

ZÜRCHER HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSENSCHAFTEN

DEPARTMENT LIFE SCIENCES AND FACILITY MANAGEMENT

INSTITUT FÜR UMWELT UND NATÜRLICHE RESSOURCEN

**Beschleunigung der Energiewende im Kanton Schwyz**

Potentiale und Wirtschaftlichkeit des Photovoltaik-Ausbaus in der Landwirtschaft

Bachelorarbeit

von

**Damian Galli**

Bachelorstudiengang 2019

Umweltingenieurwesen

Abgabedatum: 12. Januar 2023

Fachkorrektor:innen:

Marty, Peter

ZHAW Life Sciences und Facility Management,  
Grüntalstrasse 14, 8820 Wädenswil

Leuenberger, Katrin

Amt für Umwelt und Energie des Kantons Schwyz,  
Kollegiumstrasse 28, 6431 Schwyz

## **Impressum**

### **Institutsname**

ZHAW Life Sciences und Facility Management

Grüentalstrasse 14, 8820 Wädenswil

### **Autor**

Damian Galli

### **Zitierung**

Galli, D (2023, unveröffentlicht). Beschleunigung der Energiewende im Kanton Schwyz: Potentiale und Wirtschaftlichkeit des Photovoltaik-Ausbaus in der Landwirtschaft

### **Schlagworte**

Photovoltaik, Schwyz, Landwirtschaft, Potentialanalyse, Planungshilfe

## Zusammenfassung

Im Hinblick auf den angestrebten Ausbau der Photovoltaik im Kanton Schwyz sollen die Resultate dieser Arbeit den Kanton bei der Erstellung eines Photovoltaikförderprogramms und einer Planungshilfe unterstützen. In einem ersten Teil wird dafür das Photovoltaikstrompotential in der Landwirtschaft ermittelt, womit ein Überblick zu den Ausbaumöglichkeiten geschaffen wird. Es zeigt sich, dass mit dem Ausbau von Photovoltaik in den Landwirtschaftszonen rund 505.2 GWh Strom jährlich produziert werden könnte. Dies entspricht 44.1 % des von Meteotest evaluierten Gesamtpotentials für den ganzen Kanton. Bereits mit dem Ausbau von Photovoltaik auf den Dächern der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons, könnten rund 288.4 GWh Strom jährlich produziert werden. Folglich empfehlen sich Förderungsmassnahmen in der Landwirtschaft dringlich.

In einem zweiten Teil wird eine mögliche Planungsmethode zur Erstellung von Photovoltaikanlagen eingeführt. Anhand dieser Methodik wird ein Beispiel einer herkömmlichen Photovoltaikanlage mit Fokus auf Eigenverbrauch konzeptioniert. Diese wird in einem weiteren Schritt mit einem Batteriespeichersystem erweitert. Es zeigt sich, dass mit beiden Anlagen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren hohe Renditen von 17.21 % und 11.33 % erreicht werden kann. In beiden Fällen ergibt sich eine Payback-Zeit von unter 10 Jahren. Dies ist unter anderem auf die aktuelle Strompreissituation zurückzuführen. Bei niedrigeren Rückspeistarifen könnte sich ein Batteriespeichersystem durchaus als rentabler herausstellen.

## Abstract

In view of the intended expansion of photovoltaics in the canton of Schwyz, the results of this work should support the canton in the creation of a photovoltaic promotion program and a planning aid. In a first part, the photovoltaic power potential in agriculture is determined, which creates an overview of the expansion possibilities. It is shown that with the expansion of photovoltaics in agricultural zones, about 505.2 GWh of electricity could be produced annually. This corresponds to 44.1 % of the total potential evaluated by Meteotest for the entire canton. Already with the expansion of photovoltaics on the roofs of the agricultural enterprises of the canton, about 288.4 GWh of electricity could be produced annually. Consequently, promotion measures in agriculture are urgently recommended.

In a second part, a possible planning methodology for the construction of photovoltaic plants is introduced. Based on this methodology, an example of a conventional photovoltaic plant with focus on self-consumption is conceptualized. This plant is extended in a further step with a battery storage system. It is shown that high returns of 17.21 % and 11.33 % can be achieved with both systems over an observation period of 20 years. In both cases, the payback period is less than 10 years. This is partly due to the current electricity price situation. However, with lower feed-back prices, a battery storage system could prove to be more profitable.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	7
1.1	Ausgangslage.....	7
1.2	Fragestellung.....	8
1.3	Vorgehen.....	9
2	Rahmenbedingungen Photovoltaik.....	10
2.1	Rechtliche Grundlagen auf Bundesebene.....	10
2.2	Rechtliche Grundlagen auf kantonaler Ebene.....	11
2.3	Förderbeiträge.....	11
2.4	Fokus Kanton Schwyz.....	12
2.4.1	Stand des Photovoltaikausbaus im Kanton Schwyz.....	12
2.4.2	Handlungsbedarf.....	14
2.4.3	Bausubstanz in der Landwirtschaft.....	15
2.4.4	Netzsituation und Rückspeistarife.....	16
3	Verarbeitung von Geodaten.....	19
3.1	Überblick und Methodik.....	19
3.2	Software QGIS.....	21
3.3	Datengrundlage.....	21
3.4	Ermitteln der Dachflächen.....	22
3.4.1	Potential 1: Dachflächenpotential Landwirtschaftsbetriebe.....	22
3.4.2	Potential 2: Dachflächenpotential aller Gebäude in den Landwirtschaftszonen.....	23
3.5	Ermitteln des expliziten Potentials.....	24
3.5.1	Ansatz 1: Annäherung über die Formel von Meteotest.....	24
3.5.2	Ansatz 2: Potentialanalyse mit den Daten von Sonnendach, Landwirtschaftsbetriebe.....	24
4	Planung von Photovoltaikanlagen.....	26
4.1	Photovoltaik in der Landwirtschaft.....	26
4.1.1	Übersicht und Eingrenzung.....	26
4.1.2	Wirtschaftlichkeit und Ausblick.....	26

