eine PV-Anlage. Sie erhält dafür eine Einmalvergütung von 15'000 Franken, die direkt von der Investitionssumme abgezogen wird. Dadurch bleiben 55'000 Franken abzugsfähige Investitionskosten übrig. Das steuerbare Einkommen sinkt somit von 100'000 Franken auf 45'000 Franken. Bei einem Einkommen von 100'000 Franken fallen im Kanton Zürich etwa 13'000 Franken Steuern an. Reduziert sich das steuerbare Einkommen auf 45'000 Franken, beträgt die Steuerlast nur noch rund 3'500 Franken. Die Investitionskosten (nach erhalten des Förderbeitrags), reduziert sich somit um etwa 17%. Somit können in diesem Beispiel 9500 Franken gespart werden.

Zusätzlich können auch Reinigung, Versicherung, Monitoring Gebühren und Wartungskosten von der Steuer abgesetzt werden. Rückstellungen für Reparaturen können als Privatperson nicht abgesetzt werden, die Reparatur selbst jedoch schon.

Diese Einsparung verbessert zusätzlich die Wirtschaftlichkeit der Anlage und zeigt, dass der steuerliche Vorteil einen spürbaren Einfluss auf die Gesamtrentabilität haben kann. Die Besteuerung des Stromertrags ist ebenfalls kantonale geregelt. In vielen Kantonen gilt das sogenannte Nettoprinzip. Dabei wird nur der verkaufte Überschussstrom als Einkommen versteuert. Einige Kantone wenden hingegen das Bruttoprinzip an, bei dem der gesamte Stromertrag versteuert werden muss. Wird die PV-Anlage zusammen mit einem Batteriespeicher installiert, kann dieser auch steuerlich berücksichtigt werden.

Im Kanton Zürich wird in der Regel das Nettoprinzip angewendet. Das bedeutet, dass nur der ins Netz eingespeiste Strom besteuert wird, während der selbst genutzte Strom steuerlich keine Rolle spielt. Die Investitionskosten können hier ebenfalls vom steuerbaren Einkommen abgezogen werden, und nicht genutzte Abzüge lassen sich auf spätere Steuerjahre übertragen. Auch die Einmalvergütung zählt in Zürich nicht als steuerbares Einkommen, sondern wird als Aufwandminderung behandelt, sofern sie im Investitionsjahr ausbezahlt wird. (Swiss Solar, 2023)

Steuerliche Angelegenheiten sollten mit dem Steuerberater besprochen werden und nicht mit dem Solartechnik. Um jedoch eine genauere Wirtschaftlichkeitsrechnung zu erstellen, ist es wichtig, grobe Zahlen nennen zu können. Deshalb wird ein defensiver Reduktionswert von 10% bestimmt. Dieser kann je nach Einkommen und Grösse der PV-Anlage stark variieren und ist tendenziell höher als tiefer. Da die Datenlage ungenau ist, wird dieser Wert sowohl für Variante 1 als auch für Variante 3 verwendet.

8.3. Baugerüst

Das Baugerüst ist für die Arbeiten am Dach essenziell. Auf dieses kann nicht verzichtet werden, da es zum Schutz der Monteure ist. Die SUVA schreibt eine Absicherung vor ab einer Höhe von 2 Metern. Im Prinzip könnte also für eine gewisse Dauer auch am Seil gearbeitet werden, jedoch ist dies für den Bau der Anlage unpraktikabel, zusätzlich bietet das Gerüst eine bessere und sichere Zugänglichkeit als über die Leiter.

Das Gerüst wird im Voraus gestellt und besteht aus verschiedenen Elementen. Da es nur einen kleinen Gerüstturm gibt, welcher den Zugang darstellt, muss das Dach separat abgesichert werden. Dabei werden Gerüststangen um den Dachrand herum montiert, welche mit einem Gerüstfuss aussen an die Fassade gestützt werden. Dies sorgt dafür, dass keine Stangen oder Gewichte auf dem Dach liegen. Diese würden sonst den Bau der PV-Anlage behindern.

Das Gerüst wird durch die Firma Pamo erstellt welche sich in der Vergangenheit als zuverlässigen Partner im Gerüstbau dargestellt hat. Insgesamt wird es 4 Wochen stehen, damit bei allfälligen Verschiebungen oder Problemen, Reserve Zeit vorhanden ist. Für den Preis wurde eine Offerte eingeholt. Der Auf- und Abbau des Gerüst inklusive der Miete kostet 6400 Franken und ist für beide Varianten gleich teuer.

8.4. Anlage

Die Kosten einer PV-Anlage setzen sich aus einmaligen Investitionskosten und wiederkehrenden Betriebskosten zusammen. Zu den Investitionskosten zählen alle Aufwendungen für Planung, Material, Installation und Inbetriebnahme der Anlage. Während diese Kosten nur zu Beginn anfallen, entstehen während der gesamten Lebensdauer der Anlage Betriebskosten. Dazu zählen beispielsweise Wartungs- und Reinigungskosten, Monitoringgebühren oder der Austausch einzelner Komponenten wie des Wechselrichters. Nach der Lebenszeit der PV-Anlagen entstehen Kosten für die Demontage der Solarmodule. Die Entsorgung jedoch ist gratis, da dieser Kostenpunkt schon mit dem Kauf der Solarmodule gedeckt ist. Schlussendlich ergeben sich Gesamtkosten, welche die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnung bilden. Die Kosten für die PV-Anlage verringern sich im ersten Jahr nach der Investition stark, da man die Anlage von den Steuern abziehen kann und die Vergütung den Betrag nochmals stark reduziert. Diese Abzüge werden in der Wirtschaftlichkeitsrechnung aufgelistet.

Nachfolgend sind alle Kosten aufgelistet, welche anfallen beim Kauf der PV-Anlage. Sie beinhalten noch keine Vergütungen oder Steuerersparnis.

Materialkosten	Variante 1	Variante 3
Solarmodule	11088	5280
Unterkonstruktion	8715	3759
Seilsystem	5833	6089
Wechselrichter	2300	3400
Batterie Wechselrichter	6100	
Batterie	6321	4672
Überspannungsableiter	437	271
AC Trennschalter	146	62
Leitungsschutzschalter	230	200
Solarmanager	800	800
Smartmeter	71	156
Stromwandler		180
Blitzschutz	150	100
Kabel, Rohre, Kanäle	600	400
Verbrauchsmaterial	150	100
Total	42941	25469
Installationen		
Seilsystem installieren inklusive Dokumentation und Prüfung	1700	2000
Unterkonstruktion aufbauen und ausrichten, Anlage ballastieren und anschliessen an Erdung, Solarmodule legen	9000	5000
Anpassung Blitzschutzsystem	400	200
Steigzone bauen und Kabel einziehen	1500	1300
DC-Installationen: Wechselrichter, Potentialschiene, Batterie und GAK	2200	1900
AC-Installationen: AC-Schalter, Sicherungen, Zähler, Solarmanager, Kommunikation	3900	3400
Total	18700	13800
Zusätzliche Arbeiten		
Gerüstbau	6390	6390
Entsorgung Verpackungsmaterial	250	200
Pläne erstellen, Baubewilligung einholen, Anmeldung Netzbetreiber, Sicherheitsnachweis, Unabhängige Kontrolle	800	800
Inbetriebnahme und Instruktion	450	450
Fördergelder beantragen	250	250
Total	8140	8090
Total gesamt	69781	47359
Mehrwertsteuer 8.1% (exkl. Steuerersparnis und Förderung)	75433.25	51195.10
Kosten / kWp (exkl. Steuerersparnis und Förderung)	1247.2	1777.6

Tabelle 6: Baukosten

8.5. Laufende Kosten

Die laufenden Kosten einer PV-Anlage entstehen während des Betriebs und fallen jedes Jahr unterschiedlich hoch an. Sie beeinflussen die einmaligen Baukosten nicht, wirken sich jedoch direkt auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung aus. Berücksichtigt wurden Versicherungskosten, Abo-Kosten für den Solarmanager, Reinigung, Unterhalt und Kontrolle der Absturzsicherung, Rückstellungen für mögliche Reparaturen, die Kosten für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen sowie die Steuer auf den eingespeisten Strom. Ausserdem wurde auch die Steuerersparnis durch die abzugsfähigen laufenden Kosten einbezogen.

Da einige dieser Kosten nicht fix sind, sondern vom Ertrag der Anlage und teilweise auch vom steuerbaren Einkommen abhängen, mussten für die Berechnung Annahmen getroffen werden. Besonders die HKN-Kosten und die Steuer auf den Einspeisestrom verändern sich mit der produzierten Strommenge und der Einspeisevergütung. Auch die Steuerersparnis kann je nach Einkommenssituation unterschiedlich hoch ausfallen. Die angegebenen Werte stellen daher eine realistische Schätzung dar, die einen Vergleich der beiden Varianten ermöglicht.

Die laufenden Kosten liegen bei Variante 1 bei rund 1336 Franken pro Jahr und bei Variante 3 bei etwa 886 Franken pro Jahr. Der Unterschied ergibt sich vor allem durch den höheren Ertrag, die grössere Versicherungssumme und durch die grössere zu wartende Fläche. Kosten wie das Abo des Solarmanagers oder die Rückstellung für Reparaturen, sind bei beiden Varianten ähnlich.

Laufende Kosten pro Jahr über 25 Jahre	Variante 1	Variante 3
Versicherung	240	180
Abo kosten	66	66
Reinigung, Unterhalt, Kontrolle Absturzsicherung	300	200
Rückstellungen Reparaturen	300	280
HKN-Ausstellungsgebühr ohne vZEV, 0.8Rappen pro kWh (Annahme, weil, abhängig von Ertrag)	320	150
Steuer auf Einspeisestrom (Annahme, weil abhängig von Ertrag und Einkommen)	240	100
Steuerersparnis durch laufende Kosten	-130	-90
Gesamt	1336	886

Tabelle 7: Laufende Kosten

8.6. Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung ist ein wichtiger Aspekt bei der Rentabilität von PV-Anlagen. Sie ist in den vergangenen Jahren ungefähr gleich hoch geblieben, sinkt jedoch stark im Jahr 2026. Die Grundlage für diesen Preissturz bildet das neue Energiegesetz, welches 2024 vom Stimmvolk angenommen wurde und im Jahre 2026 in Kraft tritt. Der Hintergrund für diese Reduktion bildet die Notwendigkeit nach situationsgerechterer Auszahlung von Stromeinspeisungen. Da der meiste Solarstrom über die Mittagszeit im Sommer produziert wird, ist dann meist ein Überschuss vorhanden. Deshalb sind zu diesem Zeitpunkt der Strompreis am Markt viel tiefer. Um nun eine faire Auszahlung zu ermöglichen für Anlagenbesitzer und Netzbetreiber, wurde die Einspeisevergütung angepasst. Das Bundesamt für Energie berechnet nun quartalsweise den Referenzmarktpreis, welcher das EKZ dann an den Anlagenbesitzer weitergibt. In der Realität variieren diese Preise im Minutentakt, um jedoch Konstanz zu erzeugen, variieren sich die Einspeisevergütungen für die Anlagenbesitzer nur quartalsweise.

Um jedoch von zu niedrigen Marktpreisen zu schützen, gewährt das EKZ eine Mindestauszahlung, die sich nach der Anlagengrösse orientiert. PV-Anlagen unter 30kWp erhalten unabhängig vom Marktpreis immer mindestens 6 Rappen pro kWh. Für PV-Anlagen mit einer Leistung von $30 \text{ kWp} \leq \text{installierte kWp} < 150 \text{ kWp}$, gilt folgende Berechnung für die Mindestauszahlung: $30 \text{ kW} \cdot 6 \text{ Rp.} / \text{installierte kWp} = \text{Einspeisevergütung in Rp.} / \text{kWh}$. Somit sinkt die Vergütung wie im unteren Bild dargestellt ist, mit steigender Leistungszahl der PV-Anlage. (EKZ, 2025)

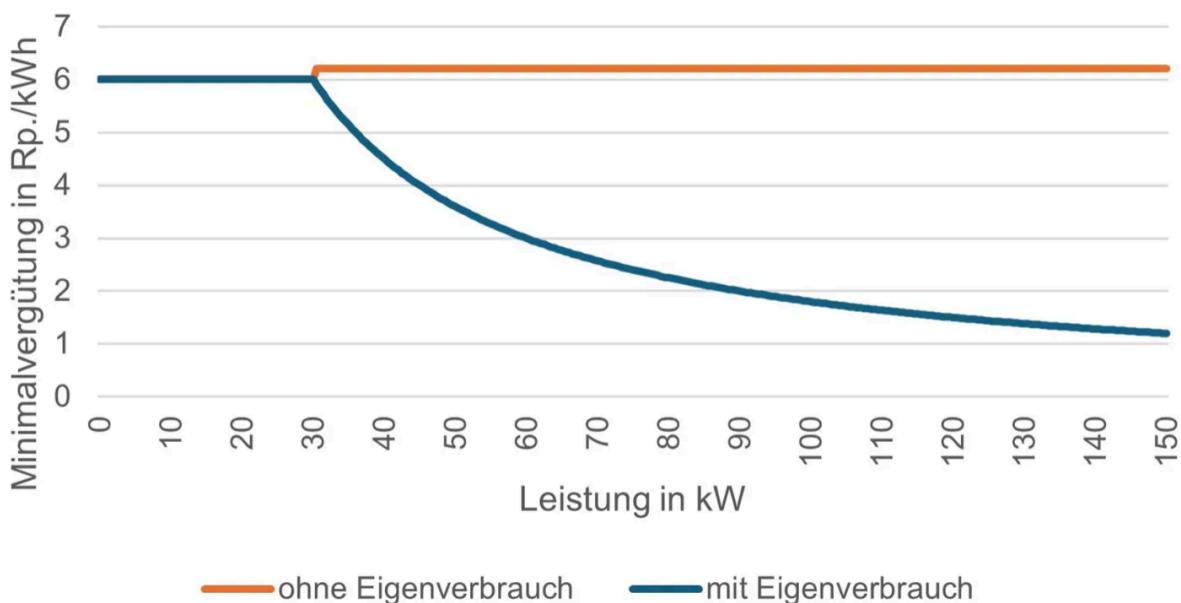


Abbildung 39: Einspeisevergütung

Die HKN-Vergütung ist in diesem Diagramm noch nicht berücksichtigt, sie addiert sich zusätzlich dazu. Die Gesamtvergütung ergibt sich also durch die Einspeisevergütung und die HKN-Vergütung. Die maximale Vergütung für die Variante 1 und für die Variante 3, beträgt 10.98Rp. / kWh, diese Preisdeckelung ist im Kapitel Förderung beschrieben.

Die minimale Gesamtauszahlung von Variante 1 pro eingespeister kWh besteht demnach aus 3Rappen Einspeisegebühr und 3 Rappen HKN-Vergütung und beträgt somit 6Rp. / kWh. Bei der Variante 3 sind es 6Rappen Einspeisegebühr und 3Rappen HKN-Vergütung. Somit erhält man bei der Variante 3 eine minimale Gesamtauszahlung von 9Rp. / kWh.

Diese Minimalauszahlungen können höher sein, wenn sich der Referenzmarktpreis von Quartal zu Quartal verändert. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird jedoch der tiefste Preis angenommen, um mehr Sicherheit zu erlangen und nicht ein Defizit zu erzeugen.

8.7. Rentabilität

Variante 1

Wirtschaftlichkeit

Gesamtkapitalrendite	8.60 %
Erlöse und Einsparungen	5702 CHF/Jahr
Kumulierter Cashflow	60'825.82 CHF

Techn. Güte der PV-Anlage

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	69'362 kWh/Jahr
Spez. Jahresertrag	1'146.71 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	93.0 %

Systemintegration

Netzbezug	6'251 kWh/Jahr	Netzeinspeisung	56'482 kWh/Jahr
-----------	----------------	-----------------	-----------------

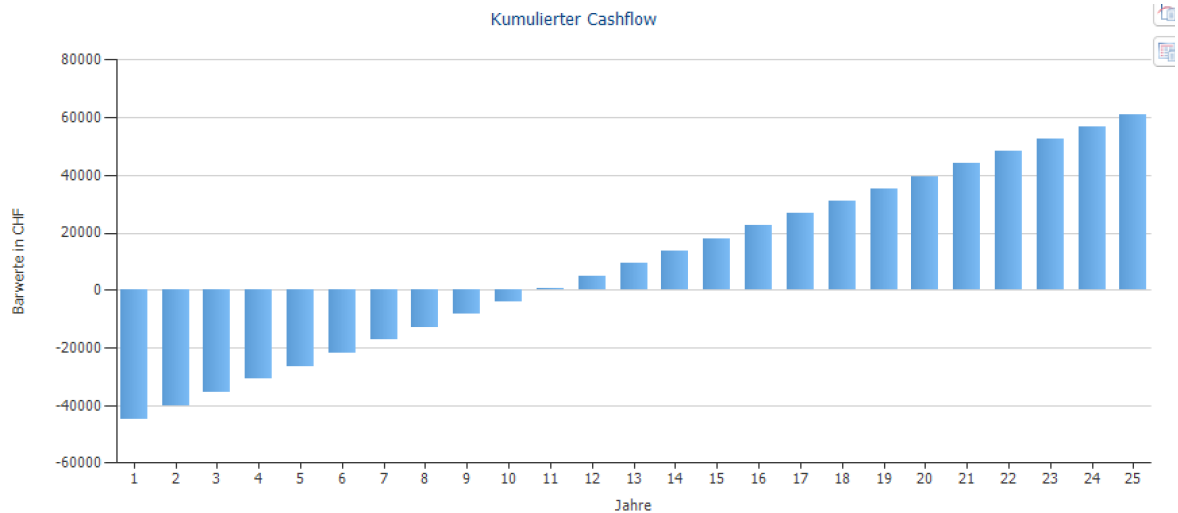


Abbildung 40: Rentabilität Variante 1

Variante 3

Wirtschaftlichkeit

Gesamtkapitalrendite	8.66 %
Erlöse und Einsparungen	4187.2 CHF/Jahr
Kumulierter Cashflow	46'323.51 CHF

Techn. Güte der PV-Anlage

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	33'069 kWh/Jahr
Spez. Jahresertrag	1'145.57 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	93.1 %

Systemintegration

Netzbezug	7'304 kWh/Jahr	Netzeinspeisung	22'008 kWh/Jahr
-----------	----------------	-----------------	-----------------

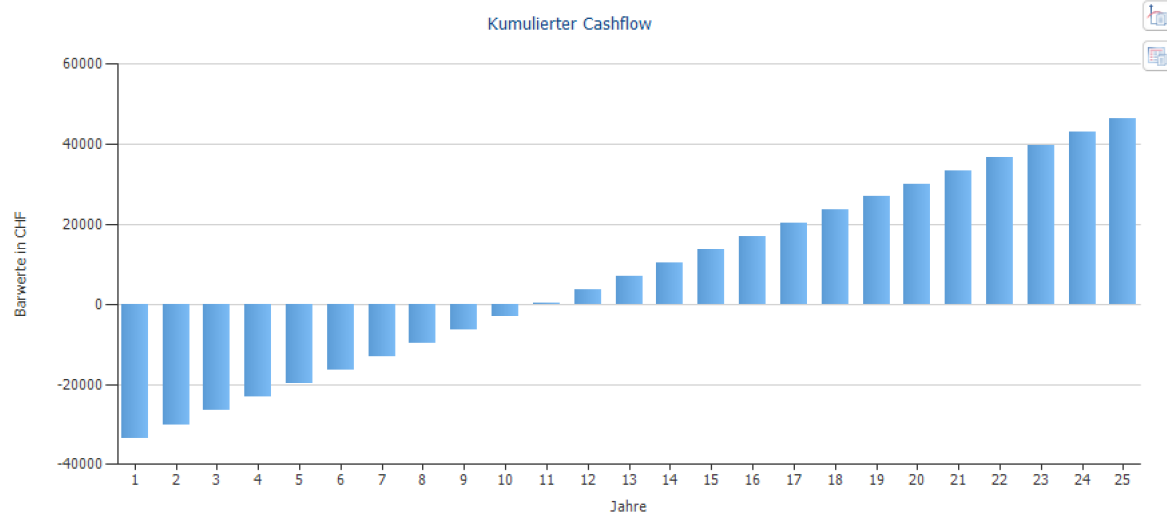


Abbildung 41: Rentabilität Variante 3

Zusammenfassung Ergebnisse

Für die wirtschaftliche Betrachtung wurden bei beiden Varianten die effektiven Kosten nach Abzug der Fördergelder und der steuerlichen Einsparungen berücksichtigt. Bei Variante 1 betragen die Gesamtkosten inklusive Mehrwertsteuer 75'433 CHF. Nach Abzug der Pronovo-Vergütung von 19'994 CHF und einer Steuerersparnis von rund zehn Prozent ergeben sich Investitionskosten von 49'895 CHF. Bezogen auf die installierte Leistung von 60.5 kWp, entspricht das spezifischen Kosten von rund 825 CHF/kWp. Bei Variante 3 lagen die ursprünglichen Kosten bei 51'950 CHF. Nach Abzug der Pronovo-Vergütung von 10'368 CHF und der gleichen steuerlichen Reduktion resultieren effektive Kosten von 36'744 CHF, was etwa 1'275 CHF/kWp entspricht. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden also die realen Investitionskosten nach Vergütung und Steuerabzug verwendet, wodurch sich die spezifischen Kosten pro kWp deutlich verringert haben (siehe Kapitel Anlagenkosten). Für die Berechnung wurden die Einspeisegebühren gemäss den Angaben im Kapitel „Einspeisegebühr“ berücksichtigt. Der Strombezugstarif wurde auf Grundlage des Durchschnitts der vier Quartale mit einem Wert von 24 Rappen pro Kilowattstunde gewählt.

Die Berechnungen wurden über eine Laufzeit von 25 Jahren durchgeführt. Alle laufenden Kosten, wie Wartung, Versicherung und Rückstellungen für Reparaturen, sind bereits in der Berechnung enthalten. Als Vergleich wurde zusätzlich eine theoretische Bankanlage mit einer jährlichen Verzinsung von zwei Prozent herangezogen. Damit konnte geprüft werden, ob die Investition in eine PV-Anlage langfristig eine bessere Rendite erzielt als eine sichere Geldanlage. Sobald der sogenannte Break-even-Point erreicht ist, also der Moment, in dem die kumulierten Einnahmen und Einsparungen die anfänglichen Investitionskosten decken, beginnt die Anlage, Gewinn zu erwirtschaften. Ab diesem Zeitpunkt übersteigt der Ertrag der PV-Anlage die Rendite, die man bei einer Bank mit zwei Prozent Zinsen im gleichen Zeitraum erzielt hätte.

Der Break-even-Point wird bei beiden Varianten etwa gleich schnell erreicht. Variante 1 erzielt jedoch über die gesamte Laufzeit einen höheren absoluten Gewinn, da durch die grössere PV-Leistung mehr Strom erzeugt und entsprechend mehr Energie eingespeist wird. Die Gesamtkapitalrendite liegt bei Variante 1 bei 8.6 Prozent, bei Variante 3 bei 8.66 Prozent. Obwohl Variante 1 mehr Gewinn bringt, fällt die prozentuale Rendite von Variante 3 leicht höher aus, da der kleinere Kapitalaufwand in einem günstigeren Verhältnis zum jährlichen Ertrag steht. Beide Varianten übertreffen die Referenzrendite von zwei Prozent deutlich und zeigen, dass eine PV-Anlage langfristig eine attraktive und nachhaltige Investition ist.

Am Ende der betrachteten 25 Jahre ergibt sich ein kumulierter Gewinn von rund 60'826 CHF für Variante 1 und 46'324 CHF für Variante 3. Bezogen auf die jeweils eingesetzten Investitionskosten bedeutet das, dass sich die Investition in Variante 1 um etwa 121.9 Prozent vermehrt hat, was einem Faktor von rund 2.22 entspricht, und in Variante 3 um etwa 126.1 Prozent, was einem Faktor von rund 2.26 entspricht. (PV-Sol, 2025)

9. Stromverteilung

9.1. Möglichkeiten

Mit dem raschen Ausbau der Photovoltaik in den letzten Jahren wird immer mehr Solarstrom erzeugt, vor allem in den Mittagsstunden, wenn der Stromverbrauch in vielen Gebäuden relativ gering ist. Dadurch entsteht häufig ein Überschuss an Energie, der zu tiefen Einspeisetarifen ins öffentliche Netz abgegeben wird. Diese Situation hat in den letzten Jahren dazu geführt, dass neue Lösungen gesucht wurden, um den produzierten Strom möglichst lokal zu verbrauchen, anstatt ihn ungenutzt ins Netz einzuspeisen.