4.2	Festlegen des Vorgehens.....	27
4.3	Planungsmethode.....	28
4.3.1	Stromzähler .....	28
4.3.2	Modullayout .....	28
4.3.3	Unterkonstruktion.....	29
4.3.4	Wechselrichter .....	29
4.3.5	Batteriespeicher .....	29
4.3.6	Sicherheit.....	30
4.3.7	Elektromaterial und weitere Komponenten .....	30
4.3.8	Kostenaufstellung.....	31
4.3.9	Ertragsanalyse und Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	31
4.3.10	Notwendige Dokumente .....	32
5	Ergebnisse Potentialanalyse.....	33
5.1	Angenäherte Dachflächenpotentiale .....	33
5.1.1	Angenähertes Flächenpotential der Landwirtschaftsbetriebe.....	33
5.1.2	Angenähertes Flächenpotential aller Gebäuden in den Landwirtschaftszonen .....	34
5.2	Explizites Strompotential.....	35
5.2.1	Photovoltaikstrompotentiale der angenäherten Dachflächen .....	35
5.2.2	Photovoltaikstrompotentiale mit den Daten von Sonnendach .....	35
5.3	Zusammenfassung und Einordnung der Resultate .....	37
6	Sinnvolle PV-Anlagen für Schwyz als Orientierungshilfe.....	38
6.1	Eingrenzung und Wahl der Anlagentypen.....	38
6.2	Typ 1: Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung .....	38
6.2.1	Planung und Kostenaufstellung.....	39
6.2.2	Ertragsanalyse und Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	46
6.3	Typ 2: Batteriespeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs.....	49
6.3.1	Planung und Kostenaufstellung.....	49
6.3.2	Ertragsanalyse und Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	51

7	Diskussion.....	54
7.1	Beurteilung der Ergebnisse .....	54
7.2	Reflektion .....	55
7.3	Ausblick.....	56
8	Literaturverzeichnis.....	57
	Abbildungsverzeichnis.....	62
	Tabellenverzeichnis .....	63
	Anhang .....	64
	Anhang 1: Datenbankrecherchen nach Stichworten .....	64
	Anhang 2: Excel Potentialberechnung .....	65
	Anhang 3: Datenblatt EN JASolar JAM60S20 370-395 MR BF KR R30.....	69
	Anhang 4: Datenblatt EN Huawei SUN2000-50KTL M3.....	71
	Anhang 5: Meldeformular ausgefüllt .....	73
	Anhang 5: Technisches Anschlussgesuch (TAG) ausgefüllt .....	75
	Anhang 6: Wirtschaftlichkeitsrechnung Anlage Typ 1 .....	76
	Anhang 7: Wirtschaftlichkeitsrechnung Anlage Typ 2 .....	77

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Im Jahr 2015 hat sich die Schweiz international dazu verpflichtet, ihren Treibhausgasausstoss bis 2030 gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Weiter wurde im Jahr 2019 mit der «Energiestrategie 2050» vom Bundesrat beschlossen, dass die Schweiz bis ins Jahr 2050 netto klimaneutral sein soll. Dafür wurde mit einem revidierten Energiegesetz, welchem die Schweizer Stimmbevölkerung 2017 zugestimmt hat, drei Stossrichtungen gesetzlich verankert: Senkung des Energieverbrauchs und Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, Ausbau der erneuerbaren Energien, Ausstieg aus der Atomenergie (Bundesamt für Energie, 2020). In Artikel 2 des eidgenössischen Energiegesetzes (EnG) sind Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gesetzlich verankert. Dabei soll die durchschnittliche inländische Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energie, exklusive Wasserkraft, im Jahr 2035 bei mindestens 11'400 GWh liegen (CH: Energiegesetz (EnG), 2016).

Im Kanton Schwyz wurde am 1. Mai 2022 ein revidiertes Energiegesetz in Kraft gesetzt, welches sich an der «Energiestrategie 2050» des Bundes orientiert. Die Revision bringt neue Regeln für den Wärmeerzeugungsersatz und eine Pflicht zur Eigenstromproduktion bei Neubauten mit sich (Kanton Schwyz, o. J.-c). Weiter hat der Kanton Schwyz mit seiner «Energie- und Klimaplanung 22+» eine wesentliche überarbeitete Klimastrategie erstellt. Dazu wurden in einem ersten Schritt alle bereits durchgeführten Klimaschutz- und Anpassungsmassnahmen gesammelt, so Peter Inhelder, Vorsteher Amt für Energie und Umwelt Schwyz. Im Hinblick auf die vier Hauptthemen: trockene Sommer, heftige Niederschläge, mehr Hitzetage und schneearme Winter wurden rund dreissig Massnahmen und ein Dutzend Empfehlungen in den beiden Bereichen «Energie und Klimaschutz» (EK) sowie «Anpassung an den Klimawandel» (KA) formuliert. Ein grosses Potential findet sich vor allem auch im Energiesektor. Der durchschnittliche Energieverbrauch sei im Kanton Schwyz rund zehn Prozent höher im Rest der Schweiz, was auf den Pendelverkehr und den ländlichen Charakter des Kantons zurückzuführen ist, erklärt Inhelder. Weiter seien rund 70 % des Verbrauchs fossil (Inhelder nach Leibundgut 2022).

Nebst gesetzlichen Vorgaben unterstützt der Kanton mit einem durch CO<sub>2</sub>-Abgaben und kantonale Mittel finanzierten Förderprogramm diverse Massnahmen, welche langfristig zu einer Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses beitragen. Dabei fokussiert sich die Förderung auf den Gebäudesektor. Subventioniert wird beispielsweise der Ersatz einer Öl- oder Gasheizung durch eine Holzheizung oder die Verbesserung der Wärmedämmung von beheizten Gebäuden mit einem Baubewilligungsdatum vor 2000 (Kanton Schwyz, o. J.-b)



Um die Energiewende zu beschleunigen und fossile Anteile am Energieverbrauch zu reduzieren, will der Kanton Schwyz nebst den üblichen Fördermöglichkeiten in Zukunft auch insbesondere auf die Photovoltaik setzen (Inhelder nach Leibundgut 2022). Dafür existiert zurzeit noch kein kantonales Unterstützungsprogramm und eine Planungshilfe aus 2014 ist nicht mehr aktuell. Einzelne Gemeinden verfügen teils über eigene Förderprogramme. Ein kantonales Programm zur Förderung von Photovoltaikanlagen sowie eine Planungshilfe befindet sich derzeit in Bearbeitung (Kanton Schwyz, o. J.-d).

## 1.2 Fragestellung

Im Hinblick auf den angestrebten Ausbau der Photovoltaik im Kanton Schwyz sollen die Resultate dieser Arbeit die Erarbeitung des kantonalen Photovoltaikförderprogramms und die Erstellung einer Planungshilfe unterstützen. Die Arbeit fokussiert sich auf zwei Hauptthemen. In einem ersten Teil soll das Photovoltaikpotential in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz evaluiert werden. Somit soll ein Überblick zu den maximal theoretischen Ausbaumöglichkeiten und den damit verbundenen Stromerträgen geschaffen werden. Es stellen sich folgende Fragen:

- Wie gross ist die Gesamtdachfläche der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz?
- Wie gross ist die Gesamtfläche aller Dächer in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz?
- Wie viel Strom könnte mit dem Ausbau der Photovoltaik in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz produziert werden?

In einem zweiten Teil sollen zwei spezifisch für die Landwirtschaft angepasste Photovoltaikanlagen konzipiert werden. Das Ziel ist es, anhand von Beispielanlagen aufzuzeigen, wie eine wirtschaftlich rentable Anlage realisiert werden kann. Die geplanten Anlagen sollen dabei eine möglichst einfache Lösung präsentieren, um die mit der Skepsis verbundene Hürde zu überwinden. Dieser Teil der Arbeit soll in die Planungshilfe, welche derzeit vom Kanton erarbeitet wird, miteinfließen und diese ergänzen. Das Aufschlüsseln von Planungsschritten soll Privatpersonen bei der Planung einer eigenen Anlage unterstützen oder ihnen ermöglichen, die Arbeit von externen Planungsinstanzen nachzuvollziehen. Es stellen sich folgende Fragen:

- Welche Faktoren machen eine Photovoltaikanlage in der Landwirtschaft wirtschaftlich rentabel?
- Welches sind gängige Techniken, Systeme oder Methoden des Photovoltaikbaus in der Landwirtschaft?
- Wie plant man eine kostengünstige, technisch unkomplizierte Photovoltaikanlage auf dem Dach eines landwirtschaftlichen Ökonomie- oder Wohngebäudes?

### 1.3 Vorgehen

In einem ersten Schritt wurde für die Arbeit eine Zielgruppe definiert. In Absprache mit dem kantonalen Amt für Energie und Umwelt ergaben sich zwei sinnvolle mögliche Optionen: Landwirtschaft oder öffentliche Verwaltung. Da für die öffentliche Verwaltung schon viele Daten vorhanden sind und der zögerliche Ausbau der Photovoltaik auf Personalengpässe und nicht auf den politischen Willen zurückzuführen ist, wurde so der Fokus der Arbeit auf die Landwirtschaft des Kantons ausgerichtet (K. Leuenberger, persönliche Kommunikation, 26. August 2022). Durch diese Eingrenzung der Betrachtung können spezifischere Resultate erarbeitet werden.

Um in einem ersten Teil der Arbeit das Photovoltaikpotential in den Landwirtschaftszonen zu evaluieren, werden verschiedene Ansätze betrachtet. Ausgehend von einer Literaturrecherche und einem Austausch mit den kantonalen Behörden wird die Potentialanalyse mit einem geografischen Informationssystem (GIS) durchgeführt. Dafür wird die Open-Source-Software «QGIS» verwendet, welche für die professionelle Verarbeitung von Geodaten ausgelegt ist (QGIS, o. J.). Mit geeigneten Datensätzen sollen so alle Dachflächen von landwirtschaftlichen Betrieben ausfindig gemacht werden. In einem ersten Schritt müssen dafür geeignete Datensätze gefunden werden, um dann in einem zweiten Schritt ein Vorgehen zu entwickeln, mit welchem sich die Potentialanalyse auch mit anderen Datensätzen durchführen lässt. In einem dritten Schritt sollen mit dem entwickelten Verfahren verschiedene Datensätze verarbeitet werden, und mögliche Differenzen in den Resultaten festgehalten werden. Allenfalls werden dafür auch Parameter am Verfahren verändert. Die erhaltenen Resultate werden abschliessend verglichen und diskutiert.

Im zweiten Teil der Arbeit werden zwei spezifisch für die Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz geeignete Beispielphotovoltaikanlagen entwickelt. Dafür muss in einem ersten Schritt evaluiert werden, welche relevanten Rahmenbedingungen für PV-Anlagen in der Landwirtschaft existieren und ob in Schwyz explizite Unterschiede zu anderen Kantonen bestehen. In einem zweiten Schritt werden der Stand der Technik und die im Markt vorherrschende Trends evaluiert. Weiter werden für die explizite Planung gängige Methoden aufgeschlüsselt. In einem letzten Teil werden, ausgehend von der Recherchearbeit, zwei für die Landwirtschaft im Kanton Schwyz sinnvolle Anlagentypen definiert. Für beide Typen wird mit den vorgängig eingeführten Planungsmethoden je eine Beispielanlage konzipiert. Diese sollen kostengünstig und technisch unkompliziert sein. Auch soll für die Anlagen jeweils eine grobe Wirtschaftlichkeitsprüfung durchgeführt werden, die aufzeigt, mit welchen Erträgen zu rechnen ist und in welchem Rahmen sich die finanzielle Paybacktime bewegt. Abschliessend werden die Resultate verglichen und diskutiert.