Ziel dieser Ansätze ist es, die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen zu erhöhen, das öffentliche Stromnetz zu entlasten und die Eigenversorgung zu stärken. Als Grundlage für diese Entwicklungen dient das Energiegesetz (EnG), das in den vergangenen Jahren mehrfach angepasst wurde, um die Nutzung von lokal erzeugtem Strom rechtlich zu ermöglichen und zu vereinfachen. Dabei wurden verschiedene Modelle geschaffen, mit denen Solarstrom gemeinschaftlich genutzt und verteilt werden kann. Die Verteilung geschieht innerhalb eines Gebäudes, zwischen mehreren Grundstücken oder über ein lokales Netzgebiet. (Fedlex, 2016)

Zu den heute und in Zukunft möglichen Formen der gemeinschaftlichen Stromverteilung gehören folgende Modelle:

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Ein ZEV ermöglicht es, dass mehrere Parteien gemeinsam den lokal erzeugten Strom zu nutzen. Entscheidend ist, dass alle Teilnehmenden über denselben Netzanschlusspunkt mit Elektrizität versorgt werden. Das bedeutet, ein ZEV kann auch über mehrere Parzellen hinweg bestehen, sofern der Nachbar seinen eigenen Netzanschluss rückbaut und die gesamte Anlage über einen einzigen Hauptanschluss läuft. Innerhalb des ZEV wird der Strom physisch über private Leitungen verteilt. Der Betreiber des Zusammenschlusses, meist der Eigentümer oder eine Verwaltung, übernimmt die interne Abrechnung der Stromkosten zwischen den Teilnehmern. Gegenüber dem Energieversorger gilt der gesamte ZEV als eine Kundeneinheit. Überschüssiger Strom, der nicht direkt im Zusammenschluss verbraucht wird, wird automatisch ins öffentliche Netz eingespeist.

Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV)

Seit dem 1. Januar 2025 ist in der Schweiz der virtuelle Zusammenschluss zum Eigenverbrauch offiziell möglich. Dieses Modell funktioniert nach dem gleichen Grundprinzip wie der ZEV, mit dem Unterschied, dass keine physische Leitung zwischen den Gebäuden nötig ist. Die Teilnehmer können sich auf verschiedenen Grundstücken befinden, sofern sie im selben Niederspannungsnetzgebiet angeschlossen sind. Der Austausch des Solarstroms erfolgt virtuell über das öffentliche Netz. Der Netzbetreiber erfasst mit Hilfe Smart Metern die Energiemengen und ordnet sie den jeweiligen Teilnehmern rechnerisch zu. So kann beispielsweise eine Siedlung, oder ein Gewerbeareal, gemeinsam Solarstrom nutzen, ohne bauliche Verbindungen herstellen zu müssen. Dieses Modell eröffnet neue Möglichkeiten, lokal erzeugten Strom effizienter zu nutzen und den Eigenverbrauch über mehrere Liegenschaften hinweg zu erhöhen.

Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG)

Ab 2026 soll in der Schweiz die lokale Elektrizitätsgemeinschaft eingeführt werden. Dieses Modell geht über ZEV und vZEV hinaus. Eine LEG erlaubt es, Strom innerhalb eines definierten lokalen Netzgebiets gemeinsam zu produzieren, zu nutzen, zu speichern und untereinander zu handeln. Eine LEG kann aus mehreren ZEVs oder vZEVs bestehen und richtet sich vor allem an grössere Zusammenschlüsse wie Quartiere, Genossenschaften oder Gemeinden. Die Energiemengen werden über den Netzbetreiber bilanziert und abgerechnet. Ziel ist es, die dezentrale Energieversorgung weiter zu stärken und die lokale

Zusammenarbeit zwischen Produzenten und Konsumenten zu fördern. Mit der Einführung der LEG entsteht erstmals ein rechtlicher Rahmen, um lokale Strommärkte aufzubauen. Damit können Gemeinden oder Areale ihren erzeugten Solarstrom gemeinsam verwalten, direkt austauschen und so die Energiewende auf regionaler Ebene weiter vorantreiben.

9.2. Wahl der geeigneten Stromverteilung

Sowohl Variante 1 als auch Variante 3 erzeugen jährlich eine grosse Menge Strom. Besonders zur Mittagszeit entsteht ein Überschuss, der häufig ins Netz eingespeist wird. Das Nachbarhaus in der Hanselmaa 16 hat einen ähnlichen Stromverbrauch und teilt sich den gleichen Verteilerkasten, weshalb eine gemeinsame Nutzung des Solarstroms sinnvoll ist. Auf diese Weise kann ein grösserer Teil der erzeugten Energie direkt genutzt werden, was den Eigenverbrauch steigert und die Einspeisung ins Netz minimiert.

Ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) wäre zwar möglich, würde jedoch erfordern, dass die Netzanschlüsse der beiden Gebäude rückgebaut und zusammengelegt werden müssen. Das erfordert bauliche Anpassungen und zusätzliche Installationen, was die Kosten erhöht. Ausserdem ginge die Unabhängigkeit der Anschlüsse verloren.

Ab 2026 wird die Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) gesetzlich eingeführt, um den lokalen Stromaustausch über das Netz des Verteilnetzbetreibers zu ermöglichen. Im Gegensatz zu einem ZEV oder vZEV fallen Netznutzungsgebühren in reduzierter Höhe an, weil der Strom physisch durch das öffentliche Netz fliesst. Darüber hinaus entstehen Kosten für die Messung, die Datenübertragung und die Abrechnung, weil der Netzbetreiber die Energiemengen zentral bilanzieren muss. Eine LEG ist aufgrund des höheren administrativen Aufwands vor allem für grössere Zusammenschlüsse wie Quartiere oder Überbauungen sinnvoll. Kleine Anlagen mit wenigen Teilnehmern machen sie wirtschaftlich weniger attraktiv.

Der virtuelle Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) ist deshalb die optimale Lösung für die aktuelle Situation. Es ermöglicht den gemeinsamen Gebrauch des Stroms zwischen den zwei Gebäuden, ohne dass neue Leitungen installiert oder Anschlüsse geändert werden müssen. Der Netzbetreiber verteilt den Strom virtuell, und es fallen keine Netznutzungsgebühren für die Energie, die innerhalb des Zusammenschlusses genutzt wird. So kann man die Nutzung von Solarstrom verbessern, die Effizienz der Anlage steigern und ohne grossen Aufwand die Wirtschaftlichkeit verbessern.

9.3. Situation und Anforderungen

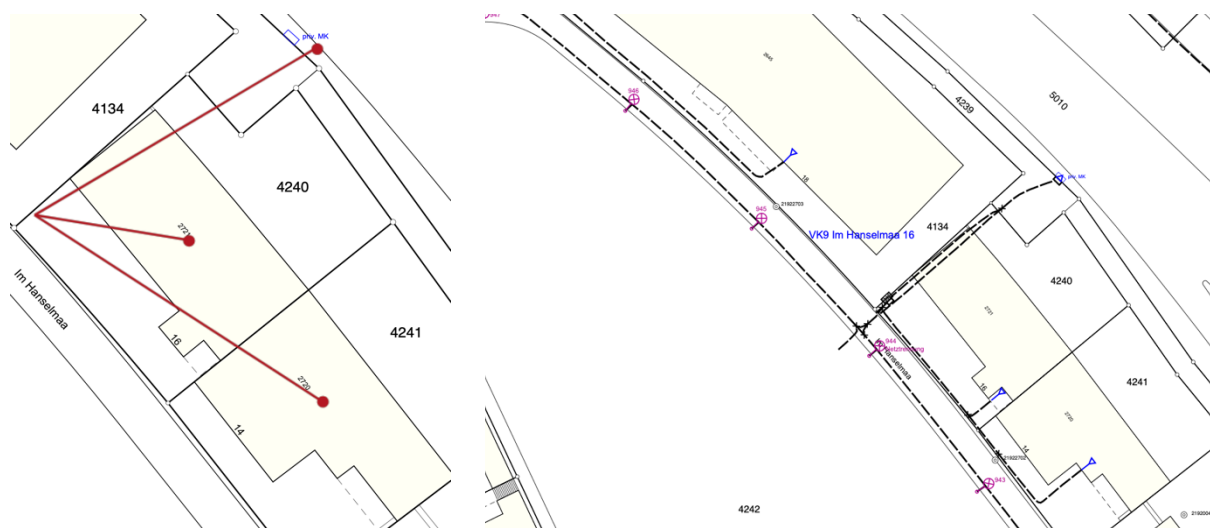


Abbildung 42: vZEV Plan

Um zu bestimmen, welche Gebäude in den vZEV integriert werden können, wurden von der EKZ die entsprechenden Netz- und Anschlusspläne eingeholt. Der vZEV-Plan zeigt schematisch, welche Zusammenschlüsse innerhalb des Niederspannungsnetzes möglich sind. Der Netzleitungsplan gibt zusätzlich Auskunft über den genauen Leitungsverlauf.

Die Stromversorgung erfolgt über die Trafostation am Ende der Strasse. Von dort führt eine Leitung bis zum Verteilkasten 9. Im rechten Plan ist ersichtlich, dass sich der Kasten VK9 auf dem Grundstück von Hanselmaa 16 befindet. Von dort aus werden die im vZEV-Plan dargestellten Gebäude mit Strom versorgt. Die Hauptverbraucher in dieser Gruppe sind die Gebäude Hanselmaa 14 und Hanselmaa 16. Beim dritten Verbraucher mit der Bezeichnung „priv. MK“ handelt es sich um die Abwasserreinigungsanlage der Gemeinde. Diese weist laut EKZ einen Jahresverbrauch von unter 500 kWh auf und wird daher nicht berücksichtigt.

Das Gebäude Hanselmaa 16 besitzt eine ähnliche Wohnstruktur und Nutzung wie Hanselmaa 14. Beide Gebäude verfügen über vergleichbare Flächen und Bauweisen. Auch hier übernehmen Wärmepumpen die Wärmebereitstellung, wodurch der Stromverbrauch entsprechend höher liegt. Da für dieses Gebäude keine genauen Verbrauchsdaten vorliegen, wird der jährliche Stromverbrauch auf denselben Wert geschätzt wie bei Hanselmaa 14. Um jedoch zu optimistische Ergebnisse zu vermeiden, wird der Verbrauch von Hanselmaa 16 zurückhaltend auf 14'000 kWh pro Jahr angesetzt.

Unten werden nun die Anforderungen aufgelistet, welche erfüllt sein müssen, um ein vZEV gründen zu können:
(EKZ, 2025)

Gleicher Verteilkasten

Die beteiligten Liegenschaften Hanselmaa 14 und 16 sind am gleichen Netzverteilkasten angeschlossen (VK9). Zwischen den Anschlüssen bestehen keine Muffenverbindungen. Der vZEV ist somit innerhalb desselben Niederspannungsverteilnetzes zulässig.

Einverständniserklärung aller Teilnehmenden

Für die Bildung des vZEV müssen von allen beteiligten Eigentümern schriftliche Unterschriften eingeholt werden. Diese werden anschliessend Bestandteil der vZEV-Anmeldung bei der EKZ.

Mindestproduktionsleistung (10 %-Regel)

Die installierte Produktionsleistung muss mindestens 10 % der gesamten Anschlussleistung des vZEV betragen.

Hanselmaa 14 und 16 verfügen je über eine Anschlussleistung von $3 \cdot 100 \text{ A}$, was einer Gesamtanschlussleistung von 138,6 kVA entspricht. Die installierte PV-Leistung erfüllt die EKZ-Vorgabe deutlich.

Smart Meter

An allen beteiligten Anschlüssen müssen Smart Meter installiert sein, um die zeitgleiche Erfassung von Produktion und Verbrauch zu gewährleisten. Dadurch kann die EKZ die Energieflüsse korrekt bilanzieren und den Eigenverbrauch rechnerisch aufteilen.

9.4. Gründung und Betrieb

Die Verantwortung für Messung und Abrechnung liegt beim vZEV-Verantwortlichen. Dieser kann die Aufgaben selbst übernehmen oder dafür einen spezialisierten Dienstleister beauftragen.

Damit der vZEV gegründet werden kann, sind folgende Schritte notwendig:
(EKZ, 2025)

Technische Abklärung

Der Grundeigentümer oder eine bevollmächtigte Person füllt das Formular „Technische Machbarkeit“ aus. Die EKZ prüft damit, ob der geplante vZEV technisch möglich ist, und gibt innerhalb von etwa 15 Arbeitstagen Rückmeldung.

Elektrische Installation

Der Elektroinstallateur kontrolliert, ob Anpassungen an der bestehenden Installation nötig sind. Wenn ja, erfolgt die Anmeldung über ElektroForm. Wenn keine Änderungen nötig sind, wird die Anmeldung über das Formular „Technische Abklärungen“ eingereicht.

Zustimmung der Teilnehmenden

Nach der Zusage durch die EKZ werden mit einem PDF-Formular die Unterschriften aller beteiligten Eigentümer eingeholt. Dieses Formular wird anschliessend an die EKZ zurückgesendet.

Realisierung

Sobald alle Unterlagen vollständig sind, wird der vZEV durch die EKZ innerhalb von rund drei Monaten aktiviert.

Beim Betrieb eines vZEV werden alle Stromflüsse über Smartmeter gemessen. Diese schicken die Daten direkt an die EKZ. Die EKZ sieht dadurch, wie viel Strom die Anlage ins Netz eingespeist hat und wie viel Strom die einzelnen Teilnehmer verbraucht haben. Trotzdem rechnet die EKZ nur den Strom ab, der wirklich aus dem öffentlichen Netz bezogen oder ins Netz eingespeist wurde.

Der Strom, der innerhalb des vZEV verbraucht wird, wird nicht von der EKZ abgerechnet. Dafür ist der vZEV-Verantwortliche zuständig. Er kann die Abrechnung selbst übernehmen oder einen externen Dienstleister beauftragen. Diese Dienstleister übernehmen dann die gesamte Abwicklung, berechnen den internen Stromverbrauch und schicken monatliche Rechnungen an die Teilnehmer.

Die Teilnehmer bezahlen also zwei Anteile: den internen Solarstrom an den Anlagenbetreiber (über den vZEV-Verantwortlichen) und den Reststrom aus dem Netz direkt an die EKZ.

Der überschüssige Strom, der nicht im vZEV genutzt wird, wird ins Netz eingespeist und vom EKZ wie gewohnt vergütet.

9.5. Wirtschaftlichkeit vZEV

Variante 1

Totale PV-Energie, die im vZEV theoretisch als Überschuss zur Verfügung steht	56482	kWh / Jahr
Totale PV-Energie, die effektiv im vZEV genutzt wird, anstatt dass Sie dem VNB verkauft wird	6000	kWh / Jahr
Total höherer Ertrag für gesamte PV-Energie im gesamten vZEV	540	CHF / Jahr
Totale Kostenersparnis für alle reinen Verbraucher im gesamten vZEV	360	CHF / Jahr
Durchschnittlich höherer Ertrag pro PV-Anlagenbetreiber im vZEV	540	CHF / Jahr
Durchschnittliche Kostenersparnis pro reinem Verbraucher im vZEV ①	360	CHF / Jahr
Kosten für die PVshare Abos pro vZEV-Teilnehmer	32.7	CHF / Jahr
Messtarif vom VNB für virtuellen Messpunkt pro vZEV-Teilnehmer	8.1	CHF / Jahr
Durchschnittliche Netto-Kostenersparnis pro reinem Verbraucher im vZEV (künftiger Messtarif berücksichtigt) ①	319.2	CHF / Jahr
Netto-Kostenersparnis für reine Verbraucher im vZEV (künftiger Messtarif berücksichtigt)	319.2	CHF / Jahr
Durchschnittlich höherer Nettoertrag pro PV-Anlagenbetreiber im vZEV (künftiger Messtarif berücksichtigt)	499.2	CHF / Jahr
Gewählte Vergütung für PV-Energie innerhalb vZEV (0.18 CHF / kWh) entspricht ①	75	% vom Brutto Strompreis

Tabelle 8: vZEV Wirtschaftlichkeit Variante 1

Variante 2

Totale PV-Energie, die im vZEV theoretisch als Überschuss zur Verfügung steht	22008	kWh / Jahr
Totale PV-Energie, die effektiv im vZEV genutzt wird, anstatt dass Sie dem VNB verkauft wird	4500	kWh / Jahr
Total höherer Ertrag für gesamte PV-Energie im gesamten vZEV	405	CHF / Jahr
Totale Kostenersparnis für alle reinen Verbraucher im gesamten vZEV	270	CHF / Jahr
Durchschnittlich höherer Ertrag pro PV-Anlagenbetreiber im vZEV	405	CHF / Jahr
Durchschnittliche Kostenersparnis pro reinem Verbraucher im vZEV ①	270	CHF / Jahr
Kosten für die PVshare Abos pro vZEV-Teilnehmer	32.7	CHF / Jahr
Messtarif vom VNB für virtuellen Messpunkt pro vZEV-Teilnehmer	8.1	CHF / Jahr
Durchschnittliche Netto-Kostenersparnis pro reinem Verbraucher im vZEV (künftiger Messtarif berücksichtigt) ①	229.2	CHF / Jahr
Netto-Kostenersparnis für reine Verbraucher im vZEV (künftiger Messtarif berücksichtigt)	229.2	CHF / Jahr
Durchschnittlich höherer Nettoertrag pro PV-Anlagenbetreiber im vZEV (künftiger Messtarif berücksichtigt)	364.2	CHF / Jahr
Gewählte Vergütung für PV-Energie innerhalb vZEV (0.18 CHF / kWh) entspricht ①	75	% vom Brutto Strompreis

Tabelle 9: vZEV Wirtschaftlichkeit Variante 3

Zusammenfassung Ergebnisse

Die Verbrauchsdaten des Gebäudes Hanselmaa 16 sind, wie bereits erwähnt, Schätzwerte. Sie könnten in der Realität sowohl höher als auch tiefer ausfallen. Auch das Lastprofil hat einen wesentlichen Einfluss darauf, wie viel Strom tatsächlich verteilt werden kann. Aufgrund der schwierig einzuschätzenden Rentabilität des vZEV wird dieses Thema separat betrachtet und nicht direkt in die Wirtschaftlichkeitsrechnung der PV-Anlage integriert. Die oben dargestellten Tabellen bieten jedoch einen guten Anhaltspunkt zur Orientierung, mit welchen Erträgen ungefähr gerechnet werden kann.

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden die Daten aus der Simulation verwendet. Die Stromkosten wurden mit 24 Rappen pro Kilowattstunde angesetzt. Der interne Verkaufspreis innerhalb des vZEV beträgt 75 Prozent der Stromkosten, die beim Netzbetreiber anfallen würden. Dadurch kann mit dem selbst genutzten Strom mehr als doppelt so viel erwirtschaftet werden, als wenn dieser ins öffentliche Netz eingespeist würde. Gleichzeitig sparen die vZEV-Teilnehmer rund 6 Rappen pro Kilowattstunde. Damit entstehen für alle Beteiligten faire Konditionen, was zu einer klaren Win-win-Situation führt.

In Variante 1 können voraussichtlich zusätzliche Erträge von rund 500 Franken pro Jahr erzielt werden. Über eine Laufzeit von 25 Jahren ergibt sich daraus ein zusätzliches Einkommen von rund 12'500 Franken.

Durch die geringere Anlagenleistung von Variante 3 fallen auch die zusätzlichen Erträge aus der vZEV-Gründung tiefer aus. Es wird jedoch immer noch ein zusätzlicher Jahresertrag von rund 364 Franken erwartet, was über eine Laufzeit von 25 Jahren einem zusätzlichen Einkommen von etwa 9'100 Franken entspricht. (PV Share, 2025)

10. Empfehlung

Nach der Auswertung aller Simulationen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigt sich, dass Variante 1 trotz des geringeren Eigenverbrauchsanteils die bessere Wahl ist. Über die Laufzeit von 25 Jahren erwirtschaftet sie einen höheren Gewinn als Variante 3 und liefert dank der grösseren Anlagenleistung deutlich mehr Energie. Besonders im Winter kann ein grösserer Teil des Verbrauchs durch eigenen Solarstrom gedeckt werden, was die Versorgungssicherheit verbessert und den Bezug aus dem Netz reduziert.

Die höheren Investitionskosten von Variante 1 bringen zudem steuerliche Vorteile mit sich, da mehr abgezogen werden kann. Auch die Einspeisevergütung fällt höher aus, womit zusätzliche Erträge entstehen. Ein Teil dieser Einnahmen stammt aus der Pronovo-Förderung und aus der jährlichen Rückvergütung, was die Wirtschaftlichkeit weiter erhöht.

Die Einrichtung eines vZEV ist ebenfalls empfehlenswert. Selbst wenn der Nachbar nur wenig Strom abnimmt, verursacht der Zusammenschluss kaum zusätzliche Kosten und rechnet sich bereits über die internen Stromverkäufe. Durch die grössere Strommenge, die intern verteilt wird, entsteht zudem ein kleiner, aber konstanter finanzieller Vorteil, da der intern verkaufte Strom besser vergütet wird als der ins Netz eingespeiste.

Auch der Batteriespeicher trägt zur besseren Nutzung des Eigenstroms bei. Die aktuell geplante Kapazität ist grundsätzlich sinnvoll, sollte aber nach Vorliegen realer Verbrauchsdaten überprüft werden. Eine Erweiterung könnte helfen, überschüssige Energie besser zwischenzuspeichern und den Strombedarf in der Nacht stärker zu decken.

Für den künftigen Betrieb bietet sich der Umstieg auf ein dynamisches Strompreismodell an. In Kombination mit dem Energiemanagementsystem können so automatisch günstige Stromzeiten genutzt und die Betriebskosten weiter gesenkt werden.

Der Solarmanager übernimmt die zentrale Steuerung des gesamten Systems. Er koordiniert Batterie, Wärmepumpe und Lastmanagement und sorgt dafür, dass überschüssiger Solarstrom sinnvoll eingesetzt wird – beispielsweise zur Warmwasserbereitung oder zum Laden des Speichers. Gleichzeitig erfasst er laufend alle Energiedaten, was eine kontinuierliche Optimierung und einen effizienten Betrieb der Anlage ermöglicht.

Ein Elektrofahrzeug wurde in der Simulation nicht berücksichtigt, da derzeit kein Fahrzeugwechsel geplant ist. Ein späterer Umstieg auf Elektromobilität wäre jedoch sehr sinnvoll, da dadurch der Eigenverbrauch deutlich steigen würde. Bei einer Anlagengrösse von rund 60 kWp liesse sich ein Elektroauto während der Mittagsstunden praktisch kostenlos laden. Sollte in Zukunft ein neues Auto angeschafft werden, sollte deshalb der Wechsel auf ein Elektrofahrzeug unbedingt geprüft werden.

Auf eine Absturzsicherung könnte theoretisch verzichtet werden, empfohlen wird dies jedoch nicht. Ohne Sicherung wäre eine spätere Wartung oder Reinigung kaum möglich, was langfristig zu höheren Risiken und zusätzlichen Kosten führen würde.

Nach 25 Jahren ergibt sich ein kumulierter Gewinn von rund 60'826 Franken für Variante 1 und 46'324 Franken für Variante 3. Trotz der etwas höheren relativen Rendite der kleineren Variante überzeugt Variante 1 durch ihren deutlich höheren absoluten Ertrag und die bessere Abdeckung im Winter. Insgesamt bietet sie das grössere Potenzial für eine wirtschaftlich und energetisch sinnvolle Umsetzung.

11. Baubewilligung

Damit die PV-Anlage gebaut werden kann benötigt es noch einige Schritte. Dazu gehört die Anmeldung beim Kanton. Wie im Kapitel Zonenplanung ersichtlich ist, genügt es für den Hanselmaa 14, Pläne einzusenden und das Meldeformular auszufüllen. Es braucht also kein ordentliches Bauverfahren. Nach dem die relevanten Pläne eingesendet sind und das Formular ausgefüllt ist, kann mit dem Bau der PV-Anlage nach einer Frist von 14 Tagen begonnen werden, solange die Gemeinde oder der Kanton keinen Einwand hat. Beim Netzbetreiber ist gleichzeitig das Technische-Anschlussgesuch bei der EKZ einzureichen. Sind diese Punkte erfüllt, kann mit dem Bau der PV-Anlage begonnen werden.

Wenn die Arbeiten begonnen werden, dann muss über das online Tool Elektroform, die Installationsanzeige eingereicht werden, damit der Netzbetreiber weiss, wer an was arbeitet.

Nach dem Bau der Anlage muss ein Sicherheits-Nachweis erstellt werden, welches von einem unabhängigen Kontrolleur unterschrieben wird. Zusätzlich muss die Anlage bei Pronovo gemeldet werden, damit der Anspruch auf die Fördergelder geltend gemacht werden kann. Da in diesem Projekt der Blitzschutz angepasst wird, muss eine Meldung bei der GVZ erstellt werden, damit ein Blitzschutzaufseher die Blitzschutzanlage kontrolliert.

Die Formulare werden bei einer definitiven Entscheidung über den Bau der Anlage ausgefüllt und eingesendet. Diese jetzt auszufüllen, macht keinen Sinn, da sie elektronisch eingereicht werden und somit erneut ausgefüllt werden müssten. Zusätzlich ist kein Baudatum der PV-Anlage bekannt. Die erforderlichen Pläne sind jedoch in der Arbeit enthalten, da sie bei Bau nur noch kopiert werden müssen.

Für die Stromtechnischen Gesuche ist der Stringplan relevant und die Datenblätter der Solarmodule und des Wechselrichters. Diese sind im Kapitel Stringplan zu finden, oder im Anhang. Für das Meldeverfahren beim Kanton sind folgende Pläne zusätzlich, unten ersichtlich, erstellt worden: Dachplan, Fotodokumentation, Feuerwehrdokumentation, Amtliche Vermessung. Diese sind gezeichnet für die empfohlene Variante 1 und dürfen direkt verwendet werden.