## 2 Rahmenbedingungen Photovoltaik

### 2.1 Rechtliche Grundlagen auf Bundesebene

Bautätigkeiten, Installationen und Bewilligungen von Photovoltaikanlagen sind in der Schweiz in ein rechtliches Regelwerk eingebettet. Für Solaranlagen regelt das Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) in Artikel 18a die Bewilligungspraxis. Grundsätzlich bedürfen auf Dächer genügend angepasste Solaranlagen in Bau- und Landwirtschaftszonen keine Baubewilligung, sondern sind lediglich der zuständigen Behörde zu melden. Das kantonale Recht kann weiter ästhetisch weniger empfindliche Bauzonen festlegen, in welchen auch andere Solaranlagen ohne Baubewilligung erstellt werden können. Auch können Kantone aber Schutzzonen mit einer Baubewilligungspflicht bestimmen. Auf Natur- und Kulturdenkmälern gilt jedoch in der ganzen Schweiz stets eine Bewilligungspflicht, wobei diese Denkmäler nicht wesentlich beeinträchtigt werden dürfen. Bei anderen Bauten gehen die Interessen an der Nutzung von Solarenergie grundsätzlich den ästhetischen Anliegen vor (CH: Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG), 1979).

Die eidgenössischen Raumplanungsverordnung (RPV) macht in Artikel 32a und 32b detailliertere Vorgaben für die Erstellung von Solaranlagen. Artikel 32a regelt bewilligungsfreie Solaranlagen. Diese gelten als genügend auf einem Dach angepasst (vgl. Art. 18a RPG), wenn sie die Dachfläche im rechten Winkel um maximal 20 cm überragen und von vorne und oben gesehen nicht darüber hinausragen. Weiter muss die Anlage nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt werden und als eine kompakte Fläche zusammenhängen. Das kantonale Recht kann weiter Gestaltungsvorschriften zur Wahrung von berechtigten Schutzanliegen machen. Für Flachdächer gelten neu ab dem 01. Juli 2022 alternativ auch andere Bedingungen anstelle der eben genannten. So gelten Solaranlagen auch als genügend angepasst, wenn sie die Oberkante des Dachrandes um höchstens einen Meter überragen und von der Dachkante so weit zurückversetzt sind, dass man sie in einem Winkel von 45 Grad vom Boden aus nicht mehr sieht. Jedoch müssen auch diese nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt werden. In jedem Fall sind aber auch bewilligungsfreie Vorhaben vor Baubeginn der zuständigen Behörde zu melden (CH: Raumplanungsverordnung (RPV), 2000).

In Artikel 32b werden Kulturdenkmäler von kantonaler oder nationaler Bedeutung definiert. Dazu gehören Objekte vom Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder (ISOS) mit Erhaltungsziel A und Kulturgüter von nationaler und regionaler Bedeutung, die in einem anderen vom Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG) gestützten Inventar verzeichnet sind. Weiter dazu gehören Objekte, welche beruhend auf anderen Gesetzesartikel, unter Schutz gestellt wurden (CH: Raumplanungsverordnung (RPV), 2000).

Auch können seit dem 01. Juli 2022 gemäss Artikel 32c RPV Solaranlagen mit Netzanschluss auch ausserhalb von Bauzonen als standortgebunden gelten und erlaubt werden, wenn sie eine optische Einheit mit voraussichtlich längerfristig bestehenden Bauten oder Anlagen bilden oder sich schwimmend auf einem Stausee oder einem anderen künstlichen Gewässer befinden. Sie gelten auch als standortgebunden, wenn sie in wenig empfindlichen Gebieten Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken oder entsprechenden Versuchs- oder Forschungszwecken dienen (CH: Raumplanungsverordnung (RPV), 2000).

## 2.2 Rechtliche Grundlagen auf kantonaler Ebene

Im Kanton Schwyz gelten die Bedingungen für Solaranlagen in Bau- und Landwirtschaftszonen gemäss Art. 18a RPG und Art. 32a, b und c der eidgenössischen RPV. Ist eine Solaranlage genügend an das Dach angepasst, gilt lediglich eine Meldepflicht. Dafür findet man auf der offiziellen Website des Kantons ein Meldeformular, welches mindestens 30 Tage vor Baubeginn beim zuständigen Bauamt je nach Gemeinde elektronisch oder physisch eingereicht werden muss (Kanton Schwyz, o. J.-a). Für Photovoltaikanlagen besteht im Kanton Schwyz zudem eine Brandschutzbewilligungspflicht gemäss Artikel 2 und 3 der Feuerschutzverordnung (FSV) des Kantons (SZ: Feuerschutzverordnung (FSV), 2013). Dafür kann das Meldeformular der Solaranlage zusätzlich als Gesuchsformular für die Brandschutzbewilligung verwendet werden. Dieses muss an die zuständige Brandschutzfachstelle weitergeleitet werden (Kanton Schwyz, o. J.-a).

## 2.3 Förderbeiträge

Für PV-Anlagen existieren zwei offizielle Förderprogramme des Bundes: Das Einspeisevergütungssystem (KEV) und die Einmalvergütung (EIV). Beide Programme werden über die Pronovo AG abgewickelt, welche vom Bund dazu beauftragt wurde (Pronovo AG, o. J.-a).

Grosse PV-Anlagen ab 100 kWp (Kilowattpeak, installierte Nennleistung einer PV-Anlage in kW) können grundsätzlich dem KEV beitreten und erhalten eine Einspeisevergütung. Das KEV lief jedoch Ende 2022 aus. Ab dann werden keine neuen Anlagen mehr in das Fördersystem aufgenommen. Aufgrund der langen Warteliste werden auch voraussichtlich nur noch Anlagen in das KEV aufgenommen, welche bis zum 30. Juni 2012 angemeldet wurden (Bundesamt für Energie, 2019).