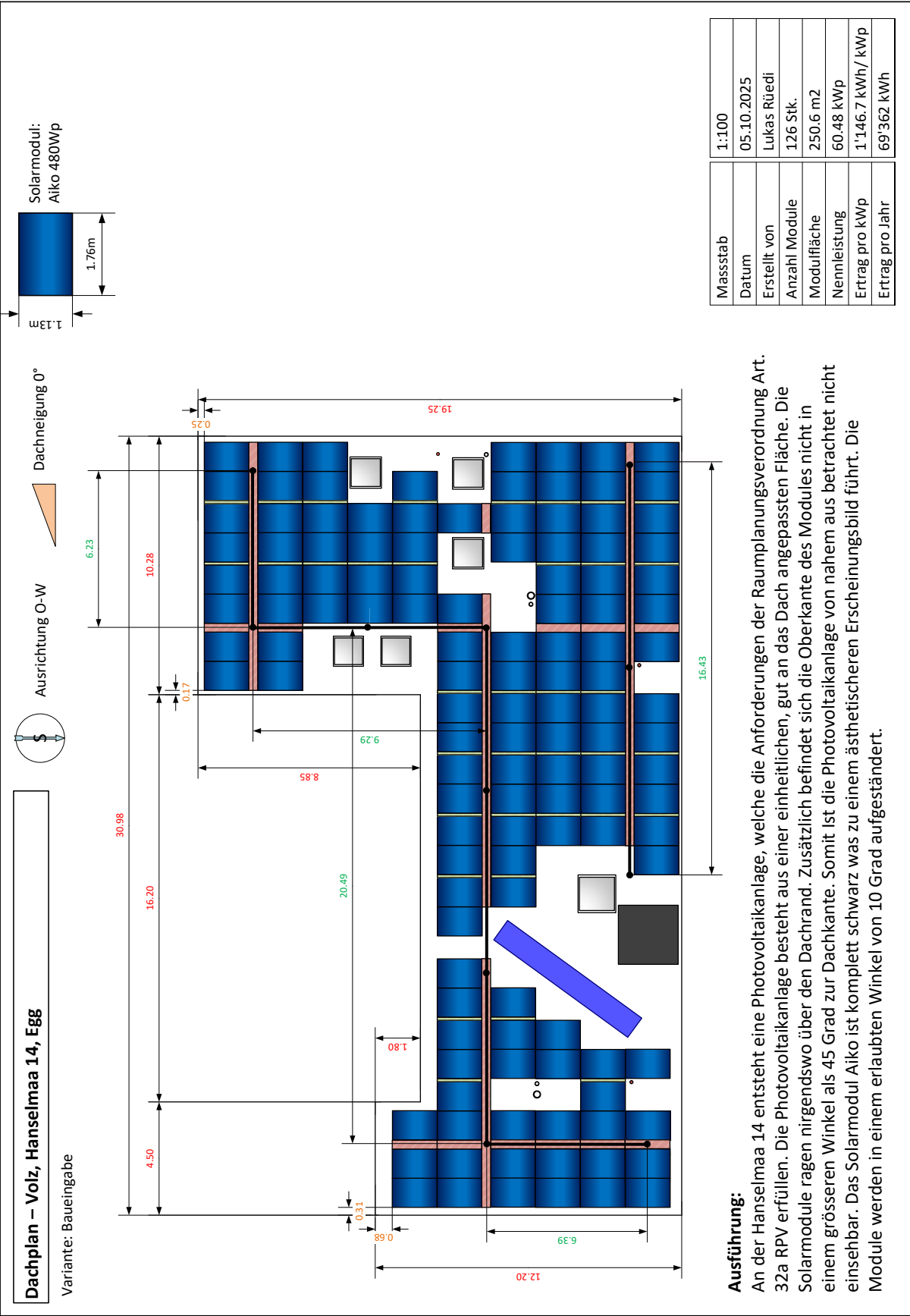


Abbildung 43: Dachplan Baubewilligung

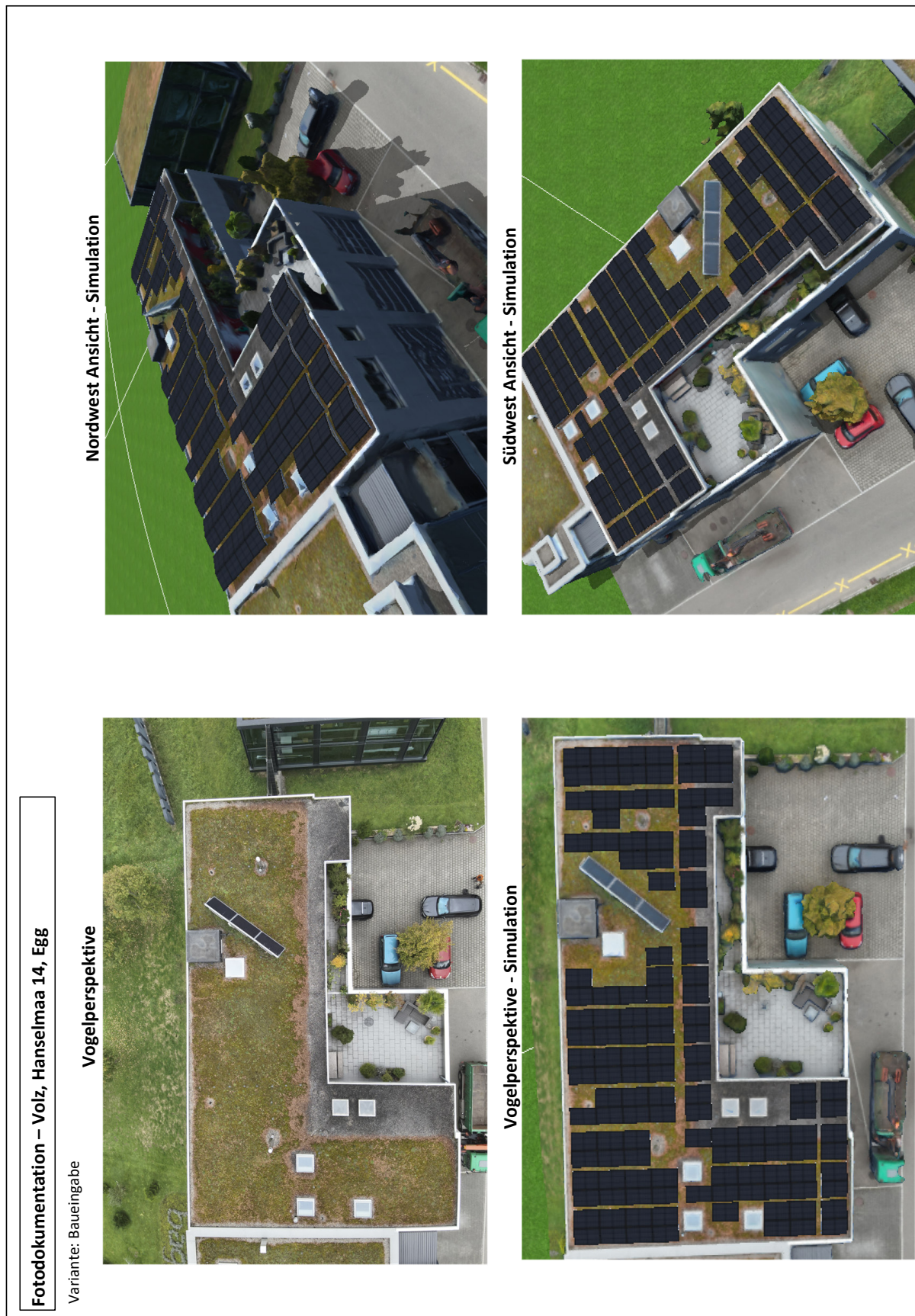
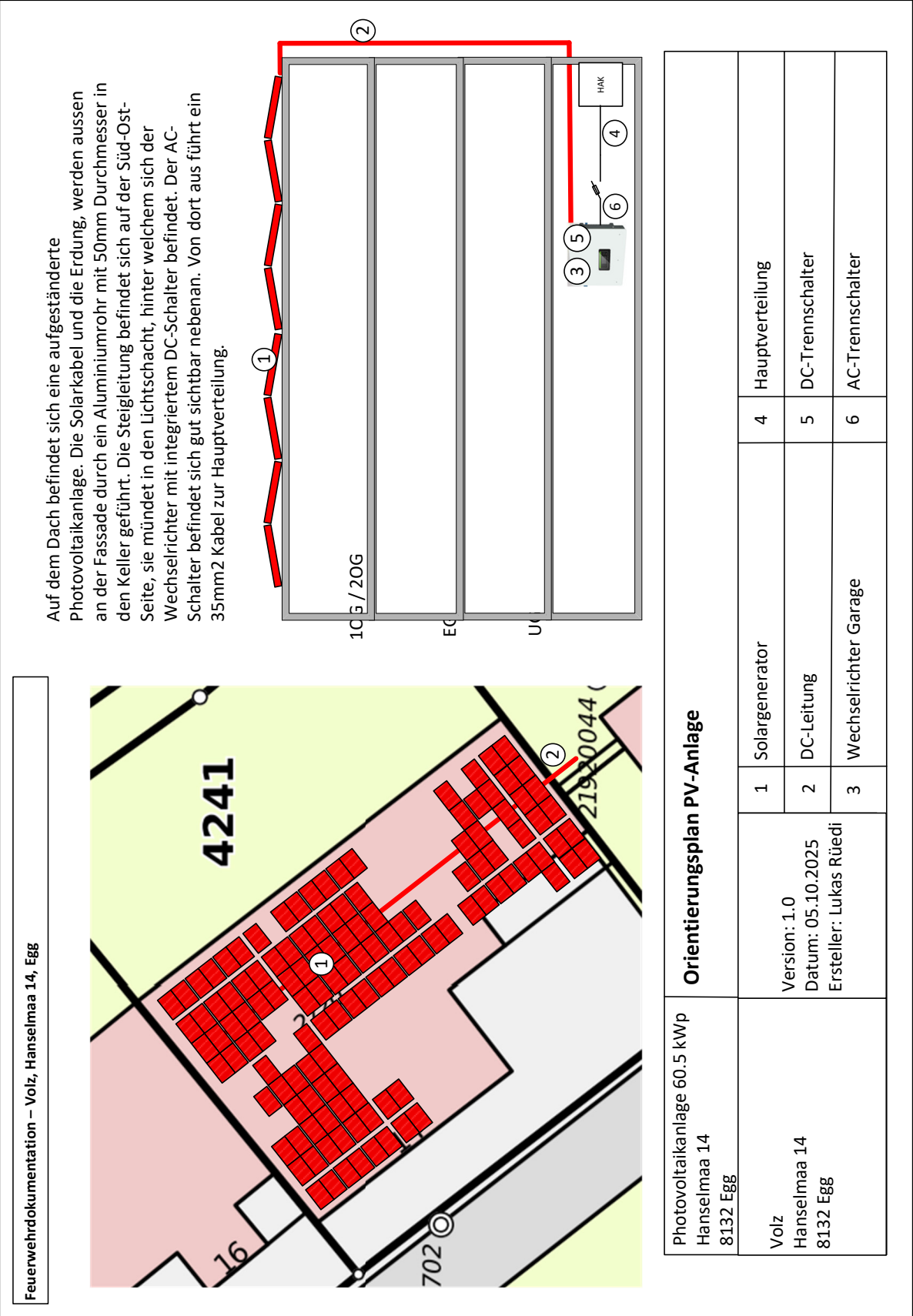


Abbildung 44: Fotodokumentation Baubewilligung





Kanton Zürich
GIS-Browser (<https://maps.zh.ch>)



Amtliche Vermessung in Farbe

Hanselmaa 14, 8132



© GIS-ZH, Kanton Zürich, 14.10.2025 01:12:03

Diese Karte stellt einen Zusammensatz von amtlichen Daten verschiedener Stellen dar. Keine Garantie für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität. Rechtsverbindliche Auskünfte erteilen allein die zuständigen Behörden. Darf nicht für Baueingaben verwendet werden. Katasterpläne Amtliche Vermessung können beim örtlichen Nachführungs-Geometer bezogen werden.

Massstab 1:500
0 5 10 15m
Zentrum: [2694714.37, 1240194.07]

Abbildung 46: Situationsplan Baubewilligung

12. Verzeichnisse

12.1. Literaturverzeichnis

- Ökostromhelden.* (2025). Von Vorteile der N-Typ Technologie:
https://www.oekostromhelden.de/blog/vorteile-von-n-typ-solarzellen-und-glas-glas-solarmodulen/?srsId=AfmBOorfRK822JSdu0bCHbKF6-tXO1jsusBIKViMDzCrjeSyEOW2_vPR abgerufen
- Arthur Flury AG.* (2025). Von Berechnung Trennungsabstand Blitzschutzsystem:
<https://www.aflury.ch/de/produkte/erdung-und-blitzschutz/> abgerufen
- EKZ.* (2025). Von dynamische Preise: <https://www.ekz.ch/de/blue/wissen/2025/dynamische-wahltarife-2026.html> abgerufen
- EKZ.* (2025). Von Wärmepumpentarif EKZ: <https://www.ekz.ch/de/kundenservice/haeufige-fragen-faq/faq-strombezug-und-rechnungen-tarife.html> abgerufen
- EKZ.* (2025). Von HKN Gebühr: <https://www.ekz.ch/de/privatkunden/solaranlage/gut-zu-wissen/rueckliefertarife.html> abgerufen
- EKZ.* (2025). Von Einspeisevergütung 2026:
<https://www.ekz.ch/de/blue/wissen/2025/rueckliefertarife-2026.html> abgerufen
- EKZ.* (2025). Von vZEV Anforderungen:
<https://www.ekz.ch/de/geschaeftskunden/angebote/energie/eigenverbrauch/zev#vzev> abgerufen
- Elektro 4000.* (2025). Von 3 oder 4 polioger Schalter:
<https://www.elektro4000.de/magazin/unterschied-leistungsschalter-lasttrennschalter/#Unterschied> abgerufen
- Elektro Völker.* (2025). Von Kabel Strombelastbarkeit: <https://www.elektro-voelker.de/elektro/anwendungen/kabelrechner> abgerufen
- Energie Experten.* (2025). Von Energieersparnis durch Senkung Vorlauftemperatur:
<https://www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/leistung> abgerufen
- ESTI.* (2016). Von Stringgrösse berechnen:
https://www.esti.admin.ch/inhalte/pdf/NIV_I/Deutsch/Publikationen/2016_2015/2016-07_inst_photovoltanlagen_kor_d.pdf abgerufen
- Fedlex.* (1979). *Bundesgesetz über die Raumplanung (RPG).* Von Fedlex:
https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1979/1573_1573_1573/de abgerufen
- Fedlex.* (2016). Von Energiegesetz: <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/762/de> abgerufen
- Gemeinde Egg.* (2024). Von Bau- und Zonenordnung der Gemeinde Egg:
<https://www.egg.ch/gesetzessammlung/sammlung/721484> abgerufen
- K2.* (2025). Von Montageplan K2 D-Dome 6.10 Classic: <https://k2-systems.com/produktloesungen/dome-6/> abgerufen
- K2 Base.* (2025). Von Stückliste erzeugt durch Berrechnungstool K2 Base: <https://k2-systems.com/digitale-services/k2-base/> abgerufen
- Meteo Schweiz.* (kein Datum). Von Strahlungsstärken aufgeteilt in Wellenlängen:
<https://www.meteoschweiz.admin.ch/klima/klima-der-schweiz/strahlungsbeobachtungen.html> abgerufen
- obo.* (2025). Von Elektrische Prüfungen: <https://www.obo.ch/unternehmen/bet-testcenter/elektrische-pruefungen/> abgerufen
- Pronovo.* (2025). Von Förderbeiträge: <https://pronovo.ch/> abgerufen
- PV Share.* (2025). Von vZEV Rechner: https://vzev-rechner.pvshare.ch/?_gl=1_1fduh5m:_ga_MTk2MTk2NDkwOS4xNzYwODk5MDYx:_ga_1DT2FY08JZ_czE3NjA4OTkwNjEkbzEkZzAkdDE3NjA4OTkwNjlkajYwJGwwJGg0MDE3Mjc3MTE._gcl_au_MTK5NDY0NDgyLjE3NjA4OTkwNjI abgerufen
- PV-Sol.* (2025).
- Solarmanager.* (2025). Von Funktion und Preise Solarmanager:
<https://www.solarmanager.ch/preise-und-abo-funktionen/> abgerufen

- Solarmarkt.* (2025). Von Batterie Wechselrichter Variante 1:
<https://www.solarmarkt.ch/de/sma-sunny-island-x-30> abgerufen
- SolarMarkt.* (2025). Von Photovoltaikmodul Aiko Neostar 3P54:
<https://www.solarmarkt.ch/de/aiko-neostar-g3-3p54-a485-mce54mw-bf-r30-evo2-15-jahre-produktgarantie> abgerufen
- Suva.* (2022). Von Bauarbeitsverordnung : <https://www.suva.ch/de-ch/praevention/nachbranchen/baustellen-sicher-machen/aktuelle-bauarbeitenverordnung-bauav-2022> abgerufen
- Swiss Solar.* (2023). Von Steuerabzüge:
https://www.swissolar.ch/01_wissen/fachwissen/photovoltaik/merkblaetter/21009d_merkblatt_steuerpraxis.pdf abgerufen
- swisspor.* (2025). Von Polyurethan als Dämmstoff: <https://www.swisspor.com/ch-de/swissporpir> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von Wechselrichter Sofar 60-KTLX-G3:
<https://shop.voegelin.ch/SOFAR-80KTLX-G3/900.02100002-0> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von Wechselrichter Fronius Verto 30.0 Plus SPD 1+2:
<https://shop.voegelin.ch/Fronius-Verto-30.0-Plus-SPD-1-2/202-1036> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von Überspannungsableiter 6MPPT 2In/1Out:
<https://shop.voegelin.ch/Generatorenanschlusskasten/> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von GAK 2MPPT 2In/1Out: <https://shop.voegelin.ch/GAK-2INx2-2MPPT-2UES-MC4/58052> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von Sofar Smartmeter: <https://shop.voegelin.ch/Datenlogger/> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von Fronius Smartmeter:
<https://shop.voegelin.ch/Datenlogger/> abgerufen
- Voegelin Solartechnik.* (2025). Von BYD HVM Batterie: <https://shop.voegelin.ch/Batterien/> abgerufen

12.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Berechnung Variante 1	18
Tabelle 2: Berechnung Variante 2	19
Tabelle 3: Berechnung Variante 3	23
Tabelle 4: UK Stückliste Variante 1	27
Tabelle 5: UK Stückliste Variante 3	27
Tabelle 6: Baukosten	70
Tabelle 7: Laufende Kosten	71
Tabelle 8: vZEV Wirtschaftlichkeit Variante 1	79
Tabelle 9: vZEV Wirtschaftlichkeit Variante 3	79

12.3. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitplan.....	8
Abbildung 2: ÖREB Kataster.....	10
Abbildung 3: Dachplan	11
Abbildung 4: Legende Dachplan	11
Abbildung 5: Wärmebildaufnahme	13
Abbildung 6: Modulplan Variante 1	15
Abbildung 7: Modulplan Variante 2	15
Abbildung 8: Einstrahlungswerte.....	16
Abbildung 9: Modulplan Variante 3	21
Abbildung 10: Beispiel Unterkonstruktion.....	25
Abbildung 11: Aufbau K2 System.....	26
Abbildung 12: Absturzsicherungsplan Variante 1	29
Abbildung 13: Absturzsicherungsplan Variante 3	29
Abbildung 14: Blitzschutzplan aktuell	33
Abbildung 15: Blitzschutzplan Variante 1	33
Abbildung 16: Blitzschutzplan Variante 3	34
Abbildung 17: Wechselrichter Variante 1	35
Abbildung 18: Wechselrichter Variante 3	35
Abbildung 19: GAK Variante 1	36
Abbildung 20: GAK Variante 3	37
Abbildung 21: Stringplan Variante 1	43
Abbildung 22: Stringplan Variante 3.....	43
Abbildung 23: Smart Meter Prinzip.....	45
Abbildung 24: Batterie Wechselrichter	49
Abbildung 25: Batterie Turm.....	50
Abbildung 26: Batterie Skalierungen	51
Abbildung 27: Simulation Elektroauto	57
Abbildung 28: Drohne.....	59
Abbildung 29: Simulation Variante 1	61
Abbildung 30: Simulation Variante 1	61
Abbildung 31: Verschattungsanalyse Variante 1	62
Abbildung 32: Simulation Variante 3	62
Abbildung 33: Nutzung PV Energie Variante 1	63
Abbildung 34: Nutzung PV Energie Variante 3	63
Abbildung 35: Deckung Verbrauch Variante 1	64
Abbildung 36: Deckung Verbrauch Variante 3	64
Abbildung 37: Batterie Variante 1.....	65
Abbildung 38: Batterie Variante 3.....	65
Abbildung 39: Einspeisevergütung.....	72
Abbildung 40: Rentabilität Variante 1	73
Abbildung 41: Rentabilität Variante 3	73
Abbildung 42: vZEV Plan	76
Abbildung 43: Dachplan Baubewilligung.....	83
Abbildung 44: Fotodokumentation Baubewilligung	84
Abbildung 45: Feuerwehrdokumentation Baubewilligung	85
Abbildung 46: Situationsplan Baubewilligung	86

13. Abschluss

13.1. Reflexion zum Ziel

Das Ziel dieser Arbeit war es, dem Hauseigentümer eine klare und nachvollziehbare Entscheidungsgrundlage für die Umsetzung einer PV-Anlage zu bieten. Dieses Ziel wurde umgesetzt, indem verschiedene Auslegungsvarianten technisch und wirtschaftlich analysiert wurden. Dadurch stehen nun alle wichtigen Informationen zur Verfügung, um eine Investitionsentscheidung treffen zu können.

Ein zentraler Bestandteil der Arbeit war die vollständige Planung der PV-Anlage. Dazu gehörte die Dimensionierung auf Basis des Energiebedarfs und der Wirtschaftlichkeit, die Auswahl der passenden Komponenten sowie die Integration in das bestehende Haustechniksystem mit Wärmepumpe und Solarthermie. So entstand ein umfassendes Konzept, das alle relevanten Aspekte einer späteren Umsetzung berücksichtigt.

Ausserdem wurden alle erforderlichen Unterlagen zusammengestellt, welche für die Baubewilligung der PV-Anlage nötig sind

Insgesamt konnte das Ziel der Arbeit erreicht werden. Es liegt nun eine vollständige Entscheidungsgrundlage vor, die sowohl technische als auch wirtschaftliche Informationen enthält und eine Umsetzung der PV-Anlage vorbereitet.

13.2. Kommentar zu KI

Im Rahmen dieser Arbeit wurde Künstliche Intelligenz als unterstützendes Hilfsmittel eingesetzt. Sie half mir dabei, passende Formulierungen und geeignete Wörter zu finden, damit die Sätze klarer und verständlicher klingen. Dabei wurden keine Textpassagen kopiert, die Nutzung der AI diente lediglich der sprachlichen Inspiration. Zudem nutzte ich KI, um mathematische Zeichen und Symbole darzustellen, die mit der normalen Tastatur nicht möglich gewesen wären. Auch bei ersten Recherchen diente sie mir als Unterstützung, um einen Überblick über relevante Themen zu gewinnen. Alle inhaltlichen Ausarbeitungen, Analysen und Schlussfolgerungen wurden jedoch eigenständig vom Verfasser erstellt. Der Einsatz von KI erfolgte im Einklang mit den Richtlinien der TEKO Zürich und diente ausschliesslich der sprachlichen, technischen und vorbereitenden Unterstützung.

13.3. Gelernt

Während der Erstellung dieser Arbeit habe ich nicht nur mein Fachwissen im Bereich der Photovoltaik erweitert, sondern auch viel über das strukturierte Erarbeiten und Verfassen einer grösseren Projektarbeit gelernt. Besonders wichtig war für mich, den gesamten Ablauf sinnvoll zu planen, die einzelnen Arbeitsschritte gut zu organisieren und den Zeitaufwand realistisch einzuschätzen. Ich habe gemerkt, wie entscheidend eine gute Vorbereitung und eine klare Struktur ist, um eine Arbeit dieser Grösse erfolgreich umzusetzen.

Fachlich konnte ich mein Wissen insbesondere im Bereich der AC-Seite vertiefen. Dazu zählt die Auswahl geeigneter Komponenten sowie das Verständnis ihrer Funktion und ihres Zusammenspiels im Gesamtsystem. Ausserdem habe ich mich mit den Anforderungen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch und eines virtuellen ZEV beschäftigt und gelernt, welche zusätzlichen Vorgaben bei der Planung und Umsetzung berücksichtigt werden müssen. Diese Themen haben mein technisches Verständnis erweitert.