Neu ist also die EIV das Fördersystem für alle PV-Anlagen. Dabei wird unterschieden zwischen der Einmalvergütungen für kleine Photovoltaikanlagen unter 100 kWp (KLEIV) und der Einmalvergütungen für grosse Photovoltaikanlagen über 100 kWp (GREIV). Die beiden Systeme unterscheiden sich darin, dass bei kleinen Anlagen die Anmeldung erst nach der Inbetriebnahme erfolgen darf, während grosse Anlagen über 100 kWp bereits vor der Inbetriebnahme angemeldet werden können. In beiden Fällen wird jedoch ein Investitionsbeitrag ausgezahlt, der sich je nach Grösse der Anlage unterscheidet

(Bundesamt für Energie, 2019). Die Höhe des Förderbeitrags kann mit dem Tarifrechner von Pronovo provisorisch berechnet werden. Der definitive Beitrag kann jedoch davon abweichen (Quelle Pronovo).

Im Kanton Schwyz existieren derzeit noch keine kantonalen Förderprogramme für Photovoltaik. Der Kanton verweist auf seiner Website auf die vorgestellten Programme des Bundes, welche von Pronovo umgesetzt werden (Kanton Schwyz, o. J.-b).

## 2.4 Fokus Kanton Schwyz

### 2.4.1 Stand des Photovoltaikausbaus im Kanton Schwyz

Das Bundesamt für Energie (BFE) publiziert den aktuellen Fortschritt des Photovoltaikausbaus in den Gemeinden der Schweiz. In einem ersten Schritt wurden dafür die Nennleistungen in kWp, der im Herkunftsnachweissystem von Pronovo registrierten Photovoltaikanlagen mit einem Faktor von 950 kWh pro kWp multipliziert. Dieser Faktor entspricht erfahrungsgemäss dem mittleren Ertrag von PV-Anlagen. Die so geschätzte Jahresproduktion wird in einem zweiten Schritt mit dem Solarenergiepotential verglichen, welches im Rahmen des Förderprogramms EnergieSchweiz vom BFE für jede Gemeinde evaluiert wurde (Bundesamt für Energie, o. J.).

Die Werte für die Gemeinden des Kantons Schwyz wurden in Tabelle 1 aufgelistet (Bundesamt für Energie, o. J.). Zusammengefasst zeigt sich, dass der Kanton Schwyz im Durchschnitt 4.7 % des theoretisch möglichen Solarenergiepotential bereits erreicht hat. In Abbildung 1 ist der Stand der Schweizer Gemeinden in Bezug auf den Photovoltaikausbau grafisch dargestellt. Je dunkler, desto höher der Stand des Photovoltaikausbaus (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-c). Rein grafisch lässt sich der Kanton Schwyz im gesamtschweizerischen Kontext nur grob einordnen. Es zeigt sich ein mit den Nachbarkantonen vergleichbarer Stand des PV-Ausbaus. Der Kanton Luzern weist mehr dunklere Flächen auf als der Kanton Schwyz, während sich aber beispielsweise im Kantone Zürich oder im Kanton St. Gallen ein ähnliches Muster zeigt. Quantitativ wurde der Stand des PV-Ausbaus in den Nachbarkantonen aufgrund des zeitlichen Rahmens dieser Arbeit nicht ausgewertet.

Tabelle 1 Stand der Gemeinden des Kantons Schwyz beim Photovoltaik Ausbau (Bundesamt für Energie, o. J.)

Gemeinde	Effektiver Zubau in MWh/a	Solarenergiepotential in MWh/a	Fortschritt in %
Alpthal	128	7680	1.7
Altendorf	2545	45520	5.6
Arth	4400	68060	6.5
Einsiedeln	6190	169130	3.7
Feusisberg	1514	35120	4.3
Freienbach	3128	81500	3.8
Galgenen	1944	33810	5.8
Gersau	642	17210	3.7
Illgau	114	8090	1.4
Ingenbohl	2408	51040	4.7
Innerthal	105	3360	3.1
Küssnacht	5787	91700	6.3
Lachen	1047	36000	2.9
Lauerz	458	7690	6
Morschach	312	14510	2.2
Muotathal	1488	29810	5
Oberiberg	395	14890	2.7
Reichenburg	2327	25460	9.1
Riemenstalden	19	1440	1.3
Rothenthurm	668	28180	2.4
Sattel	807	22490	3.6
Schübelbach	1477	47760	3.1
Schwyz	7546	124781	6
Steinen	2313	28390	8.1
Steinerberg	656	10690	6.1
Tuggen	2277	34200	6.7
Unteriberg	361	23440	1.5
Vorderthal	159	9960	1.6
Wangen	1899	39980	4.8
Wollerau	1115	34660	3.2
<b>Total</b>	<b>54229</b>	<b>1146551</b>	<b>4.7</b>

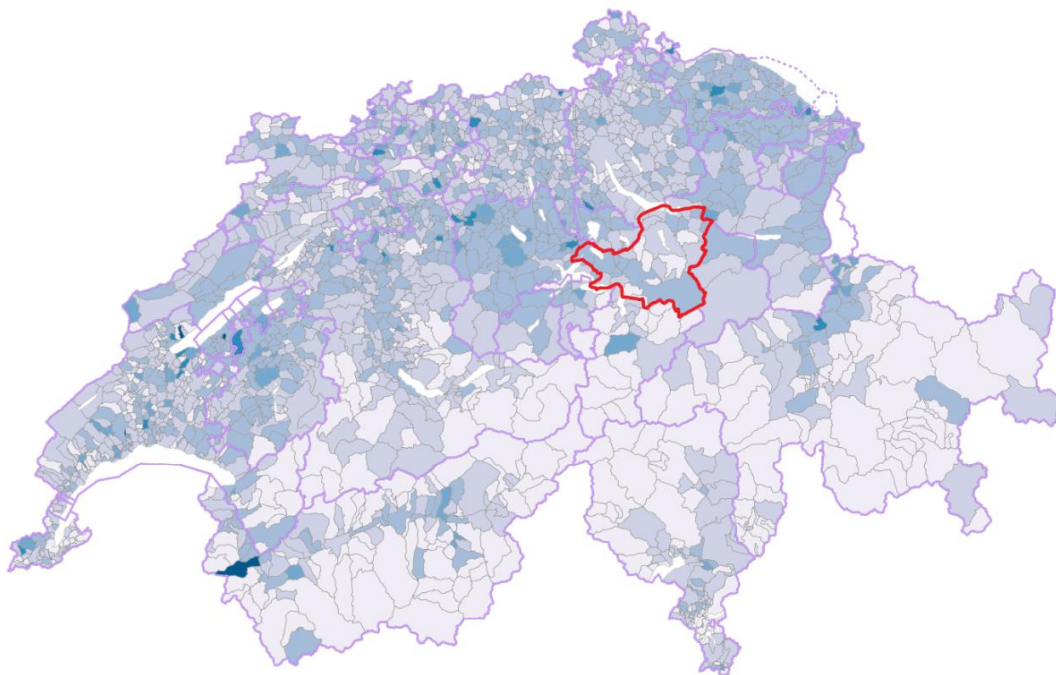


Abbildung 1 Stand der Gemeinden der Schweiz beim Photovoltaik Ausbau farblich dargestellt. Je dunkler eine Gemeinde, desto weiter fortgeschritten der Ausbau (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-c). Rot umrahmt: Gemeinden des Kantons Schwyz

## 2.4.2 Handlungsbedarf

In Tabelle 2 wurden die Gemeinden jeweils dem Fortschritt des Photovoltaikbaus entsprechend eingefärbt. Dabei wurden Gemeinden mit einem Fortschritt von mehr als sechs Prozent grün und Gemeinden mit einem Fortschritt von weniger als drei Prozent orange eingefärbt. Es zeigt sich eine Tendenz, dass dichter besiedelte Gemeinden mit einem eher städtischen Charakter, wie beispielsweise Schwyz oder Küsnacht, in die Kategorie > 6 % eingeordnet werden. In der Kategorie < 3 % finden sich hingegen eher ländlich geprägte Gemeinden.

Ausgehend von dieser Einschätzung kann angenommen werden, dass in ländliche Gemeinden der Handlungsbedarf im Bereich des Photovoltaikbaus tendenziell höher ist.

Tabelle 2 Stand der Gemeinden des Kantons Schwyz beim Photovoltaik Ausbau, eingefärbt nach dem jeweiligen Fortschritt (Bundesamt für Energie, o. J.)

Gemeinde	Effektiver Zubau in MWh/a	Solarenergiepotential in MWh/a	Fortschritt in %	> 6 %	< 3 %
Alpthal	128	7680	1.7		-
Altendorf	2545	45520	5.6		
Arth	4400	68060	6.5	X	
Einsiedeln	6190	169130	3.7		
Feusisberg	1514	35120	4.3		
Freienbach	3128	81500	3.8		
Galgenen	1944	33810	5.8		
Gersau	642	17210	3.7		
Illgau	114	8090	1.4		-
Ingenbohl	2408	51040	4.7		
Innerthal	105	3360	3.1		
Küsnacht	5787	91700	6.3	X	
Lachen	1047	36000	2.9		-
Lauerz	458	7690	6	X	
Morschach	312	14510	2.2		-
Muotathal	1488	29810	5		
Oberiberg	395	14890	2.7		-
Reichenburg	2327	25460	9.1	X	
Riemenstalden	19	1440	1.3		-
Rothenthurm	668	28180	2.4		-
Sattel	807	22490	3.6		
Schübelbach	1477	47760	3.1		
Schwyz	7546	124781	6	X	
Steinen	2313	28390	8.1	X	
Steinerberg	656	10690	6.1	X	
Tuggen	2277	34200	6.7	X	
Unteriberg	361	23440	1.5		-
Vorderthal	159	9960	1.6		-
Wangen	1899	39980	4.8		
Wollerau	1115	34660	3.2		
<b>Total</b>	<b>54229</b>	<b>1146551</b>	<b>4.7</b>		

### 2.4.3 Bausubstanz in der Landwirtschaft

Die Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz sind geprägt von weit auseinanderliegenden, zerstreuten Einzelhöfen und kleinen Hofgruppen, wie sie für voralpine Streusiedlungen typisch sind in der Zentralschweiz. Dabei ist das Wohnhaus meist das höchste, während das Ökonomiegebäude meist ein grösseres Gebäudevolumen aufweist. Typische Schwyzer Bauernhäuser haben unter ihrem Giebeldach zwei Dachgeschosse und stehen auf einem gekalkten Sockel. Das Satteldach hat meist eine Neigung von 35 – 45 Grad und ist mit Ziegeln gedeckt. Dachaufbauten sind selten oder nur sehr geringfügig. An der Fassade finden sich Klebedächer, welche die Fenster vor Witterungseinflüssen schützen. Die ursprünglichen Holzfassaden wurden im Laufe der Zeit oft von Holzschindeln geschützt (vgl. Abbildung 2). Ökonomiegebäude wie Ställe oder Schuppen sind einfacher, aber mit einem meist grossen Volumen gebaut. Sie haben ein Ziegeldach und bestehen aus meist roh belassenem Holz (Kanton Schwyz, 2017).



Abbildung 2 Typischer Schwyzer Landwirtschaftsbetrieb mit Satteldach (links Wohnhaus, rechts Ökonomiegebäude) (Kanton Schwyz 2017)



### 2.4.4 Netzsituation und Rückspeistarife

Um Übertragungsverluste, wie sie bei hohen Strömen (A) entstehen, zu minimieren, wird die Spannung der Art des Stromtransports angepasst. Jedoch kann es bei höherer Spannung schneller zu einem Stromschlag kommen, bei welchem ein Funken als Blitz auf ein nahegelegenes Objekt überspringen kann. Deshalb muss bei hoher Spannung ein grösserer Sicherheitsabstand eingehalten werden. Unter Berücksichtigung der beiden Faktoren, wurde das Stromnetz der Schweiz in sieben Ebenen gegliedert, wie sie in Abbildung 3. vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen schematisch dargestellt wurden (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, o. J.).