13.4. Persönliches Schlusswort

Die Erstellung dieser Arbeit war für mich eine anspruchsvolle, aber sehr wertvolle Erfahrung. Besonders herausfordernd war es, die vielen einzelnen Aufgaben und offenen Fragen zu bewältigen und gleichzeitig die Vorgaben der Schule einzuhalten. Der grosse Umfang der Arbeit verlangte viel Zeit und Einsatz, wodurch ich teilweise auf Freizeitaktivitäten wie Sport oder andere Unternehmungen verzichten musste. Trotz dieser Anstrengungen war die Arbeit sehr interessant und bot mir die Gelegenheit, mich intensiv mit Themen zu befassen, mit denen ich mich sonst kaum beschäftigt hätte. Dabei habe ich gemerkt, in welchen Bereichen ich mein Wissen künftig weiter vertiefen möchte. Besonders interessiert mich die Wechselstromtechnik, in der ich noch Verbesserungspotenzial sehe, sowie der Aufbau und Nutzen von Energiemanagementsystemen. Dieses Projekt hat mir gezeigt, dass ich mein technisches Wissen weiter ausbauen möchte, um komplexe Systeme noch besser zu verstehen und anwenden zu können.

13.5. Verdankung

Ich bedanke mich bei Herrn Ruedi Volz, dem Hauseigentümer, dafür, dass ich im Rahmen dieser Arbeit ein Projekt über sein Gebäude ausarbeiten durfte. Mein Dank gilt ebenfalls meinem Vorgesetzten, der den Drohnenflug zur Aufnahme der Dachflächen ermöglicht hat. Zudem danke ich der EKZ für die Beantwortung meiner fachlichen Fragen sowie den Firmen PAMO und ABS für die zur Verfügung gestellten Offerten. Diese Unterstützung hat zur erfolgreichen Umsetzung der Arbeit beigetragen und mir wertvolle praktische Einblicke ermöglicht.

13.6. Klassifizierung

Diese Arbeit ist als öffentliche Arbeit klassifiziert. Sie darf von Dritten eingesehen und zu Informations- oder Ausbildungszwecken verwendet werden, sofern die Quelle korrekt angegeben wird. Eine Weitergabe im vollständigen oder auszugsweisen Umfang ist ausdrücklich erlaubt.

13.7. Eigenständigkeitserklärung

Der Verfasser bestätigt mit seiner Unterschrift, dass er diese Arbeit selbstständig und ohne unzulässige Hilfe erstellt hat. Es wurden ausschliesslich die im Text angegebenen Hilfsmittel verwendet. Alle Inhalte, die direkt oder indirekt aus fremden Quellen – einschliesslich elektronischer Quellen – übernommen wurden, sind als solche gekennzeichnet. Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form bisher nicht eingereicht.

Unterschrift:



Lukas Rüedi

Datum/Ort:

05.10.2025 / 8132 Egg

14. Anhang

14.1. Lebenslauf

LUKAS RÜEDI

PROJEKTLEITER PHOTOVOLTAIK

rueedi.lukas@hotmail.com
Büelstrasse 25
0793517334
27 Jun, 1997 – Schweiz



ZIELSETZUNG

Ich bin gelernter Spengler mit mehrjähriger Berufserfahrung im Dach- und Solarsektor. Durch meine Weiterbildung zum dipl. Techniker HF Energie & Umwelt erweitere ich mein Wissen gezielt im Bereich erneuerbare Energien und Projektleitung. Ich zeichne mich durch eine exakte Arbeitsweise, Lernbereitschaft und Verantwortungsbewusstsein aus und bringe sowohl handwerkliches Können als auch organisatorische Fähigkeiten mit. In meiner Freizeit bin ich sportlich aktiv insbesondere beim Laufen, Wandern und Kraftsport, was meinen Ausgleich fördert und meine Belastbarkeit unterstreicht.

SPRACHKENNTNISSE

Deutsch | Muttersprache
Englisch | Gute Kenntnisse.
B1
Italienisch | Grundkenntnisse.
A2

BERUFSERFAHRUNG

Spenglerlehre EFZ Jul 2013 – Jul 2016

Wb Bürgin – Grüningen

Ich schloss meine Grundausbildung mit der Note 5 erfolgreich ab.

Spengler Jul 2016 – Dez 2018

Wb Bürgin

Ich sammelte Erfahrungen als ausgebildete Fachperson und führte verschiedene Spenglerarbeiten selbständig aus.

Snowboardlehrer Dez 2018 – Apr 2019

Skischule Engelberg – Engelberg

Ich leitete Erwachsenen- und Kindergruppen und war verantwortlich für deren Sicherheit sowie die sportliche Weiterentwicklung.

Teamleiter Service Jun 2019 – Apr 2020

Gyr Dachservice – Grüningen

Ich war zuständig für die Kontrolle und Reparaturarbeiten im Dachbereich, plante Termine selbständig und überwachte die Zielerreichung. Zudem führte ich vor Ort ein kleines Team von zwei Mitarbeitenden.

Spengler Apr 2020 – Sep 2023

Hersperger – Zumikon

Ich führte Blecharbeiten an Flach- und Steildächern aus, erledigte Vorarbeiten und Produktionsarbeiten in der Werkstatt und nahm Masse direkt auf der Baustelle. Zudem schrieb ich Rapporte und war für die Erstellung von Blitzschutzanlagen und Absturzsicherungen verantwortlich.

Projektleiter Sep 2023 – Aktuell

Solarsys – Hombrechtikon

Ich bin zuständig für den reibungslosen Ablauf auf der Baustelle, koordiniere Termine und Abläufe und übernehme den Vergleich sowie die Bestellung von Materialien. Zudem hole ich Offerten und Bewilligungen ein, führe Besprechungen mit Kunden, nehme Masse auf und erstelle Pläne. Darüber hinaus führe ich Mitarbeitende und unterstütze aktiv auf der Baustelle.

AUSBILDUNG

Spengler EFZ Jul 2013 – Jul 2016

BBW – Winterthur

Snowboardinstructor Dez 2018 – Dez 2018

Swiss Snowsports – Davos

Eidg. Marketingfachmann Mrz 2020 – Jun 2021

Swiss Marketing Academy – Zürich

Dipl. Techniker Energie und Umwelt Okt 2022 – Nov 2025

Teko – Zürich

14.2. Protokoll Vorzeigetermin

Vorzeigetermin 1 10. Juli 2025

Ich habe den ersten Termin zusammen mit Robin wahrgenommen, weil unsere Themen inhaltlich verwandt sind. Wir gaben beide einen kurzen Überblick über unsere geplanten Arbeiten und erläuterten, was der Schwerpunkt dabei ist. Es wurde in meinem Fall hervorgehoben, dass die Planung und die Auswahl der einzelnen Komponenten der Hauptfokus meiner Arbeit darstellen. Der technische Aufbau soll nachvollziehbar erklärt werden, ohne dass man sich zu sehr in Detailberechnungen verliert. Ursula Eschenauer bestätigte die Sinnhaftigkeit dieses Ansatzes und schlug vor, nach den Sommerferien den Stand der Dinge erneut zu prüfen, um sicherzustellen, dass Struktur und Umfang passen. Insgesamt war das Gespräch hauptsächlich dazu da, mir eine Orientierung zu geben; es zeigte mir klar, in welche Richtung ich meine Arbeit als Nächstes lenken sollte.

Vorzeigetermin 2 22. September 2025

Am zweiten Treffen sprach ich nur mit Ursula Eschenauer. Es ging darum, den Fortschritt der Arbeit zu präsentieren und zu überprüfen, ob ich nicht hinter dem Zeitplan bin. Ich stellte den bisherigen Aufbau vor und erklärte kurz, welche Kapitel schon weit fortgeschritten sind. Es war Frau Eschenauer wichtig, dass der rote Faden in der Arbeit klar erkennbar ist und dass die verschiedenen Abschnitte logisch aufeinander folgen. Wir besprachen auch die Rolle des vZEV in meiner Diplomarbeit, weil das Thema abrundet und eine wichtige Funktion für die Zukunft darstellt. Wir führten ein offenes und konstruktives Gespräch, welches mir half, meinen aktuellen Stand einschätzen zu können.

14.3. Modul Datenblatt

AIKO

NEOSTAR

3P54 Einzelglas-Modul
470-500 W

Technische Daten:

- Optimierung bei Teilverschattung
- Besserer Temperaturkoeffizient
- Geringere Zelltemperatur bei Verschattung
- Widerstandsfähigkeit gegen Mikrorissbildung
- Höhere Leistung
- Niedrigere BOS
- Höhere Ästhetik
- Infinite Technology

Tier 1 BloombergNEF

ESG Award Winner

solar award 2023 WINNER

red dot winner 2023

15 Jahre Produktgarantie
Verlängert auf 25 Jahre*

30 Jahre Leistungsgarantie

CE

TÜV Rheinland

Warranty partner

Munich RE

Neostar 3P54

AIKO-A-MCE54Mw

500 W

Maximale Leistung

25,0 %

Wirkungsgrad

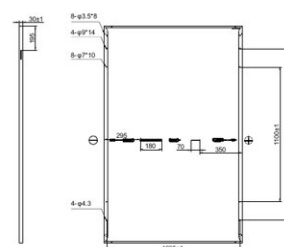
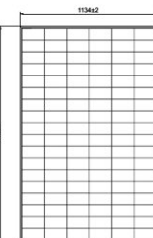
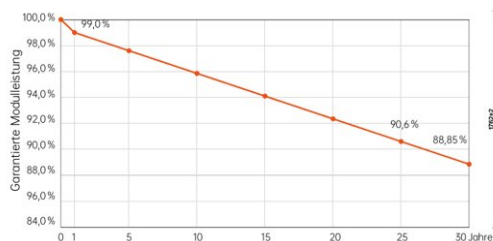
≤ 1 %

Degradation im ersten Jahr

≤ 0,35 %

Jährliche Degradation ab dem zweiten Jahr

Lineare Leistungsgarantie von 30 Jahren



Toleranz
L: ±2 mm
B: ±2 mm
Einheit: mm

Elektrische Eigenschaften (STC: AM1.5 1000 W/m² 25 °C NOCT: AM1.5 800 W/m² 20 °C 1 m/s)

Leistungstoleranz: 0–3 %

Modultyp	AIKO-A470-MCE54Mw		AIKO-A475-MCE54Mw		AIKO-A480-MCE54Mw		AIKO-A485-MCE54Mw		AIKO-A490-MCE54Mw		AIKO-A495-MCE54Mw		AIKO-A500-MCE54Mw	
Testbedingungen	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
P_{max} [W]	470	356	475	360	480	364	485	367	490	371	495	375	500	379
V_{oc} [V]	40,70	38,61	40,80	38,71	40,90	38,80	41,00	38,90	41,10	38,99	41,20	39,09	41,30	39,18
V_{mp} [V]	34,30	32,54	34,40	32,64	34,50	32,73	34,60	32,83	34,70	32,92	34,80	33,02	34,90	33,11
I_{sc} [A]	14,72	11,89	14,76	11,93	14,80	11,96	14,84	11,99	14,88	12,02	14,92	12,06	14,96	12,09
I_{mp} [A]	13,71	10,96	13,81	11,04	13,92	11,13	14,02	11,21	14,13	11,29	14,23	11,37	14,33	11,46
Modulwirkungsgrad	23,5 %		23,8 %		24,0 %		24,3 %		24,5 %		24,8 %		25,0 %	

Produkt-Spezifikationen

Zellentyp	N-Typ ABC
Glas	3,2 mm gehärtetes Glas
Rückseitenfolie	Hoch witterungsbeständige Rückseitenfolie
Rahmen	Schwarz eloxiertes Aluminium
Kabel	4 mm² (IEC) 12 AWG (UL) ±1200 mm
Anzahl der Zellen	108 (6x18)
Anschlussdose	IP68, 3 Bypass-Dioden
Steckverbinder	Original MC4
Gewicht	20,6 kg ± 3 %
Abmessungen	1762x1134x30 mm
Verpackung	37 Stk. pro Palette / 222 Stk. pro 20' GP / 962 Stk. pro 40' HC

Temperaturwerte (STC)

I_{sc} -Temperaturkoeffizient	+0,05 %/°C
V_{oc} -Temperaturkoeffizient	-0,22 %/°C
P_{max} -Temperaturkoeffizient	-0,26 %/°C

Betriebsbedingungen

Betriebstemperatur	-40 °C - +85 °C
Maximale Stromstärke Strangsicherung (A)	25 A
Schutzklasse	Klasse II
Maximale Systemspannung	DC 1500 V
Maximale statische Belastung	Vorderseite 5400 Pa Rückseite 2400 Pa
Hageltest	Hagel mit 40 mm Durchmesser bei 23 m/s
Brandschutzklassifizierung	IEC-Klasse C



www.aikosolar.com
marketing@aikosolar.com

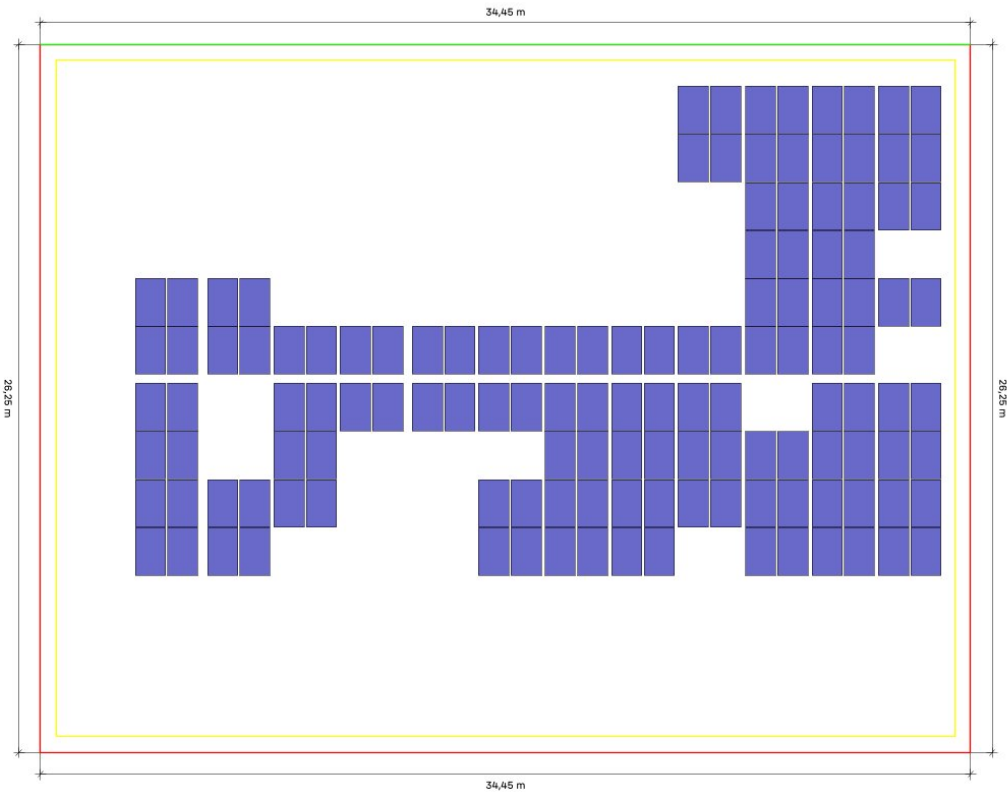
*AIKO behält sich das Recht vor, die Spezifikation ohne vorherige Ankündigung zu aktualisieren.
V2.1.202502.DsDr. EN

14.4. Statikbericht K2 – Variante 1

 | Connecting Strength



Bereich 1

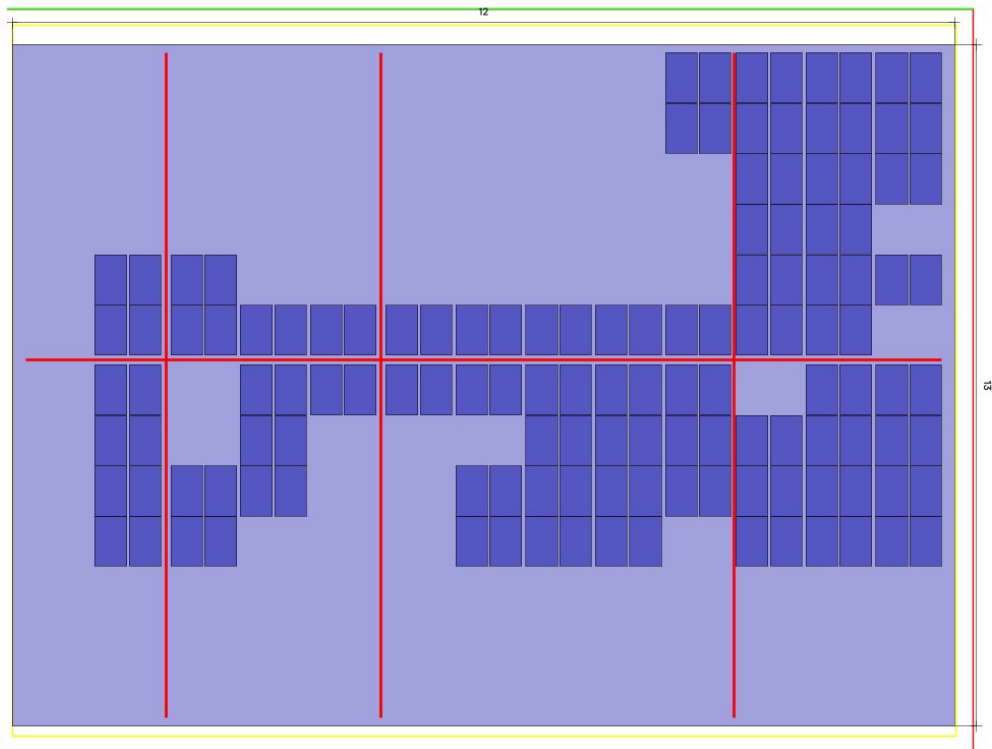


Dach	System	Modul	Höhe	Stückzahl	Gesamtleistung
Bereich 1	D-Dome 6.10 Classic	AIKO-A480-MCE54Mw Neostar 3P54 1.762×1.134×30 mm 480 Wp	9,00 m	130	62.4 kWp
 Flach					

K2 | Connecting Strength



Bereich 1 | Modulfeld 1



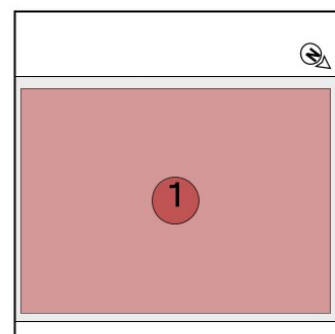
Dach ① Modulfeld ①

Montagesystem
Modul

D-Dome 6.10 Classic
130(62.4 kWp) x AIKO-
A480-MCE54Mw Neostar
3P54

Reihenabstand
Wartungsgang

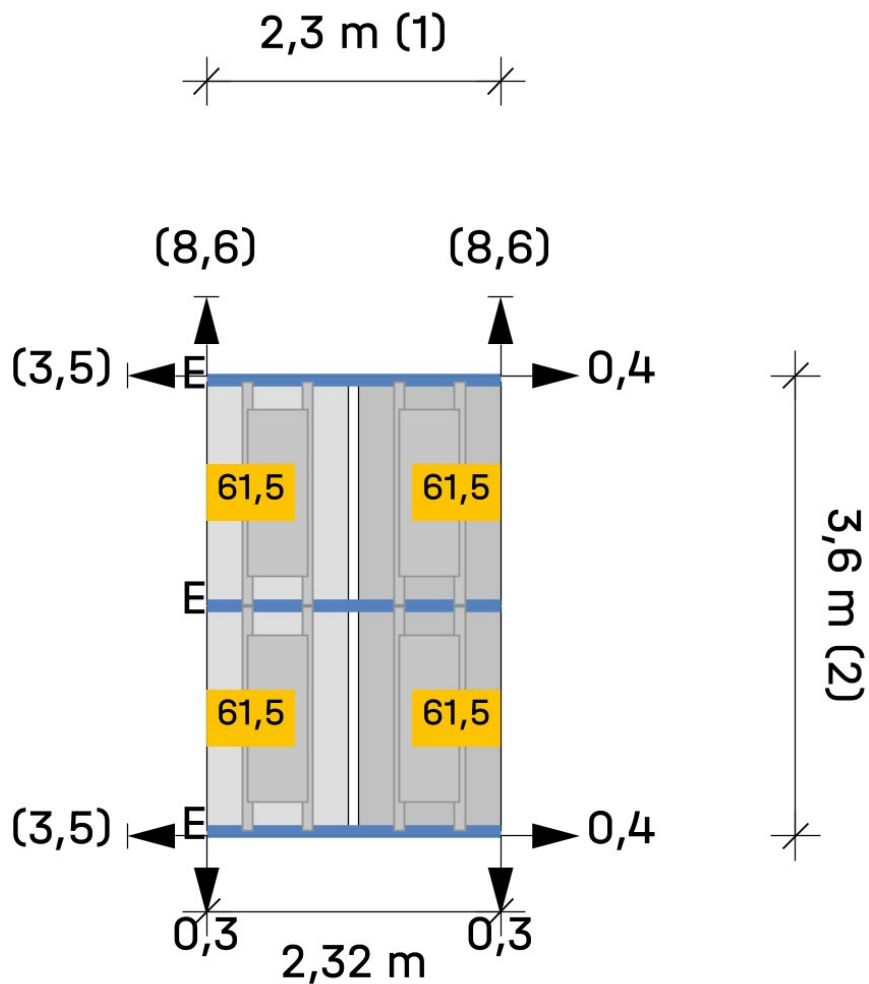
2,46 m
0,14 m



 | Connecting Strength



Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 1

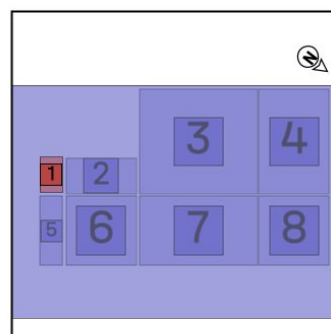


Dach ① Modulfeld ① Modulblock ①

Module $1 \times 2 = 2$

Legende

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

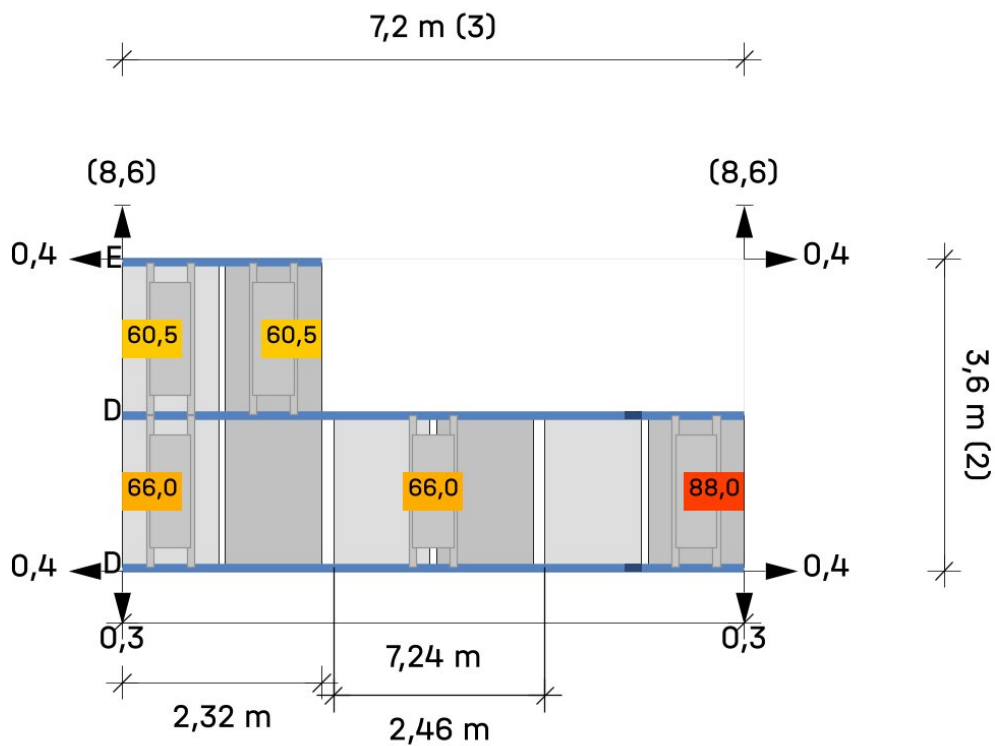


K2 Base Report 3.2.49.0 | 14.08.2025 | Diplomarbeit Variante 1

7/27

 | Connecting Strength


Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 2

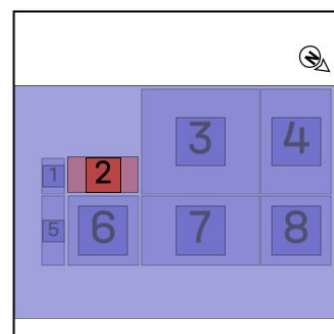


Dach ① Modulfeld ① Modulblock ②

Module $(3 \times 2) - 2 = 4$

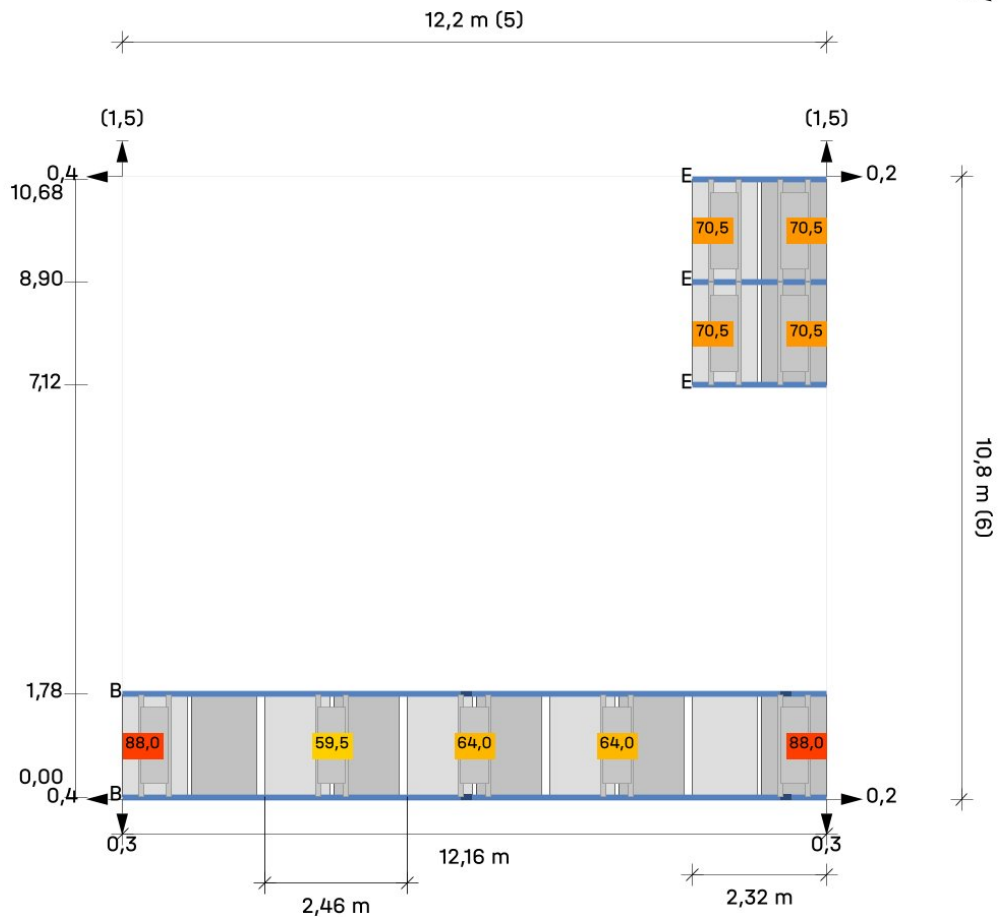
Legende

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





Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 3



Dach ① Modulfeld ① Modulblock 3

Module $(5 \times 6) - 23 = 7$

Legende

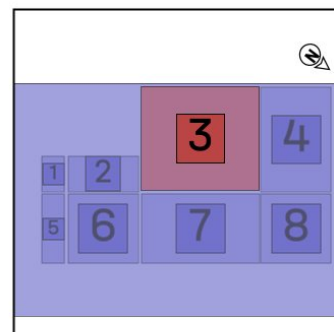
— Montageschiene

Reihenabstand [m]

➤ Abstand zum Dachrand [m]

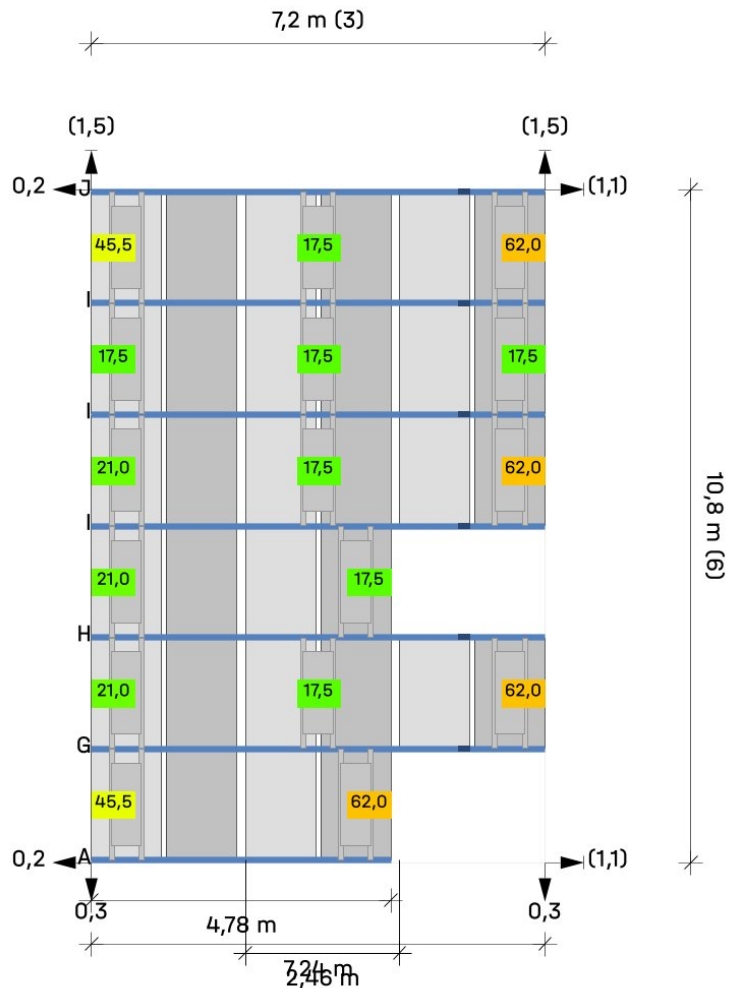
→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

 Porter-Ballast



Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 4



Dach ① Modulfeld ① Modulblock 4

Module $(3 \times 6) - 2 = 16$

Legende

— Montageschiene

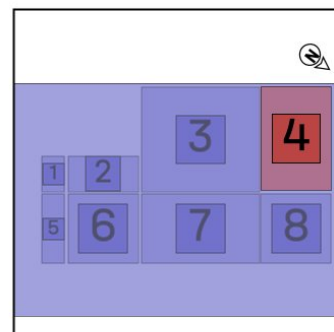
Reihenabstand [m]

➔ Abstand zum Dachrand [m]

→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

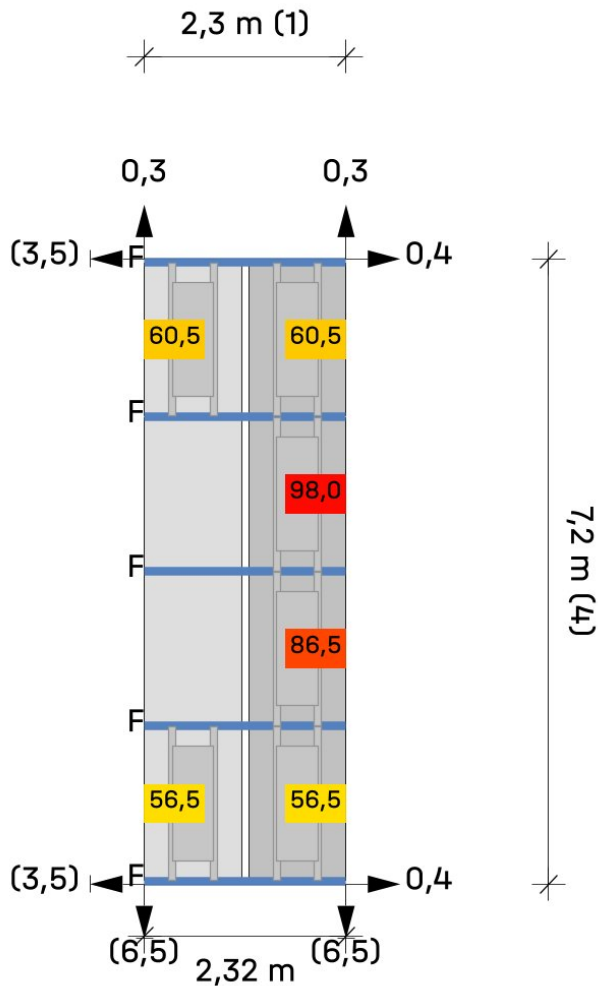
Porter-Ballast



 | Connecting Strength



Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 5

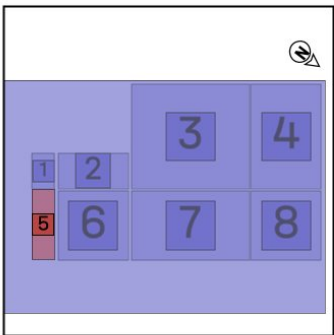


Dach ① Modulfeld ① Modulblock 5

Module 1 × 4 = 4

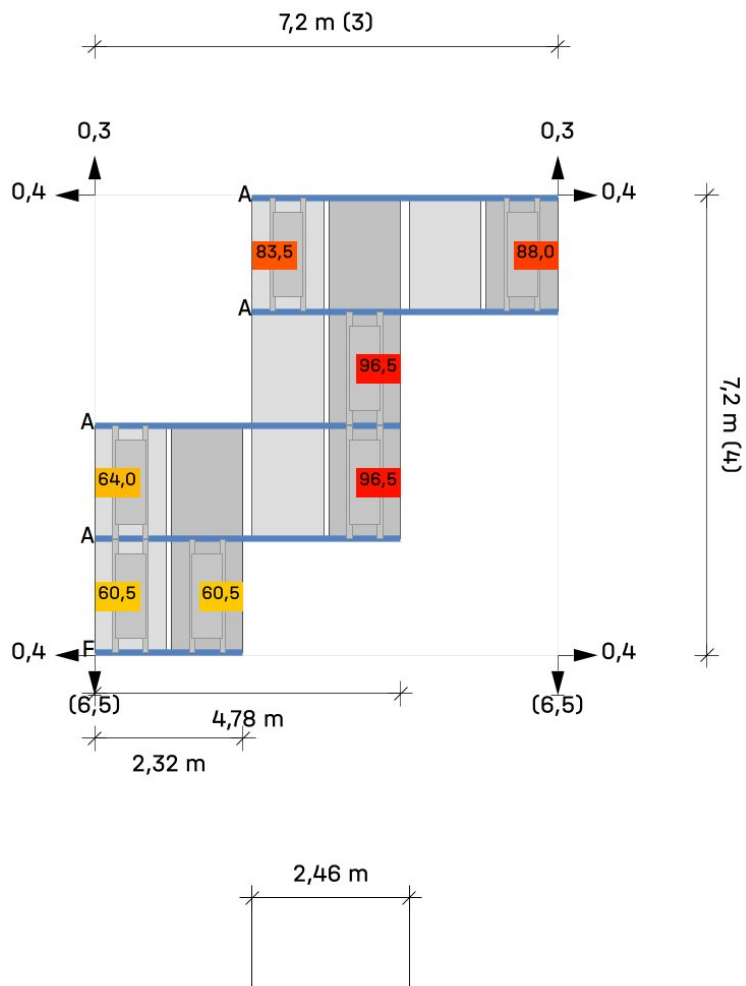
Legende

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



 | Connecting Strength


Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 6

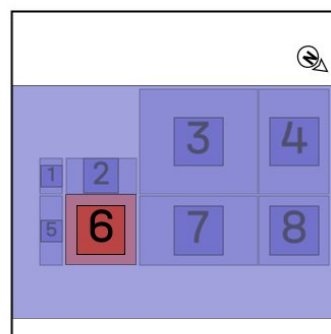


Dach ① Modulfeld ① Modulblock 6

Module $(3 \times 4) - 6 = 6$

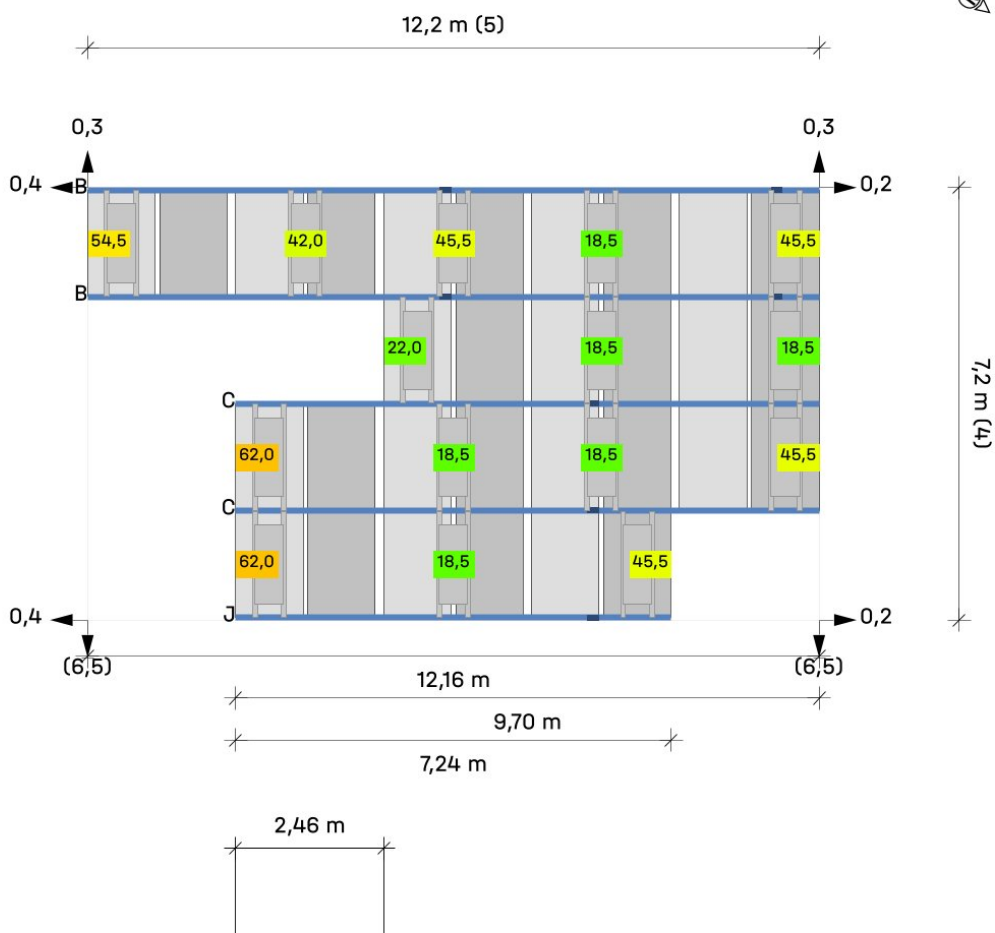
Legende

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



 | Connecting Strength


Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 7

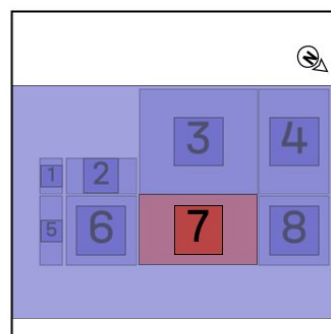


Dach ① Modulfeld ① Modulblock 7

Module (5 × 4) - 5 = 15

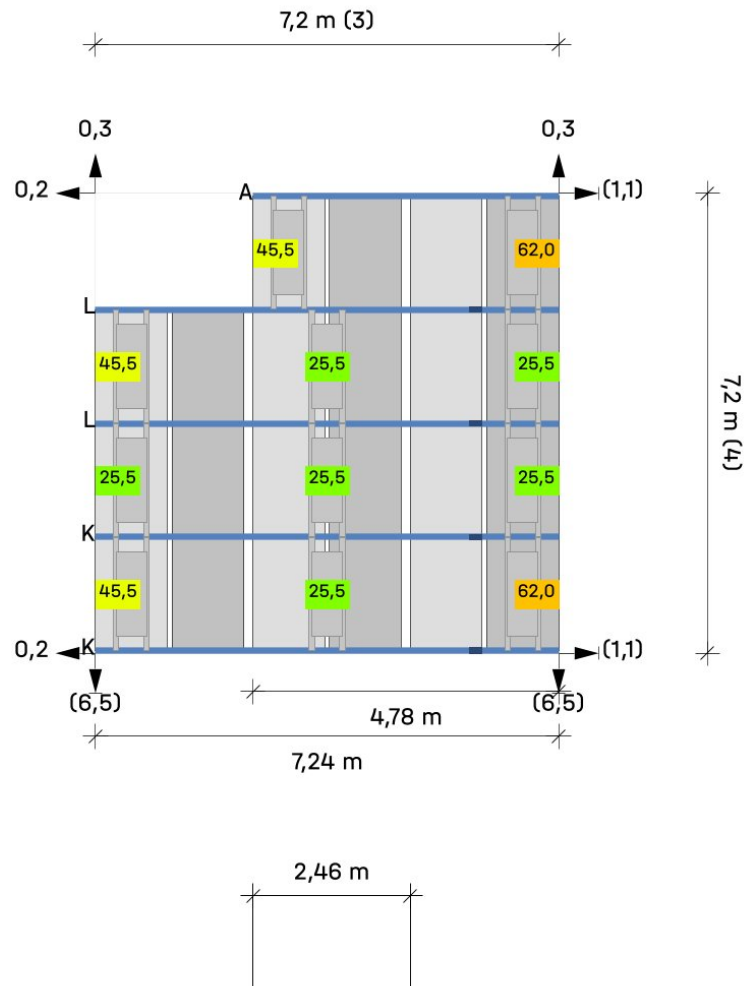
Legende

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





Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 8



Dach ① Modulfeld ① Modulblock 8

Module $(3 \times 4) - 1 = 11$

Legende

— Montageschiene

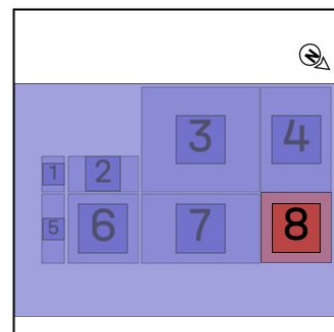
Reihenabstand [m]

➤ Abstand zum Dachrand [m]

→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

Porter-Ballast



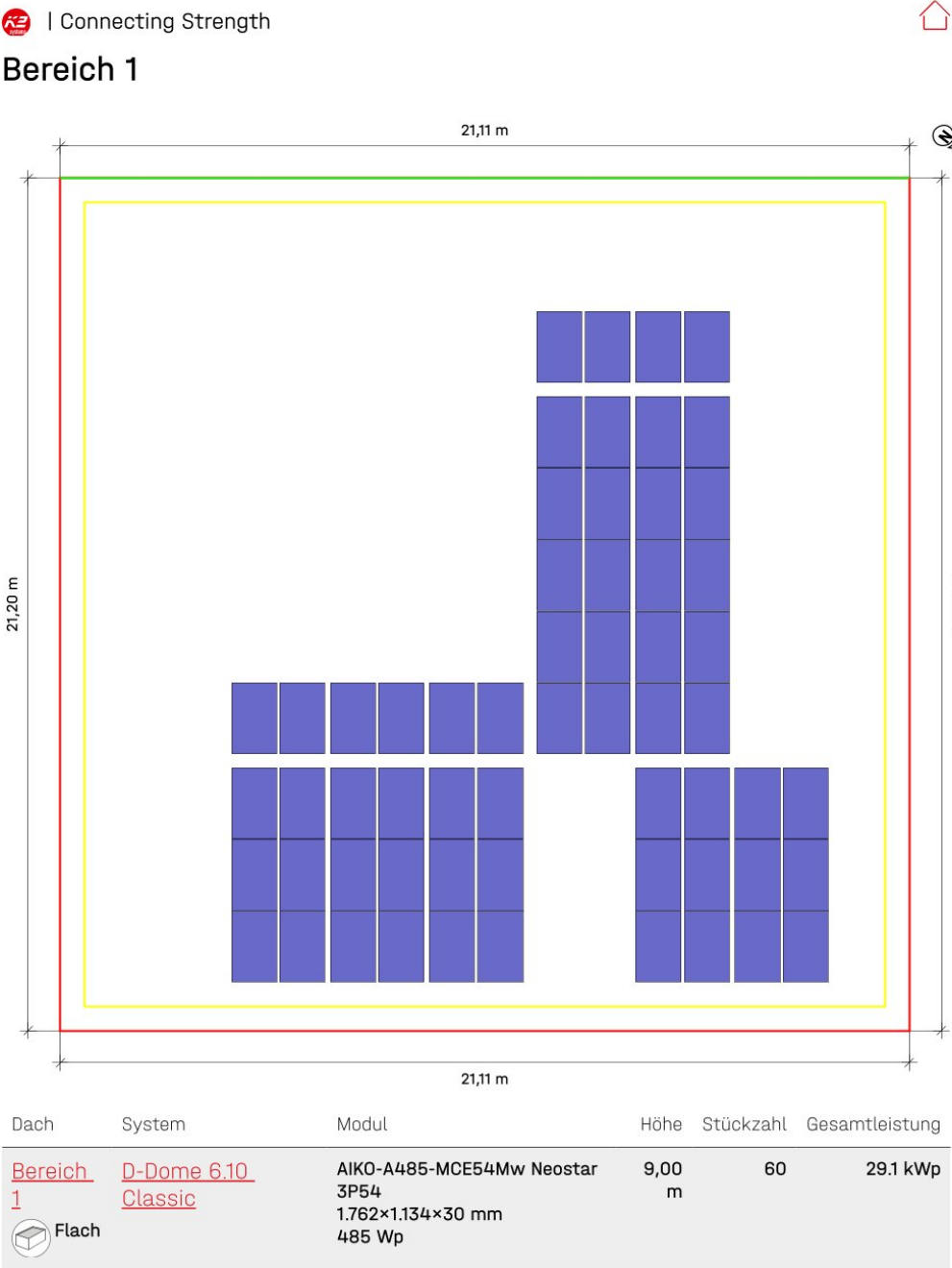
 | Connecting Strength

Ergebnisse | Bereich 1

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	4	246,0	341,00	8,44 m ²	0,40	
Block 2	8	341,0	531,00	17,57 m ²	0,30	
Block 3	14	645,5	978,00	31,01 m ²	0,31	
Block 4	32	524,5	1.284,50	69,31 m ²	0,18	
Block 5	8	418,5	608,50	16,70 m ²	0,36	
Block 6	12	549,5	834,50	25,83 m ²	0,32	
Block 7	30	535,5	1.248,00	65,80 m ²	0,19	
Block 8	22	413,5	936,00	47,72 m ²	0,19	
Summe	130	3.674,0	6.761,50			0,07