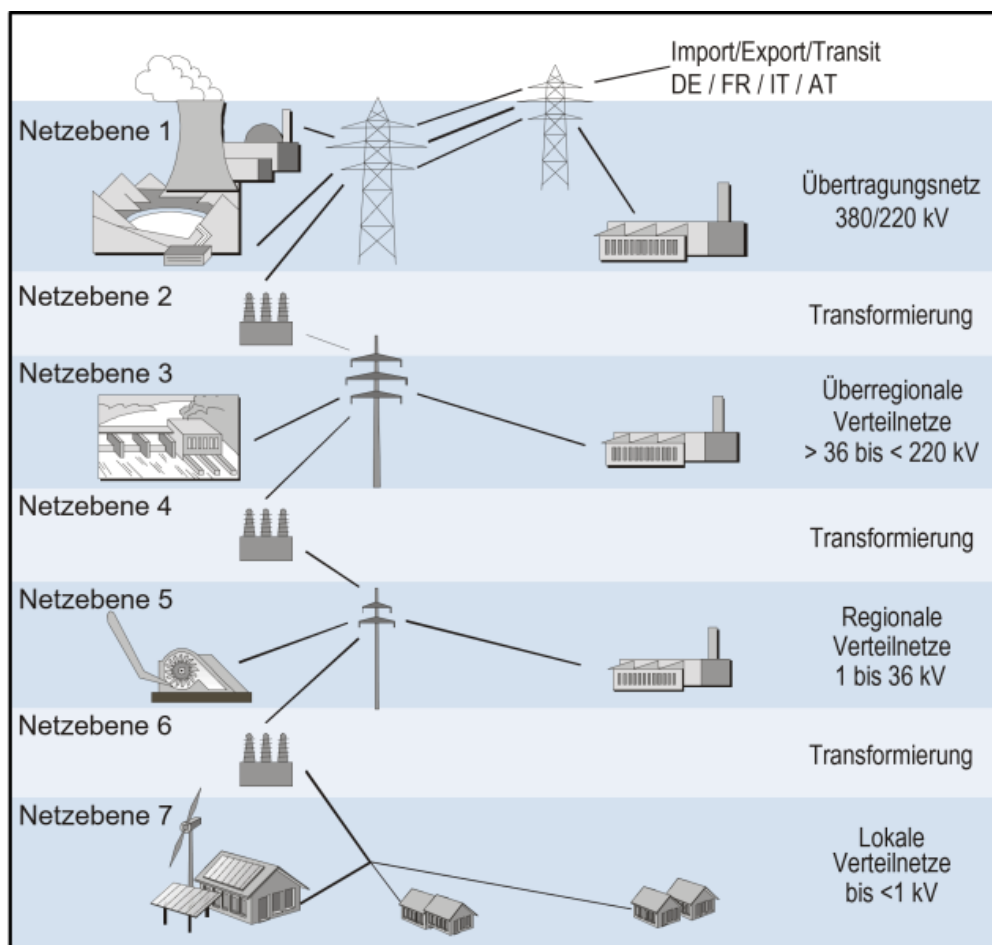


Abbildung 3 Netzebenenmodell der Schweiz (VSE o. J.)

Die Netzebene 1 wird Übertragungsnetz genannt. Auf ihr findet nebst dem Stromtransport von grossen Kraftwerken auch der Handel mit den Nachbarstaaten statt. Abgesehen von der SBB sind auf dieser Ebene keine Endverbraucher angeschlossen. Auf der Netzebene 3 findet der überregionale Transport statt. Auf ihr sind viele Wasserkraftwerke als Stromproduzenten und grosse Endverbraucher wie Papier- oder Stahlwerke angeschlossen. Die Netzebene 5 verteilt den Strom innerhalb einer Stadt oder einer Gemeinde. Kleinere Wasserkraftwerke oder grosse PV-Anlagen, aber auch grössere Firmen sind auf dieser Ebene angeschlossen. Auf der Netzebene 7 wird der Strom innerhalb eines Quartiers oder

in einem kleinen Dorf verteilt. Auf dieser Netzebene finden sich die typischen PV-Anlagen, Kleingewerbe und Ein- oder Mehrfamilienhäuser. Die Netzebenen 2, 4 und 6 sind Transformationsebenen. Auf ihnen wird die Energie mit Transformatoren von einer auf die andere Stromebene umgewandelt (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, o. J.).

Im Kanton Schwyz verteilen 15 Energieversorger den Strom auf den Netzebenen 3, 5 und 7. Der Kanton regelt dabei die Gebietszuteilung und ist für eine flächendeckende Versorgung des Kantons mit Elektrizität zuständig (Kanton Schwyz, o. J.-e). In Abbildung 4 ist die Aufteilung der verschiedenen Netzgebiete auf der Netzebene 7 ersichtlich (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-b). Wie vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen kommuniziert, werden auf dieser Netzebene die meisten durchschnittlich grossen PV-Anlagen (50 kWp – 200 kWp) angeschlossen (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, o. J.). Für Photovoltaikstromproduzent:innen sind folglich die Strombezugs- und Rüchspeisetarife der Elektrizitätsunternehmen auf der Netzebene 7 massgebend.