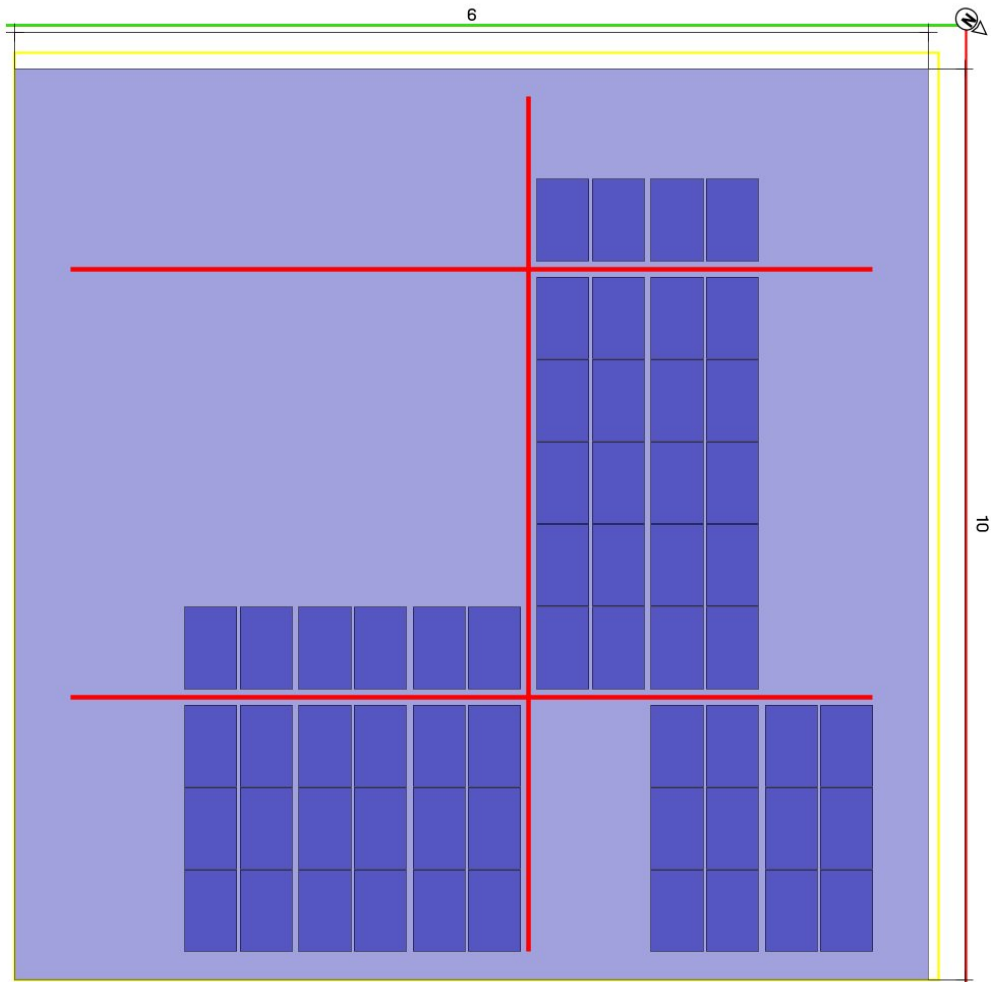
14.5. Statikbericht K2 – Variante 3



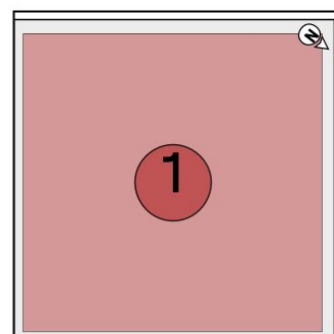
K2 | Connecting Strength



Bereich 1 | Modulfeld 1

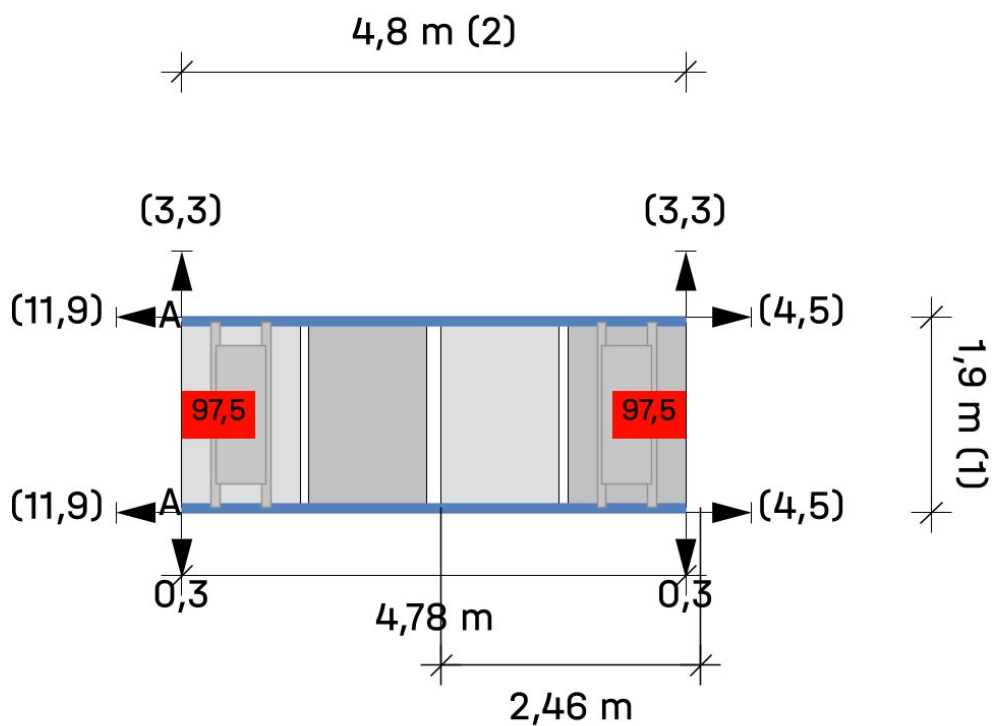


Dach ① Modulfeld ①

Montagesystem
ModulD-Dome 6.10 Classic
60(29.1 kWp) x AIKO-A485-
MCE54Mw Neostar 3P54Reihenabstand
Wartungsgang2,46 m
0,14 m

 | Connecting Strength


Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 1



Dach ① Modulfeld ① Modulblock ①

Module $2 \times 1 = 2$

Legende

— Montageschiene

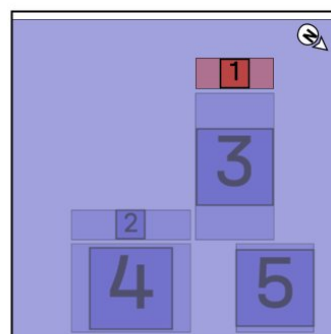
□ Reihenabstand [m]

→ Abstand zum Dachrand [m]

→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

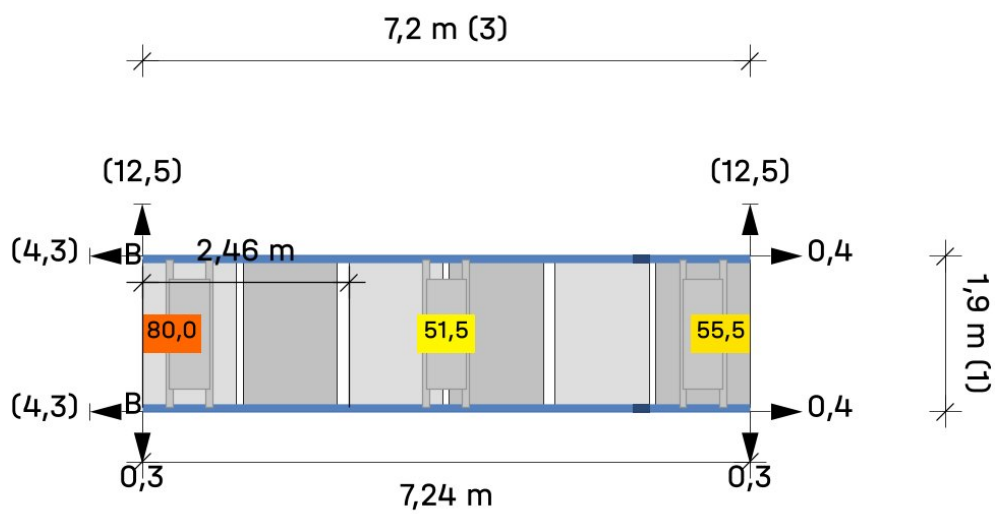
25 Ballast in Kilogramm (kg)

Porter-Ballast





Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 2



Dach ① Modulfeld ① Modulblock ②

Module $3 \times 1 = 3$

Legende

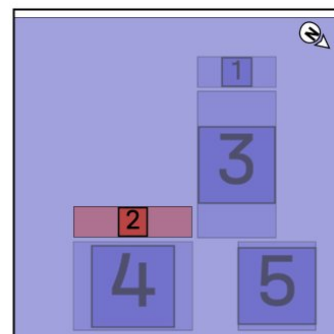
— Montageschiene

Reihenabstand [m]

➤ Abstand zum Dachrand [m]

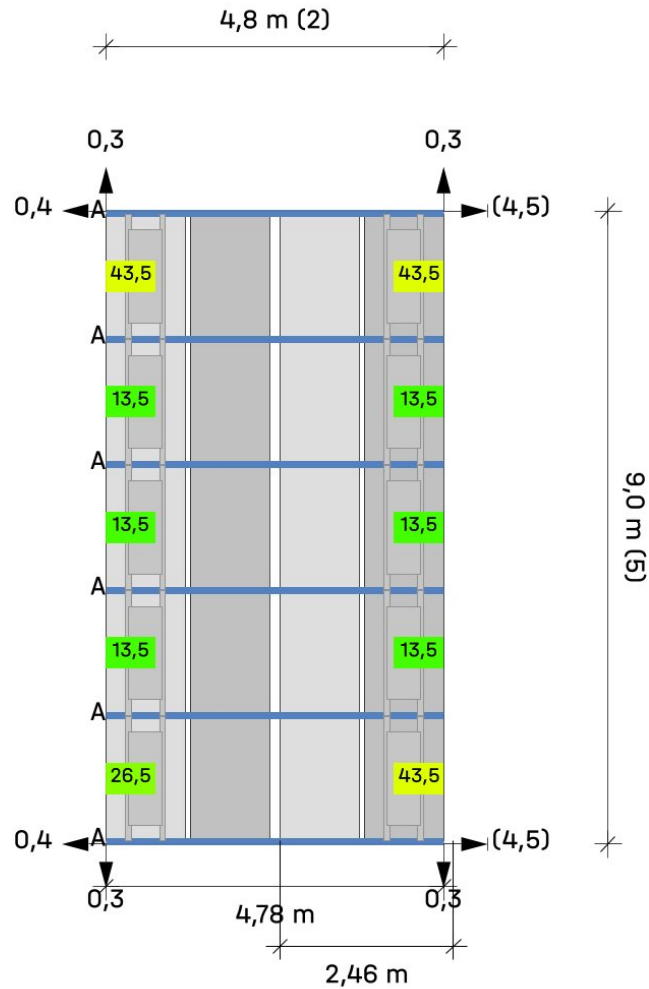
→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

 Porter-Ballast



Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 3



Dach ① Modulfeld ① Modulblock ③

Module	2 × 5 = 10
--------	------------

Legende

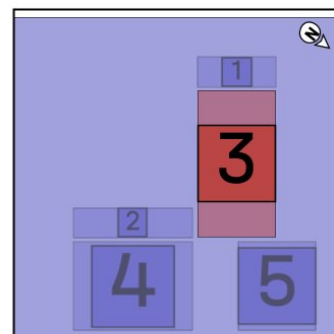
— Montageschiene

Reihenabstand [m]

➤ Abstand zum Dachrand [m]

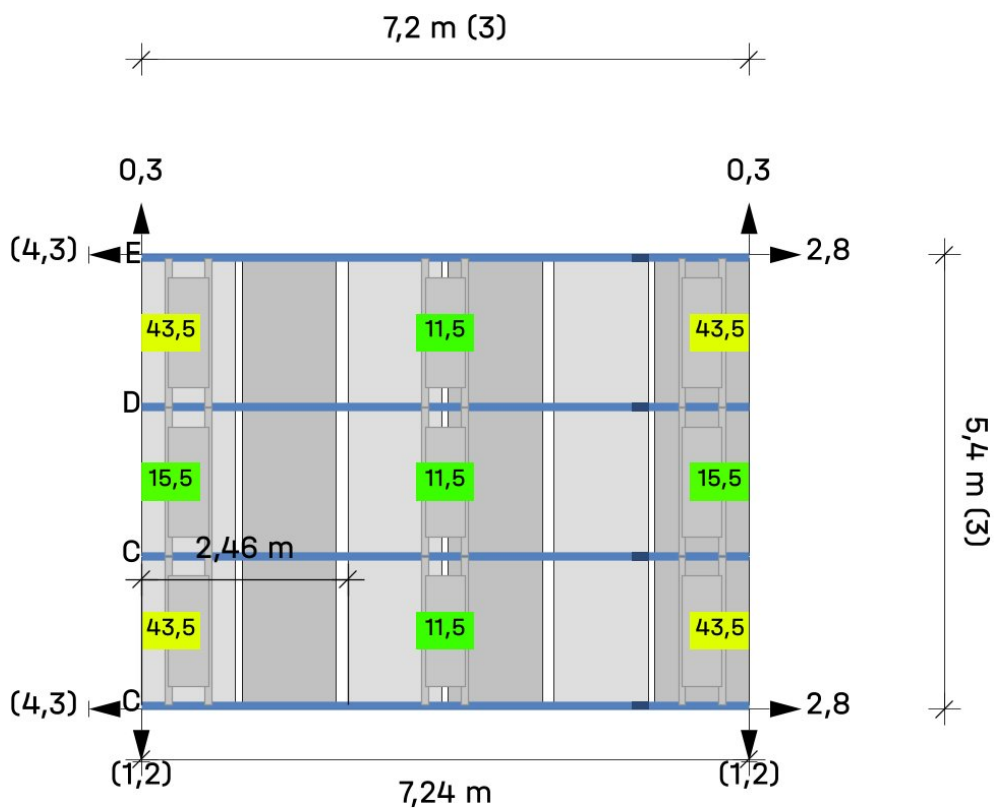
→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

 Porter-Ballast

 | Connecting Strength


Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 4



Dach ① Modulfeld ① Modulblock 4

Module $3 \times 3 = 9$

Legende

— Montageschiene

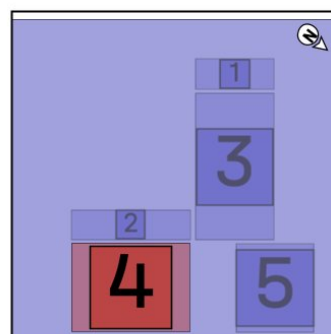
□ Reihenabstand [m]

➔ Abstand zum Dachrand [m]

➔ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

Porter-Ballast

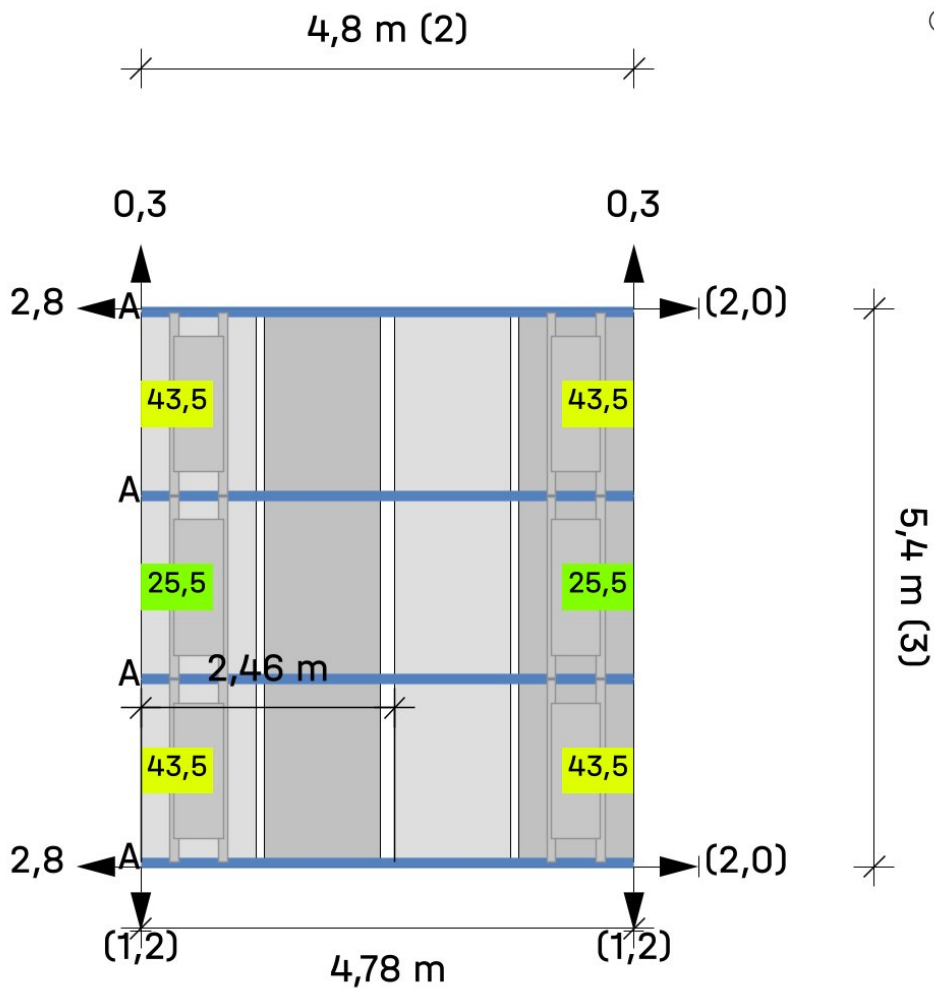


K2 Base Report 3.2.49.0 | 14.08.2025 | Diplomarbeit Variante 3

10/24



Bereich 1 | Modulfeld 1 | Modulblock 5



Dach ① Modulfeld ① Modulblock 5

Module $2 \times 3 = 6$

Legende

— Montageschiene

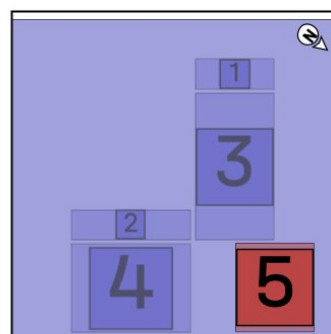
Reihenabstand [m]

→ Abstand zum Dachrand [m]

→ Dist. zum Nachbarmodulblock/Array [m]

25 Ballast in Kilogramm (kg)

Porter-Ballast



 | Connecting Strength

Ergebnisse | Bereich 1

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	4	195,0	290,00	8,87 m ²	0,32	
Block 2	6	187,0	329,50	13,44 m ²	0,24	
Block 3	20	238,0	713,00	42,91 m ²	0,16	
Block 4	18	239,5	667,00	39,21 m ²	0,17	
Block 5	12	225,0	510,00	25,89 m ²	0,19	
Summe	60	1.084,5	2.509,50			0,06

14.6. Wechselrichter – Variante 1

Modell	SOFAR 60KTLX-G3		SOFAR 80KTLX-G3
Eingang (DC)			
Max. Eingangsspannung	1100V		
Nenneingangsspannung	620V		
Einschalt-Spannung	200V		
MPPT-Betriebsspannungsbereich	180V...1000V		
Anzahl der MPP-Tracker	6		
Anzahl der DC-Eingänge	2 pro MPPT		
Max. MPPT-Eingangsstrom	6*32A		6*40A
Max. Eingangskurzschlussstrom	6*50A		6*60A
Ausgang (AC)			
Nennausgangsleistung	60000W		80000W
Max. Scheinleistung	66000VA		88000VA
Max. Ausgangsstrom	100A		133,3A
Nennausgangsspannung	3/N/PE, 230/400Vac		
Ausgangsspannungsbereich	310Vac...480Vac		
Nennausgangsfrequenz	50/60Hz		
Ausgangsfrequenzbereich	45Hz...55Hz/55Hz...65Hz		
Wirkleistung einstellbarer Bereich	0...100%		
THDI	<3%		
Leistungsfaktor	1 (einstellbar 0,8L...0,8C)		
Wirkungsgrad			
Maximaler Wirkungsgrad	98,7%		
Europäischer Wirkungsgrad	98,2%		
Schutzfunktionen			
DC-Verpolungsschutz	Ja		
Inselnetzerkennung	Ja		
Ableitstromüberwachung	Ja		
Erdschlussüberwachung	Ja		
PV-Stringüberwachung	Ja		
DC-Schalter	Ja		
Überspannungsschutz	PV: typ II, AC: typ II		
Allgemeine Daten			
Umgebungstemperaturbereich	-30°C...+60°C		
Eigenverbrauch Nacht	<2W		
Topologie	Transformatorlos		
Schutzart	IP66		
Zulässiger Bereich der relativen Luftfeuchtigkeit	0...100%		
Maximale Betriebshöhe über N.N.	4000 m (>3000 m Leistungsminderung)		
Kühlung	Intelligente Luftkühlung		
Abmessungen (B×H×T)	687×561×275mm		
Gewicht	50kg		
Anzeige	LCD, Bluetooth & App		
Kommunikation	RS485/Wi-Fi		
Normen	IEC/EN 61000-6-2/4, IEC 61000-3-4/5 IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068-1/2/14/30, IEC/EN 62109-1/2 C99, VDE-AR-N 4105, VDE V 0126-1-1, CEI 0-21, EN 50549-1, UNE 217002-2020		

* Alle Spezifikationen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

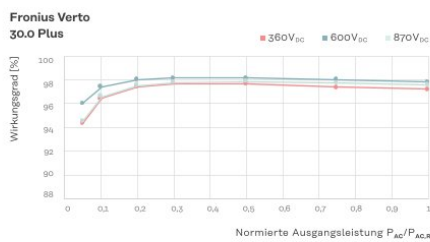
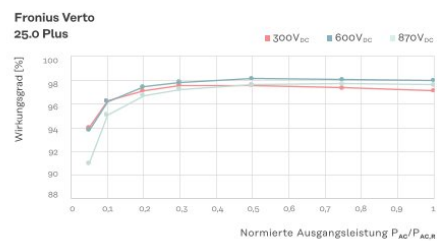
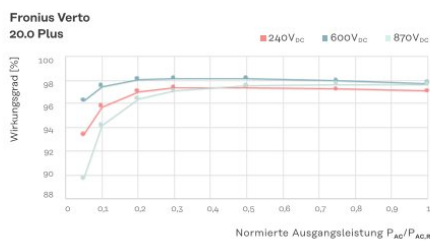
OV2023080202

14.7. Wechselrichter - Variante 3

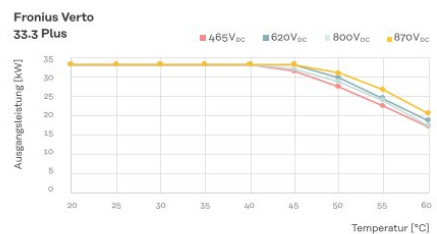
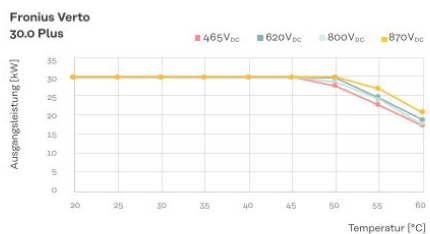
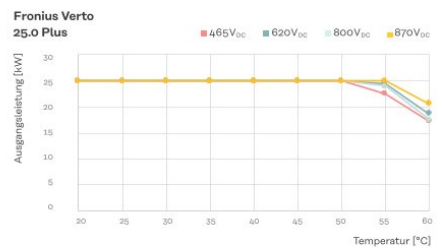
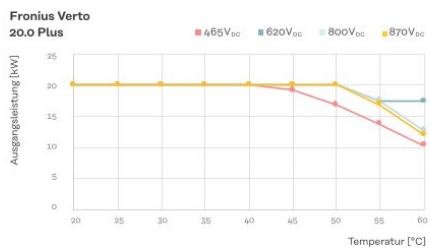
Fronius

Verto Plus

Wirkungsgrad



Leistungsderating



Technische Daten

Verto 15.0 - 20.0 Plus

			Fronius Verto Plus		
			Verto 15.0 Plus	Verto 17.5 Plus	Verto 20.0 Plus
Schnittstellen	WLAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, JSON, 802.11b/g		
	Ethernet LAN RJ45		10/100Mbit; max. 100m, Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, JSON		
	Wired Shutdown (WSD)		Integriert		
	2 x RS485		Modbus RTU SunSpec (Drittanbieter) / Fronius Smart Meter / Batterie		
	6 digitale Eingänge 6 digitale Ein-/Ausgänge		Anbindung an Rundsteuerempfänger, Energiemanagement, Lastmanagement		
	Datalogger und Webserver		Integriert		

Technische Daten

Verto 25.0 - 33.3 Plus

			Fronius Verto Plus		
			Verto 25.0 Plus	Verto 30.0 Plus	Verto 33.3 Plus
Eingangsdaten	Anzahl MPP-Tracker		3	3	3
	Anzahl DC-Anschlüsse je MPPT		2	2	2
	Max. nutzbarer Eingangsstrom je MPPT ($I_{sc \max, MPPT}$)	A	28	28	28
	Max. nutzbarer Eingangsstrom je Strang ($I_{sc \max, Strang}$) ¹	A	28	28	28
	Max. Kurzschlussstrom Modulfeld je MPPT ($I_{sc \max, MPPT}$) ²	A	50	50	50
	Max. Kurzschlussstrom Modulfeld je Strang ($I_{sc \max, Strang}$) ²	A	50	50	50
	Max. Kurzschlussstrom Modulfeld - Wechselrichter ($I_{sc \max, inverter}$) ²	A	150	150	150
	Nominale Eingangsspannung ($U_{dc,n}$)	V	600	600	600
	DC-Eingangsspannungsbereich ($U_{dc \min} - U_{dc \max}$)	V	150 - 1.000	150 - 1.000	150 - 1.000
	Einspeisung Startspannung ($U_{dc \text{ start}}$)	V	150	150	150
	Nutzbarer MPP-Spannungsbereich ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	V	150 - 870	150 - 870	150 - 870
	MPP-Spannungsbereich (bei Nennleistung) ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	V	300 - 870	360 - 870	410 - 870
	Max. nutzbare DC-Leistung - MPPT	W	13.000	13.000	13.000
	Max. nutzbare DC-Leistung - Inverter ³	W	33.250	39.000	39.000
	Max. PV-Generatorleistung - MPPT	Wpeak	20.000	20.000	20.000
	Max. PV-Generatorleistung - Wechselrichter - Inverter	Wpeak	37.500	45.000	50.000
Ausgangsdaten	AC-Nennleistung ($P_{ac,n}$)	W	25.000	29.990	33.300
	Max. Ausgangsleistung	VA	25.000	29.990	33.300
		V_{AC}	380	400	380
	AC-Ausgangsstrom ($I_{ac,n}$)	A	37,90	36,2	45,4
	Netzanschluss ($U_{ac,n}$)	V	3~ (N)PE 380/220; 3~ (N)PE 400/230;	3~ (N)PE 380/220; 3~ (N)PE 400/230;	3~ (N)PE 380/220; 3~ (N)PE 400/230;
	Frequenz (Frequenzbereich)	Hz	50/60 (45 - 65)	50/60 (45 - 65)	50/60 (45 - 65)
	Klirrfaktor	%	< 3	< 1	< 1
	Leistungsfaktor ($\cos \varphi_{ac,n}$)		0-1 ind./cap.	0-1 ind./cap.	0-1 ind./cap.

¹ Ein einzelner String ist technisch in der Lage, den vollen / nutzbaren MPPT-Strom zu verarbeiten. Der max. Strom pro MPPT ist auf 28A begrenzt.

² $I_{sc \text{ pv}} = I_{sc \text{ max}} \geq I_{sc} \text{ (STC)} \times 1,25$ gemäß z.B.: IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

³ Maximale kombinierte Leistung, die parallel für AC-Ausgang und DC-Batterieladung genutzt werden kann.

Technische Daten

Verto 25.0 - 33.3 Plus

			Fronius Verto Plus					
			Verto 25.0 Plus		Verto 30.0 Plus		Verto 33.3 Plus	
Ausgangsdaten Full Backup ⁴	Nom. Ausgangsleistung Full Backup	VA	25.000		29.990		33.300	
	Spitzenausgangsleistung ⁵	VA	50.000		50.000		50.000	
	Nominale Phasenleistung Full Backup	VA	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100
	Unterstützte Phasenschieflast Full Backup ⁶	A	50,0 / 72,5 Spitze		50,0 / 72,5 Spitze		50,0 / 72,5 Spitze	
	Netzanschluss Full Backup	V	380 VAC	400 VAC	380 VAC	400 VAC	380 VAC	400 VAC
	Umschaltzeit	Sek.	~11		~11		~11	
Batterieanschluss	Anzahl DC-Eingänge		1		1		1	
	Max. Eingangsstrom ($I_{dc\ max}$)	A	50		50		50	
	DC-Eingangsspannungsbereich ($U_{dc\ min}$ - $U_{dc\ max}$)	V	150 - 700		150 - 700		150 - 700	
	Anschlusstechnologie DC-Batterie		DC-connectors Stäubli MC4 Evo Stor		DC-connectors Stäubli MC4 Evo Stor		DC-connectors Stäubli MC4 Evo Stor	
	Max. Ladeleistung ⁶	W	33.250		35.000		35.000	
	Max. Entladeleistung ⁶	W	25.000		29.990		33.300	
	Max. Ladeleistung bei AC-Kopplung ⁶	W	25.000		29.990		33.300	
	Kompatible Batterien ⁷		Fronius Reserva, BYD Battery-Box Premium HVM, HVS ⁷					
Allgemeine Daten	Abmessungen (Höhe x Breite x Tiefe)	mm	865 x 574 x 279					
	Gewicht (Wechselrichter)	kg	43					
	Schutzart		IP66					
	Schutzklasse		1					
	Überspannungskategorie (DC / AC) ⁸		2/3					
	Nachtverbrauch	W	<16					
	Kühlung		Aktive Luftkühlung					
	Montage		Innen- und Außenmontage, 90° - 10° Neigung					
	Umgebungstemperatur-Bereich	°C	-25 bis +60					
	Zulässige Luftfeuchtigkeit	%	0-100					
	Geräuschemissionen	dB (A)	< 56,7					
	Max. Höhe über Meeresspiegel	m	3.000 / 4.000					
	DC Anschlussstechnologie		DC-connectors Stäubli Multi Contact MC4					
	AC Anschlussstechnologie		Kabelquerschnitt: 4 - 35 mm² (Al & Cu) Kabelverschraubung: M32 (Ø12-24,5 mm) Vorbereitet für Option 1: M50 Kabelverschraubung (Ø10-35 mm) Option 2: 1.5" Conduit Anschluss					
	Zertifikate und Normerfüllung		IEC 62109-1/-2; VDE-AR-N 4105:2018; R25;					
	Herstellungsland		Österreich					

⁴ Für das Full Backup werden zusätzliche externe Komponenten zur Netzumschaltung benötigt. Detailliertere Informationen dazu finden Sie in der Bedienungsanleitung.

⁵ Ausreichende PV- und Batterieleistung erforderlich. Dauer max. 10s, 400 VAC symmetrisch, abhängig von den Umgebungsbedingungen.

⁶ Abhängig von Strom und Spannung der angeschlossenen Batterie.

⁷ Ausgenommen BYD Battery-Box Premium HVM 8.3 und 3xHVM 22.1. Bei der Kombination mehrerer BYD Batterietürme muss auf die maximal zulässigen Stromstärken geachtet werden.

⁸ Gemäß IEC 62109-1. DIN-Schiene für optionalen Überspannungsschutz Typ 1 + 2 oder Typ 2 erhältlich. Weitere Informationen über die Verfügbarkeit der Wechselrichter in Ihrem Land finden Sie auf www.fronius.com.

Technische Daten

Verto 25.0 - 33.3 Plus

			Fronius Verto Plus		
			Verto 25.0 Plus	Verto 30.0 Plus	Verto 33.3 Plus
Wirkungs- grad	Max. Wirkungsgrad	%	98,16	98,15	98,15
	Europ. Wirkungsgrad (η_{EU})	%	97,74	97,96	97,95
	MPP-Anpassungswirkungsgrad	%	> 99,9	> 99,9	> 99,9
Schutzeinrichtungen	Lichtbogenerkennung - Arc Guard Technology		Ja		
	DC-Isolationsmessung		Ja		
	Überlastverhalten		Arbeitspunktanpassung, Leistungsbegrenzung		
	DC-Trennschalter		Ja		
	Verpolungsschutz		Ja		
	RCMU		Ja		
	DC/AC-Überspannungsschutz		DC Typ 1+2 (IEC 61643-31) / AC Typ 2 (IEC 61643-11)		
Schnittstellen	WLAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, JSON, 802.11b/g		
	Ethernet LAN RJ45		10/100Mbit; max. 100m, Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, JSON		
	Wired Shutdown (WSD)		Integriert		
	2 x RS485		Modbus RTU SunSpec (Drittanbieter) / Fronius Smart Meter / Batterie		
	6 digitale Eingänge 6 digitale Ein-/Ausgänge		Anbindung an Rundsteuerempfänger, Energiemanagement, Lastmanagement		
	Datalogger und Webserver		Integriert		

Ihre Photovoltaik-Anlage kann mehr

Fronius Verto Plus, der anpassungsfähige Hybrid-Wechselrichter für Kleingewerbe, Landwirtschaft und Mehrfamilienhäuser. Durch seine Flexibilität ist er sowohl für den Bau einer neuen PV-Anlage als auch für eine Erweiterung die perfekte Wahl. Mit integrierten Sicherheitsfeatures und innovativem Verschattungsmanagement sorgt der Fronius Verto Plus für einen optimalen Betrieb. Die Sektorenkopplung ermöglicht unser flexibler Wechselrichter mit seinen offenen Schnittstellen. Ladeboxen wie Fronius Wattpilot Flex oder Verbrauchsregler wie Fronius Ohmpilot können so problemlos eingebunden werden.

Mehr Informationen unter
fronius.com/verto-plus

Fronius Schweiz AG
 Oberglatterstrasse 11
 8153 Rümlang
 Schweiz
 pv-sales-swiss@fronius.com
 www.fronius.ch

Fronius Deutschland GmbH
 Fronius Straße 1
 36119 Neuhoof-Dorfborn
 Deutschland
 pv-sales-germany@fronius.com
 www.fronius.de

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 pv-sales@fronius.com
 www.fronius.com

Text und Abbildungen entsprechen dem technischen Stand bei Drucklegung. Änderungen vorbehalten. Alle Angaben sind trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr - Haftung ausgeschlossen. Informationsklasse: Öffentlich. Urheberrecht © 2025 Fronius - Alle Rechte vorbehalten.

DE_V04_Mai 2025

14.8. GAK – Variante 1

Datenblatt

**GAK 2INx6 6MPPT 6ÜS MC4**

TARU AG
Bohlstrasse 16
8240 Thayngen
Schweiz
Tel. +41 52 533 82 33
info@taru.ch
www.taru.ch

**Anschlussfertige Generatoranschlusskästen
Für jede Kundenanforderung die perfekte Lösung**

Zwischen den Solarmodulen und dem Wechselrichter montiert sorgen Generatoranschlusskästen für eine Zusammenschaltung der erzeugten Ströme. Als optimales Verbindungs-, aber auch Schutzsystem. Das Angebot umfasst Lösungen für den Einsatz in Dachanlagen bis hin zu großen Solarparks. Je nach Ausführung enthalten die Kästen Reihenklemmen, Überspannungsschutz, Sicherungen, Lasttrennschalter und Lichtbogendetektoren.

Generatoranschlusskasten für Wechselrichter mit 6 Mpp-Trackern,
geeignet zum Schutz der DC- Seite von je 2 Strings.
Max. Stringsplanung Uoc: < 1100 V.
6x2 Eingänge, Anschluss über Stecker MC4
6x1 Ausgang, Anschluss über Stecker MC4
ohne DC-Schalter
6 Überspannungsableiter Typ I-II, mit Signalkontakt
Schutzart: IP65
Masse HxBxT: 360 x 360 x 171 mm

Allgemeine Bestelldaten

Typ:	GAK 2INx6 6MPPT 6ÜS MC4
Best.-Nr.:	93254
VPE:	1

Erstellungs-Datum: 28.02.2025

1

Datenblatt



GAK 2INx6 6MPPT 6ÜS MC4

TARU AG
 Bohlstrasse 16
 8240 Thayngen
 Schweiz
 Tel. +41 52 533 82 33
info@taru.ch
www.taru.ch

Technische Daten

Abmessungen und Gewicht

Breite	360 mm	Höhe	360 mm
Tiefe	171 mm	Gewicht	6500 g

Ausgänge DC (pro MPPT)

Anschlussart	Steckv. MC4, original	Anzahl Ausgänge DC	1
--------------	-----------------------	--------------------	---

Eingänge DC (pro MPPT)

Anschlussart	Steckv. MC4, original	Anzahl Eingänge DC	2
Sicherung	keine Sicherungen		

Elektrische Eigenschaften DC

$I_{sc} \text{ max. Ausgang} = I_{tot} \times 1.25$

		Eingangsstrom; pro Eingang/total	
Bemessungsspannung	1100V DC	$I_{IN} \text{ pro Eing/tot}$	18/216 A DC
Erdung		Überspannungsschutz	Überspannungsableiter 1100V
ohne Schalter			Klasse I + II mit Rückmeldekontakt

Gehäuse

Montageart	Wandmontage	Schutzart	IP65
Material	Kunststoff		

max. Temperatur: -15°C bis +45°C (Umgebungstemperatur)

Erstellungs-Datum: 28.02.2025

2

14.9. GAK – Variante 3

Datenblatt

**GAK 2INx2 2MPPT 2ÜS MC4**

TARU AG
Bohlstrasse 16
8240 Thayngen
Schweiz
Tel. +41 52 533 82 33
info@taru.ch
www.taru.ch

**Anschlussfertige Generatoranschlusskästen
Für jede Kundenanforderung die perfekte Lösung**

Zwischen den Solarmodulen und dem Wechselrichter montiert sorgen Generatoranschlusskästen für eine Zusammenschaltung der erzeugten Ströme. Als optimales Verbindungs-, aber auch Schutzsystem. Das Angebot umfasst Lösungen für den Einsatz in Dachanlagen bis hin zu großen Solarparks. Je nach Ausführung enthalten die Kästen Reihenklemmen, Überspannungsschutz, Sicherungen, Lasttrennschalter und Lichtbogendetektoren.

Generatoranschlusskasten für Wechselrichter mit 2 Mpp-Trackern,
geeignet zum Schutz der DC- Seite von je 2 Strings.
Max. Stringsplanung Uoc: < 1100 V.
2x2 Eingänge, Anschluss über Stecker MC4,
2x1 Ausgang, Anschluss über Stecker MC4,
ohne DC-Schalter
2 Überspannungsableiter Typ I-II mit Signalkontakt
0.5m PE-Anschlusskabel 16mm²
Schutzart: IP65
Masse HxBxT: 250 x 256 x 140 mm
+ PE Pressverbinder für Erdverlängerung

Allgemeine Bestelldaten

Typ:	GAK 2INx2 2MPPT 2ÜS MC4
Best.-Nr.:	58052_MC4
VPE:	1

Erstellungs-Datum: 03.03.2025

1

Datenblatt



GAK 2INx2 2MPPT 2ÜS MC4

TARU AG
 Bohlstrasse 16
 8240 Thayngen
 Schweiz
 Tel. +41 52 533 82 33
info@taru.ch
www.taru.ch

Technische Daten

Abmessungen und Gewicht

Breite	256 mm	Höhe	250 mm
Tiefe	140 mm	Gewicht	2900 g

Ausgänge DC (pro MPPT)

Anschlussart	Steckv. MC4, original	Anzahl Ausgänge DC	1
--------------	-----------------------	--------------------	---

Eingänge DC (pro MPPT)

Anschlussart	Steckv. MC4, original	Anzahl Eingänge DC	2
Sicherung	keine Sicherungen		

Elektrische Eigenschaften DC

$I_{sc} \text{ max. Ausgang} = I_{tot} \times 1.25$

Bemessungsspannung	1100V DC	Eingangsstrom; pro Eingang/total	
Erdung		I_{IN} pro Eing/tot	18/72 A DC
ohne Schalter		Überspannungsschutz	Überspannungsableiter 1100V Klasse I + II mit Rückmeldekontakt

Gehäuse

Montageart	Wandmontage	Schutzart	IP65
Material	Kunststoff		

max. Temperatur: -15°C bis +45°C (Umgebungstemperatur)

Erstellungs-Datum: 03.03.2025

2

14.10.

Batterie - Variante 1 und 3

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Leistungsstarke Not-/Ersatzstrom- und Off-Grid-Funktionalität
- Preisgekrönte Effizienz dank echter Serienschaltung
- Das patentierte modulare Steckdesign erfordert keine interne Verkabelung und ermöglicht maximale Flexibilität und Benutzerfreundlichkeit
- Kobaltfreie Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (LFP): Maximale Sicherheit, Lebensdauer und Leistung
- Kompatibel mit führenden 1- und 3-Phasen-Wechselrichtern
- Zwei verschiedene Module zur Abdeckung des gesamten Systemgrößenbereichs
- Höchste Sicherheitsstandards wie VDE 2510-50



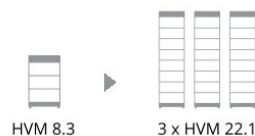
BATTERY-BOX PREMIUM HVS

Eine Battery-Box Premium HVS besteht aus 2 bis 5 HVS-Batteriemodulen, die in Reihe geschaltet sind, um eine Kapazität von 5,1 bis 12,8 kWh zu erreichen. Die direkte Parallelschaltung von bis zu 3 identischen Battery-Box Premium HVS ermöglicht zusätzlich eine maximale Kapazität von 38,4 kWh. Das System kann durch Hinzufügen zusätzlicher HVS-Module oder paralleler HVS-Türme später erweitert werden.



BATTERY-BOX PREMIUM HVM

Eine Battery-Box Premium HVM besteht aus 3 bis 8 HVM-Batteriemodulen, die in Reihe geschaltet sind, um eine Kapazität von 8,3 bis 22,1 kWh zu erreichen. Die direkte Parallelschaltung von bis zu 3 identischen Battery-Box Premium HVM ermöglicht zusätzlich eine maximale Leistung von 66,2 kWh. Das System kann durch Hinzufügen zusätzlicher HVM-Module oder paralleler HVM-Türme später erweitert werden.



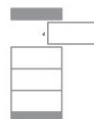
EINFACH. FLEXIBEL



Einfach Installieren
ohne Kabel



Einfach Auslegen
von 5,1 bis 66,2 kWh



Einfach Erweitern
für jede Veränderung
gewappnet

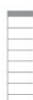


Einfach Leistungsstark
für jede Situation



TECHNISCHE PARAMETER PREMIUM HVS / HVM

				
	HVS 5.1	HVS 7.7	HVS 10.2	HVS 12.8
Batteriemodul	HVS (2,56 kWh, 102,4 V, 38 kg)			
Anzahl Batteriemodule	2	3	4	5
Nutzbare Kapazität ^[1]	5,12 kWh	7,68 kWh	10,24 kWh	12,8 kWh
Max. Ausgangsstrom ^[2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Peak Ausgangsstrom ^[2]	50 A, 3 s	50 A, 3 s	50 A, 3 s	50 A, 3 s
Nennspannung	204,8 V	307,2 V	409,6 V	512 V
Spannungsbereich	160~240 V	240~360 V	320~480 V	400~600 V
Abmessungen (H / W / T)	762 x 585 x 298 mm	995 x 585 x 298 mm	1228 x 585 x 298 mm	1461 x 585 x 298 mm
Gewicht	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

						
	HVM 8.3	HVM 11.0	HVM 13.8	HVM 16.6	HVM 19.3	HVM 22.1
Batteriemodul ^[3]	HVM (2,76 kWh, 51,2 V, 35 / 38 kg)					
Anzahl Batteriemodule	3	4	5	6	7	8
Nutzbare Kapazität ^[1]	8,28 kWh	11,04 kWh	13,80 kWh	16,56 kWh	19,32 kWh	22,08 kWh
Max. Ausgangsstrom ^[2]	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A
Peak Ausgangsstrom ^[2]	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s
Nennspannung	153,6 V	204,8 V	256 V	307,2 V	358,4 V	409,6 V
Spannungsbereich	120~177 V	160~236 V	200~295 V	240~354 V	280~413 V	320~472 V
Abmessungen (H / W / T)	995 x 585 x 298 mm	1228 x 585 x 298 mm	1461 x 585 x 298 mm	1694 x 585 x 298 mm	1927 x 585 x 298 mm	2160 x 585 x 298 mm
Gewicht ^[4]	119~129 kg	153~167 kg	188~205 kg	222~243 kg	257~281 kg	291~319 kg

HVS & HVM

Umgebungstemperatur	-10 °C bis +50°C
Zelltechnologie	Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (Kobaltfrei)
Schnittstellen	CAN / RS485
IP Schutzart	IP55
Batteriewirkungsgrad	≥ 96%
Zertifizierung	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Anwendung	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garantielaufzeit ^[5]	10 Jahre
Kompatible Wechselrichter	Entsprechend BYD Battery-Box Premium HVS / HVM kompatible Wechselrichterliste

[1] Nutzbare DC Kapazität, Testbedingungen: 100% DOD, 0,2C Ladung und Entladung bei +25°C; nutzbare Kapazität ggf. abhängig vom Wechselrichter.

[2] Von -10 °C bis 5 °C wird die Leistung gedrosselt.

[3] Das HVM-Modul gibt es in zwei Versionen mit zwei Arten von Zellen, die getrennt eingesetzt werden. Beide Versionen haben die gleiche Leistung, nur die Gewichte sind unterschiedlich.

[4] Das HVM-Modul verfügt über zwei Versionen mit zwei separat eingesetzten Zelltypen. Beide Versionen haben die gleiche Leistung, jedoch unterschiedliche Gewichte.

[5] Zwei Versionen des HVM-Moduls sind untereinander anpassbar und können in einem Turm gestapelt werden. Die Gewichte des Turms können bei gemischten HVM-Modulen variieren.



BYD Company Limited
www.bydbatterybox.com
Global Sales: batteryboxgrp@byd.com
Global Service: bboxeservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner
Alps Power Pty Ltd
www.alpspower.com.au
service@alpspower.com.au

Battery-Box US Service
www.bydbatterybox.com
bboxeservice@byd.com

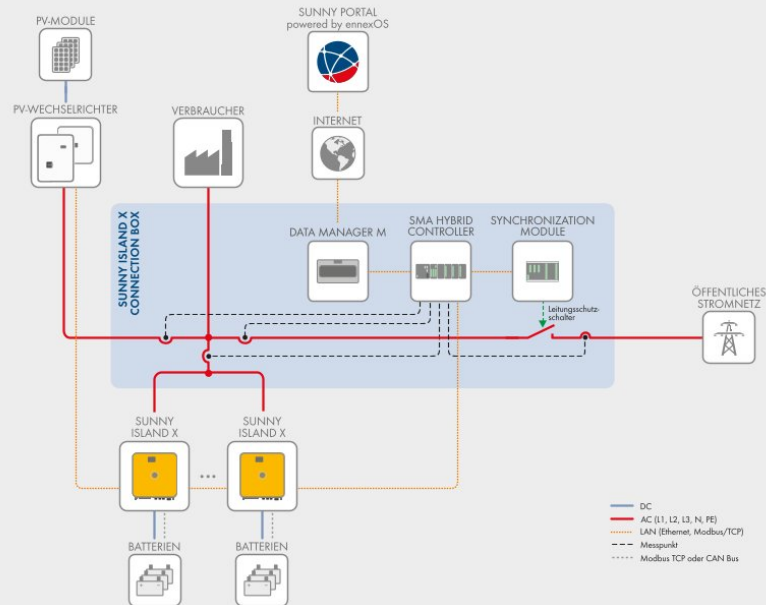
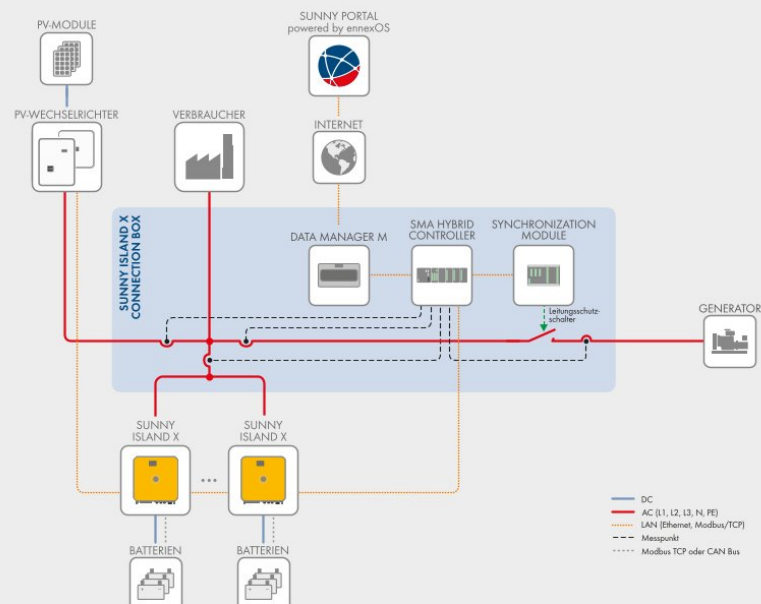
V1.7 DE 

14.11.

Batteriewechselrichter – Variante 1

Sunny Island X Systeme

Die Sunny Island X Connection Box ist die AC-Verteilung für netzunabhängige und Ersatzstromsysteme zum Anschluss und zur Verwaltung aller Systemkomponenten. Mit dem inkludierten Hybrid Controller kann sie verschiedene Systemvarianten mit der Sunny Island X anbieten. Für das Energiemanagement verschiedener Anwendungsfälle sind der Hybrid Controller und der Data Manager M in der Sunny Island X Connection Box vorinstalliert.

Sunny Island X – System mit Netzanbindung**Sunny Island X – System mit Generator**

Technische Daten	Sunny Island X 30	Sunny Island X 50
Batterieanschluss (DC)		
Max. DC-Leistung	30600 W	51000 W
DC-Spannungsbereich (bei 400 V _{dc})	200 V bis 980 V	
Max. nutzbarer Eingangsstrom (I _{dc} max)	150 A	
Batterietyp	Li-Ion (Modbus TCP oder CAN-Bus)	
Netzanschluss (AC)		
Bemessungsleistung bei Nennspannung	30000 W	50000 W
Max. AC-Scheinleistung	30000 VA	50000 VA
Max. Blindleistung	30000 var	50000 var
Nennausgangsstrom	45,6 A pro Phase	75,5 A pro Phase
Überlastfähigkeit	TBD	TBD
Kurzschlussstrom	TBD	TBD
AC-Nennspannung	400 V ³⁾	
AC-Spannungsbereich	187 V bis 528 V	
Bemessungsnetzfrequenz	50 Hz / 60 Hz	
Netzfrequenzbereich	44 Hz bis 66 Hz	
Klirrfaktor Ausgangsspannung	TBD	
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung / Verschiebungsfaktor einstellbar	1 / 0 übererregt bis 0 untererregt	
Schieflastfähigkeit / Anschlussleitungen / Netzform	100 % / 5 (L1, L2, L3, N, PE) / Yn	
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	98,0 % / 97,6 %	98,0 % / 97,2 %
Schutzeinrichtungen		
Netzüberwachung	●	
Übertemperatur / Batterietiefenladung	● / ●	
AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt	● / –	
Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit	●	
Schutzklasse (nach IEC 62109-1) / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1)	I / AC: II	
Allgemeine Daten		
Maße (B / H / T)	772 / 837,3 / 443,8 mm (30,4 / 33 / 17,5 inch)	
Gewicht	104 kg (229 lb)	
Betriebstemperaturbereich	–25 °C bis +60 °C (–13 °F bis +140 °F) mit Derating ab 45 °C	
Geräuschemission, typisch	69 dB(A)	
Standby	25 W	
Topologie / Kühlprinzip	3-phasig / aktiv	
Schutzart (nach IEC 60529 / UL 50E)	IP65 / NEMA 4X	
Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4)	4K4 / 4Z4 / 4S2 / 4M3 / 4C2 / 4B2	
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	95 %	
Ausstattung / Funktion / Zubehör		
Modbus TCP / Speedwire / WLAN	● / ● / ●	
LED-Anzeige (Status / Fehler / Kommunikation)	● / ● / ●	
Energiemanagementfunktionen On-grid (mit integriertem System Manager)	Eigenverbrauchsoptimierung, Lastspitzenkappung, Multi-Use	
Web User Interface / WLAN ²⁾	● / ●	
Anlagenüberwachung	Sunny Portal powered by ennexOS	
LCD Display	○	
Hybrid Controller Funktionen (integriert Sunny Island X Connection Box)		
Unterstützung von Sunny Island X	●	
Schwarzstart	●	
Diesel-off-Mode (Frequenz- und Spannungsregelung)	●	
Wirk- und Blindleistungsregelung (PV und Batterie)	●	
Ausgleichsregelung SOC (Ladezustand)	●	
Dieselgenerator-Management	●	
On-Grid Energiemanagement (Eigenverbrauchsoptimierung, Lastspitzenkappung)	●	
Synchronisierung auf externe AC-Quellen (Netz oder Generator)	●	
System Manager-Funktionen für reine On-grid Anwendungen		
Gesamtzahl der unterstützten Geräte, wenn Sunny Island X der Systemmanager ist ¹⁾	11	
Gesamtzahl der unterstützten Geräte, wenn ein SMA Data Manager M der Systemmanager ist ¹⁾	50	
Zentrale Inbetriebnahme aller Geräte im System	●	
Fernparametrierung von SMA Geräten mit Sunny Portal powered by ennexOS	●	
Zubehör		
Sunny Island X Connection Box (Drittanbieter)	zwei Größen erhältlich: für 10x SI-X und für 16x SI-X	
Für On-Grid Anwendungen ohne Ersatzstrom	600 A (COM-EMETER-A-20) / 200 A (COM-EMETER-B-20)	
Für On-Grid Anwendungen ohne Ersatzstrom	Janitza UMG604	
Typenbezeichnung	SI30-20	SI50-20

● Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar Angaben bei Nennbedingungen Stand: 10/2024

1) Unterstützte Geräte: SMA EV Charger Business (nur Monitoring), SMA PV-Wechselrichter, Sunny Island X, Energy Meter und weitere Modbus-Geräte 2) nur für Inbetriebnahme 3) Die AC-Ausgangsspannung kann eingestellt werden (einstellbar: 208 V, 415 V und 480 V)

14.12.

Offerte Seilssystem - Variante 1



ABS Absturzsicherung AG
 Im Grund 15
 CH-5405 Baden
 Tel. +41 56 483 35 40

info@abs-absturzsicherung.ch
 www.abs-absturzsicherung.ch

CHE-376.335.500 MWST

ABS Absturzsicherung AG, Im Grund 15, 5405 Baden

Solarsys GmbH
 Herr Lukas Rüedi
 Feldbachstrasse 80
 8634 Hombrechtikon

Offerte	Datum: 27.08.2025
Offerten-Nr. 142708 / 0	Kundennummer 1007819
Unsere Referenz Jasmin Schär	Ihre Referenz Lukas Rüedi lukas.ruedi@solarsys.ch
Ihre Anfrage vom 27.08.2025	Kommission Diplomarbeit - Hanselmaa 14, Egg 8132 - Var 1
Versandart Lieferart	
Lieferadresse Rechnungsadresse ist gleich Lieferadresse	

Sehr geehrte Damen
 Sehr geehrte Herren

Wir danken Ihnen für das Interesse an unseren Produkten. Gerne unterbreiten wir Ihnen das gewünschte Angebot.

Angebot gültig bis: 26.09.2025
 Kontaktperson: Richard Weiss +41 56 483 35 29

Seite
 1 / 3

Artikel-Nr. / Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis	Rabatt	Total CHF
---------------------------	-------	---------	-------	--------	-----------

1 Sicherheitshinweis bei Anbindung an Aufständigung bei Photovoltaikanlage!

Die Montagefirma hat den Nachweis zu erbringen, dass die Aufständigung der PV-Anlage den einleitenden Kräften in einem Belastungsfall standhält. Der Nachweis muss schriftlich erfolgen und der Montagedokumentation beigelegt werden.

**Rückhaltesystem SYS IV, überfahrbar. Seildurchmesser 6mm
 für max. 2 Personen gemäss EN 795:2012.**

Montage bauseits

Übertrag
 0.00



Always on top – mit dem ABS E-Shop!
 Jetzt online einkaufen unter: shop.abs-absturzsicherung.ch

		Offerte		Datum: 27.08.2025		Seite
		Offerten-Nr.				2 / 3
		142708 / 0				
Artikel-Nr. / Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis	Rabatt	Total CHF	
Übertrag von Seite 1						
2 LX-SOLAR-50 ABS-Lock X-Solar Edelstahl-Anschlagpunkt ø16mm zum Kontern an K2 Unterkonstruktion, geprüft nach EN 795:2012. Für max. 2 Personen. Überstand: 50mm. Inkl. Befestigungsmaterial.	15.00	Stk	260.10	35.00%	2'536.00	
3 SY-1009-SET-CNS ABS Systemschild Vorgeschriebene Kennzeichnung für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS I-IV aus Edelstahl, bestehend aus: Systemschild & Prüfplakette.	2.00	Stk	48.00	35.00%	62.40	
4 SY-CF-6 ABS CompactForce Edelstahl-Endbefestigung für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS III+IV ø6mm, geprüft nach EN 795:2012. Inkl. Federvorspannung und Skala.	2.00	Stk	574.80	35.00%	747.25	
5 SY-FL ABS ForceLimiter Edelstahl-Kraftbegrenzer für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS I-IV ø6mm/ø8mm, geprüft nach EN 795: 2012. Mit Fallindikator für max. 10kN bei 4 Personen. Inkl. Kettenglied SY-1025.	3.00	Stk	195.70	35.00%	381.60	
6 SY-SEIL-6-20-GK ABS Spezial-Edelstahlseil Spezial-Edelstahlseil ø6mm für Seilsicherungssysteme ABS-Lock III+IV, geprüft nach EN 795:2012. Länge: 20,00m.	1.00	Stk	294.10	35.00%	191.15	
7 SY-SEIL-6-50-GK ABS Spezial-Edelstahlseil Spezial-Edelstahlseil ø6mm für Seilsicherungssysteme ABS-Lock III+IV, geprüft nach EN 795:2012. Länge: 50,00m. Inkl. Gabelkopf.	1.00	Stk	577.20	35.00%	375.20	
8 SY-TIB-6 ABS TI-Bracket Überfahbarer Zwischenhalter für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS IV ø6mm, geprüft nach EN 795:2012. Inkl. Befestigungsmaterial.	7.00	Stk	88.70	35.00%	403.60	
						Übertrag 4'697.20



Always on top – mit dem ABS E-Shop!
Jetzt online einkaufen unter: shop.abs-absturzschutz.ch

Offerte		Datum: 27.08.2025		Seite	
Offerten-Nr.				3 / 3	
142708 / 0					
Artikel-Nr. / Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis	Rabatt	Total CHF
Übertrag von Seite 2					4'697.20
9 SY-TIFC-6 ABS TI-FlexCurve Überfahrbares Kurvenelement von 0° bis 180° für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS IV ø6mm , geprüft nach EN 795: 2012. Inkl. Befestigungsmaterial.	4.00	Stk	286.80	35.00%	745.70
Total Warenwert exkl. MWST					CHF 5'442.90
Mehrwertsteuer					440.88
Total Fakturabtrag inkl. MWST					CHF 5'883.80

Zahlungskonditionen: 30 Tage netto

Lieferfrist: Nach Absprache

Es gelten unsere allgemeinen Geschäftsbedingungen (einsehbar unter www.abs-absturzsicherung.ch).

Es würde uns freuen, wenn Ihnen unser Angebot zusagt und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.



Always on top – mit dem ABS E-Shop!

Jetzt online einkaufen unter: shop.abs-absturzsicherung.ch

14.13.

Offerte Seilssystem – Variante 3



ABS Absturzsicherung AG, Im Grund 15, 5405 Baden

Solarsys GmbH
Herr Lukas Rüedi
Feldbachstrasse 80
8634 Hombrechtikon

ABS Absturzsicherung AG
Im Grund 15
CH-5405 Baden
Tel. +41 56 483 35 40

info@abs-absturzsicherung.ch
www.abs-absturzsicherung.ch

CHE-376.335.500 MWST

Offerte	Datum: 27.08.2025
Offerten-Nr. 142708 / 2	Kundennummer 1007819
Unsere Referenz Jasmin Schär	Ihre Referenz Lukas Rüedi lukas.ruedi@solarsys.ch
Ihre Anfrage vom 27.08.2025	Kommission Diplomarbeit - Hanselmaa 14, Egg 8132 - Var 3
Versandart Lieferart	
Lieferadresse Rechnungsadresse ist gleich Lieferadresse	

Sehr geehrte Damen
Sehr geehrte Herren

Wir danken Ihnen für das Interesse an unseren Produkten. Gerne unterbreiten wir Ihnen das gewünschte Angebot.

Angebot gültig bis: 26.09.2025
Kontaktperson: Richard Weiss +41 56 483 35 29

Seite
1 / 3

Artikel-Nr. / Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis	Rabatt	Total CHF
---------------------------	-------	---------	-------	--------	-----------

1 Sicherheitshinweis bei Anbindung an Aufständigung bei Photovoltaikanlage!

Die Montagefirma hat den Nachweis zu erbringen, dass die Aufständigung der PV-Anlage den einleitenden Kräften in einem Belastungsfall standhält. Der Nachweis muss schriftlich erfolgen und der Montagedokumentation beigelegt werden.

**Rückhaltesystem SYS IV, überfahrbar. Seildurchmesser 6mm
für max. 2 Personen gemäss EN 795:2012.**

Montage bauseits

Übertrag
0.00



Always on top – mit dem ABS E-Shop!
Jetzt online einkaufen unter: shop.abs-absturzsicherung.ch

Offerte		Datum: 27.08.2025			
Offerten-Nr.		Seite			
142708 / 2		2 / 3			
Artikel-Nr. / Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis	Rabatt	Total CHF
Übertrag von Seite 1					
2 LX-SOLAR-50 ABS-Lock X-Solar Edelstahl-Anschlagpunkt ø16mm zum Kontern an K2 Unterkonstruktion, geprüft nach EN 795:2012. Für max. 2 Personen. Überstand: 50mm. Inkl. Befestigungsmaterial.	9.00	Stk	260.10	35.00%	1'521.60
3 L-OT-W ABS-Lock OnTop Weight Anschlagkreuz (150x150cm) (Vlies 300x300cm) mit Auflast für Flachdächer, Edelstahl-Anschlagpunkt ø16mm geprüft nach EN 795:2012. Für max. 1 Person. Beschwerung mit 1300kg (z.B. Kies). Inkl. Befestigungsmaterial.	3.00	Stk	735.30	35.00%	1'433.85
4 L-OT-W-DIA ABS Lock OnTop Weight 1 Diagonalstrebe aus Aluminium zu ABS Lock OnTop Weight.	3.00	Stk	52.50	35.00%	102.40
5 SY-1009-SET-CNS ABS Systemschild Vorgeschriebene Kennzeichnung für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS I-IV aus Edelstahl, bestehend aus: Systemschild & Prüflakette.	2.00	Stk	48.00	35.00%	62.40
6 SY-CF-6 ABS CompactForce Edelstahl-Endbefestigung für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS III+IV ø6mm, geprüft nach EN 795:2012. Inkl. Federvorspannung und Skala.	2.00	Stk	574.80	35.00%	747.25
7 SY-FL ABS ForceLimiter Edelstahl-Kraftbegrenzer für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS I-IV ø6mm/ø8mm, geprüft nach EN 795: 2012. Mit Fallindikator für max. 10kN bei 4 Personen. Inkl. Kettenglied SY-1025.	3.00	Stk	195.70	35.00%	381.60
8 SY-SEIL-6-20-GK ABS Spezial-Edelstahlseil Spezial-Edelstahlseil ø6mm für Seilsicherungssysteme ABS-Lock III+IV, geprüft nach EN 795:2012. Länge: 20,00m.	1.00	Stk	294.10	35.00%	191.15
					Übertrag 4'440.25



Always on top – mit dem ABS E-Shop!
Jetzt online einkaufen unter: shop.abs-absturzschutz.ch

Offerte		Datum: 27.08.2025		Seite	
Offerten-Nr.				3 / 3	
142708 / 2					
Artikel-Nr. / Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis	Rabatt	Total CHF
Übertrag von Seite 2					4'440.25
9 SY-SEIL-6-45-GK ABS Spezial-Edelstahlseil Spezial-Edelstahlseil ø6mm für Seilsicherungssysteme ABS-Lock III+IV, geprüft nach EN 795:2012. Länge: 45,00m.	1.00	Stk	531.00	35.00%	345.15
10 SY-TIB-6 ABS TI-Bracket Überfahrbarer Zwischenhalter für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS IV ø6mm, geprüft nach EN 795:2012. Inkl. Befestigungsmaterial.	5.00	Stk	88.70	35.00%	288.30
11 SY-TIFC-6 ABS TI-FlexCurve Überfahrbares Kurvenelement von 0° bis 180° für Seilsicherungssysteme ABS-Lock SYS IV ø6mm , geprüft nach EN 795: 2012. Inkl. Befestigungsmaterial.	3.00	Stk	286.80	35.00%	559.25
Total Warenwert exkl. MWST				CHF	5'632.95
Mehrwertsteuer	8.10%		5'632.95		456.27
Total Fakturabtrag inkl. MWST				CHF	6'089.20

Zahlungskonditionen: 30 Tage netto

Lieferfrist: Nach Absprache

Es gelten unsere allgemeinen Geschäftsbedingungen (einsehbar unter www.abs-absturzschutz.ch).

Es würde uns freuen, wenn Ihnen unser Angebot zusagt und stehen für Fragen gerne zur Verfügung.



Always on top – mit dem ABS E-Shop!

Jetzt online einkaufen unter: shop.abs-absturzschutz.ch

14.14.

Offerte Baugerüst

**PAMO**

Solarsys GmbH
Herrn Lukas Rüedi
Feldbachstrasse 80
8634 Hombrechtikon

Zetzwil, 15.08.2025 / PatK-Is

Offerte Nr. 39298

**für Gerüstarbeiten an Montage PV-Anlage, Wohn- und Geschäftshaus,
Hanselmaa 14, 8132 Egg bei Zürich**

Sehr geehrter Herr Rüedi

Wir danken Ihnen für die Einladung zur Offertstellung der erwähnten Arbeiten.

Als Beilage erhalten Sie unser Angebot.

Wir würden uns freuen, diesen Auftrag ausführen zu dürfen und sichern Ihnen eine termin- und fachgerechte Arbeitsausführung zu.

Für weitere Auskünfte stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

PAMO GERÜSTE AG

Beilage: erwähnt

PAMO GERÜSTE AG	Mattenweg 36	5732 Zetzwil	Tel. 062 773 26 26	Fax 062 773 26 30	www.pamo.ch	office@pamo.ch
6052 Hergiswil		6340 Baar		7503 Samedan		8820 Wädenswil
Tel. 041 630 40 40		Tel. 041 760 20 77		Tel. 081 852 32 32		Tel. 044 780 60 00
Fax 041 630 41 51		Fax 041 760 23 80		Fax 081 852 32 31		Fax 044 780 60 01

GERÜSTE AG



PAMO

Solarsys GmbH
Herrn Lukas Rüedi
Feldbachstrasse 80
8634 Hombrechtikon

Zetzwil, 15. August 2025 /PatK-ls
CHE-105.804.526/MWST

Offerte Nr. 39298

Projekt: 83876-Montage PV-Anlage, Wohn- und Geschäftshaus, Hanselmaa 14, 8132 Egg bei Zürich

Montage, Demontage und Transport eines Stahlrohrgerüstes nach den Normen der SUVA,
inkl. Miete bis 4 Wochen.

Ausführung gemäss E-Mail von Herrn L. Rüedi vom 13.08.2025.

Arbeits- und Schutzgerüst für die Montage einer PV-Anlage

Pos.	Beschreibung	Eh.	Menge	Preis	Betrag
1	Treppenturm freistehend, einläufig, 1 Podest seitlich, an der Südwestecke.	ml	10.000		
2	Einkleidung des Treppenaufgang mit Gerüstschutznetz, Höhe ca. 4.00 m und Montage einer abschliessbaren Türe mit Vorhängeschloss.	Stk	1		
3	Schutzgeländer , an drei entlang des Dachrand, bestehend aus einem doppelten Seitenschutz mit Geländerpfosten. Mir spez. Klemm- und Montageplatten am abgesetzten Dachrand geklemmt. Mit einem Schutzflies und Unterlagsholz zwischen der Klemme und dem Dachrand.	ml	88.900		
4	Zonenabschränkung , an der Nordwestseite im Bereich des Nachbardach, bestehend aus einer einfach geführten Kunststoffkette, welche mittels Bakenfüssen und Pfosten auf dem Flachdach, Abstand zur Absturzkante min. 2.00 m, aufgestellt wird.	ml	15.000		

PAMO GERÜSTE AG	Mattenweg 36	5732 Zetzwil	Tel. 062 773 26 26	Fax 062 773 26 30	www.pamo.ch	office@pamo.ch
6052 Hergiswil		6340 Baar		7503 Samedan		8820 Wädenswil
Tel. 041 630 40 40		Tel. 041 760 20 77		Tel. 081 852 32 32		Tel. 044 780 60 00
Fax 041 630 41 51		Fax 041 760 23 80		Fax 081 852 32 31		Fax 044 780 60 01

GERÜSTE AG



Offerte Nr. 39298

Projekt: 83876

Montage PV-Anlage, Wohn- und Geschäftshaus,
Hanselmaa 14, 8132 Egg bei Zürich

15.08.2025

Pos.	Beschreibung	Eh.	Menge	Preis	Betrag
5	Schrägabstützungen gegen aussen an Bodenanker, Gerüsthöhe bis 8.00 m.	Stk	3		
6	Sicherheits-Fallschutznetze , nach DIN EN 1263-1-S, im Bereich der Oblichter, mit Spanngurten an der Oblichtzarge befestigt. (Oblichtgrösse ca. 1.20 ml x1.20 mb)	Stk	5		
7	An- und Abtransport des benötigten Gerüstmaterials auf und vom Dach mit mobilem Materiallift oder LKW Kran.	Stk	1		
	Total Gerüste Pos. 1 - 7 inkl. Miete bis 4 Wochen ev. Mehrmiete pro Woche	Pau Wo	1.000 per	6'350.00 80.00	6'350.00

Zwischentotal				CHF	6'350.00
Rabatt	-5.00 %	CHF	6'350.00	CHF	-317.50
Zwischentotal				CHF	6'032.50
Skonto	-2.00 %	CHF	6'032.50	CHF	-120.65
Zwischentotal				CHF	5'911.85
MwSt	8.10 %	CHF	5'911.85	CHF	478.85
Total netto inkl. Mehrwertsteuer				CHF	6'390.70

Zahlungskonditionen

30 Tage netto

Allfällige Gesuche und Bewilligungen für die Benützung des öffentlichen oder privaten Grundes, müssen bauseits vor Beginn der Arbeiten abgeklärt und / oder eingeholt werden.

Montage: nach Absprache
Demontage: nach Absprache

PAMO - GERÜSTE AG

GERÜSTE AG

15. Kompetenzprofil

Tätigkeit: Projektleiter Photovoltaik

Prozess 1

Führung

Bei meiner früheren Arbeit als Service Monteur habe ich auf der Baustelle ein kleines Team geführt. Bei meiner jetzigen Tätigkeit als Projektleiter in der Photovoltaikbranche, bin ich nebst den Bürotätigkeiten auch auf der Baustelle, wo ich schaue das alles rund läuft. Ich führe dort ein kleines Team von Monteuren. Dabei habe ich viele Erkenntnisse gewonnen und weiss nun auch, was für mich die richtige Führungsstrategie darstellt. Ich setze die Mitarbeitenden dort ein, wo sie ihre Stärken besitzen. Das ermöglicht es mir meine Arbeitskollegen möglichst autonom arbeiten zu lassen. So bleiben sie motiviert, da sie ohne ständig Anweisungen zu bekommen, arbeiten können. Wenn jemand in einem Bereich Schwächen hat, oder vermehrt den gleichen Fehler macht, dann ist es mir wichtig dies anzusprechen und in diesem Bereich die Person probieren zu fördern. Durch das Besuchen des Lehrgangs Techniker Energie und Umwelt, habe ich einige interessante Inhalte zum Thema Energie gelernt. Bei vorhandenem Interesse seitens der Mitarbeitenden, gebe ich dieses Wissen auch gerne immer weiter. Da ich in einem baulichen Gewerbe tätig bin, achte ich auch auf die Gesundheit von Personen. Dazu zählt zum Beispiel das eine Person welche Rückenprobleme hat, auch so gut es geht geschont wird, was schwere Lasten betrifft. Ich pflege als verantwortliche Person einen respektvollen und kollegialen Umgang und behandle alle in meinem Team gleich.

Prozess 2

Entscheidungen fällen

Ich fälle bei meiner Arbeit alltägliche Entscheidungen. Ich entscheide mich für Produkte anhand von Gegebenheiten oder Preisen. Ich entscheide mich für mögliche Ausführungsvarianten von PV-Anlagen und beziehe dabei Faktoren ein wie Machbarkeit, Kundenwünsche oder Budget. Dabei begründe ich meine Entscheidungen mit Hilfe von Zahlen und Fakten.

Prozess 3

Projekteplanen

Ich plane Projekte ab dem Kauf der Anlage bis hin zur Ausführung. Bei Unklarheiten frage ich selbstständig bei meinem Vorgesetzten nach oder hole mir externe Hilfe, wenn dies nötig ist. Ich fertige Pläne an, welche für die Bewilligung der Anlage notwendig sind und reiche diese ein. Ich zeichne Pläne, welche für die Verschaltung wichtig sind, oder ich zeichne Schnittzeichnungen, um mitwirkenden Berufsleuten aus anderen Branchen zu zeigen, wie ein bauliches Detail gelöst werden muss. Ich wähle Materialien aus und bestelle diese. Vereinbare Liefertermine und frage nach beim Nichterhalt oder bei kurzfristigen Neubestellungen. Ich informiere mich über neue Produkte und deren Einsetzmöglichkeiten. Ich bestelle Gerüste oder Kranen für Hubarbeiten. Ich plane Spenglerarbeiten und Holzbauarbeiten. Ich hole mir Offerten ein und bespreche die Details auf der Baustelle mit den Spengler und Zimmerleuten. Ich plane Blitzschutzanlagen und lasse diese nach der Abänderung bewilligen von einem GVV-Blitzschutzaufseher. Während der Bauphase informiere ich Kunden über den Ablauf.

Prozess 8
Umfeld berücksichtigen

Ich halte Normen ein beim Installieren der PV-Anlage. Ich achte mich auf Gefahren im Umfeld wie Absturzgefahr, Wetter, Stromschläge und treffe Gegenmassnahmen. Wir binden uns an, wenn Absturzgefahr herrscht, vermeiden Gewitter, sichern lose Gegenstände und achten auf Trennung von Stromkreisen. Ich achte mich auf die Umwelt indem wenn möglich Produkte mit einem kleineren CO₂-Fussabdruck gewählt werden und Abfall in der Deponie richtig getrennt wird.

Prozess 9
Probleme analysieren und lösen

Ich löse Probleme vermehrt im Konstruktiven Bereich. Dort geht es häufig um das Finden von geeigneten Indachanschluss-Lösungen, welche nicht mit Standardprodukten gelöst werden können. Ich finde Lösungen für speziellere Kundenwünsche wie zum Beispiel verschiebbare Solarmodule, oder speziellen Balkon Aufständungen. Auch bei unvorhergesehenen Ereignissen wie Wasserschäden oder Marderschäden während der Bauphase kümmere ich mich um die Lösung des Problems.

Prozess 12
Anlagen projektieren

Ich plane PV-Anlagen. Dabei befasse ich mich mit verschiedenen Themen. Zum Beispiel wähle ich passende Konstruktionen auf Grund von Schneelast- und Windberechnungen. Ich begutachte Dächer auf ihre Festigkeit und evaluiere welche Schritte vor dem Bau einer Anlage zuerst unternommen werden müssen. Ich berechne Leistungen und Jahreserträge von PV-Anlagen. Bei der Verkabelung achte ich auf maximale Spannungs- und Stromwerte und berechne diese. Dabei bringe ich meine Gedanken auf Papier und erstelle, wenn nötig Diagramme zur Veranschaulichung. Ich erstelle Schemas und Pläne, welche ich meinen Mitarbeitenden gebe. Dabei behalte ich stetig Naturwissenschaftliche Aspekte im Hintergrund.

Prozess 13
Daten erfassen und auswerten

Nach dem Bau von PV-Anlagen messe ich Strom, Widerstand und Spannung. Durch diese Messungen entscheide ich, ob alles richtig installiert ist. Ich mache Berechnungen, um zu schauen das jedes Modul angeschlossen ist und notiere die gemessenen Werte. Im Büro betrachte ich falls vorhanden, das Energie Management System. Ich kontrolliere Energieerträge und schaue, ob diese zur Anlagenleistung passen. Falls sie das nicht tun, schaue ich mir Wärmebildaufnahmen an, um zu sehen, ob ein Modul kaputte Zellen aufweist oder sogar das ganze Modul kaputt ist. Ich ermittle Bezugsspitzen und prüfe Möglichkeiten diese zu vermindern.

Prozess 14
Anlagen aufbauen und in Betrieb setzen

Ich baue auch selbst auf der Baustelle PV-Anlagen und kümmere mich darum das alles normgerecht installiert ist. Bei der Montage achte ich auf Genauigkeit und Sauberkeit. Ich berücksichtige stets Wünsche und Anliegen der Kunden. Ich begleite jeden Schritt bis zur Inbetriebnahme der Anlage.