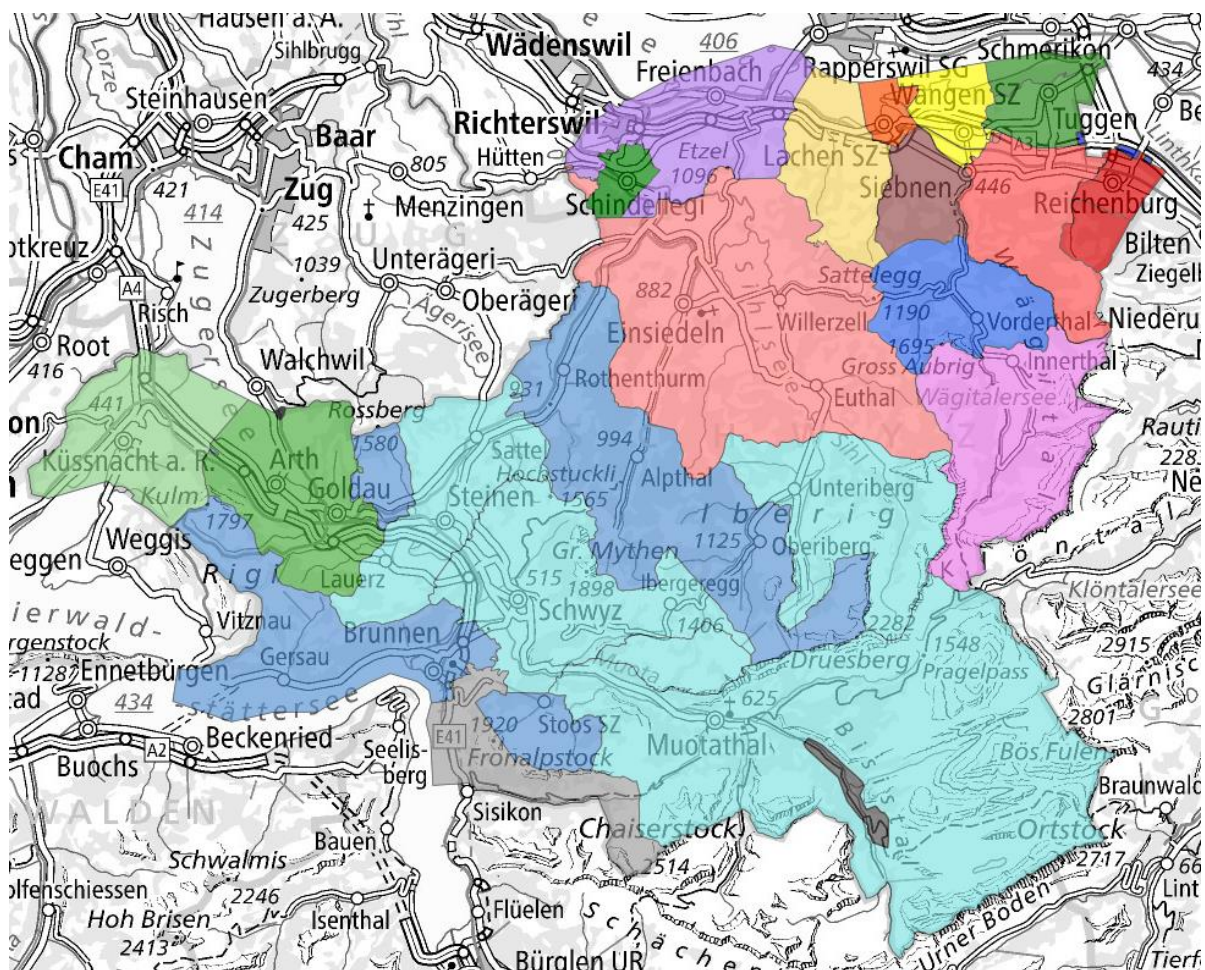


Abbildung 4 Übersicht über die Netzgebiete der verschiedenen Elektrizitätswerke auf Netzebene 7 im Kanton Schwyz (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-c)

Die Strombezugspreise, wie auch die Rückspeisetarife für den produzierten Strom, können je nach Elektrizitätswerk variieren. Für eine Einschätzung der Strombezugs- und Rückspeisetarife, die für Landwirtschaftsbetriebe im Kanton Schwyz gelten, werden die Preise der EWS AG im Jahr 2022 inklusive der Mehrwertsteuer verwendet. Im Durchschnitt hat ein Landwirtschaftsbetrieb in der Schweiz einen direkten Stromverbrauch von ungefähr 18'500 kWh pro Jahr, so Felder vom Bundesamt für Landwirtschaft (Felder, 2019). Es wird daher ein Stromprodukt in dieser Grössenordnung verwendet. Dafür wird die günstigste Variante, das Stromprodukt «Grosskraft D» mit Strom aus konventionellen Grosskraftwerken, aufgelistet (EWS AG, 2022):

*Tabelle 3 Strombezugs- und Rückspeisetarife EWS im Jahr 2022 (EWS AG, o. J.) (EWS AG, 2022) (Bundesamt für Energie, 2022)*

<i>Elektrizitätswerk/ Stromprodukt</i>	<i>Bezug Hochtarif (Rp./kWh)</i>	<i>Bezug Niedertarif (Rp./kWh)</i>	<i>Grundpreis (CHF/Monat)</i>	<i>Rückspeisetarif (Rp./kWh)</i>	<i>Vergütung Her- kunftsnachweis (Rp./kWh)</i>
<i>EWS AG «Gross- Kraft D»</i>	44.21	36.78	7.54	Marktpreis 40.26	1.62

Der Strombezugspreis setzt sich zusammen aus den Tarifen pro Kilowattstunde (Hochtarif: 07.00 bis 22.00 Uhr, Niedertarif: 22.00 bis 07.00 Uhr) und dem Grundpreis. Der Entgelt für den eingespeisten Strom setzt sich aus dem Rückspeisetarif und der Herkunftsnachweisvergütung (HKN) pro Kilowattstunde zusammen, sofern die HKN nicht selber vermarktet werden (EWS AG, 2022) (EWS AG, o. J.). Der Marktpreis beträgt im dritten Quartal des Jahres 2022 (aktuelle Publikation, stand 16.12.2022) rund 40.26 Rappen pro Kilowattstunde. Es zeigt sich zudem, dass die Differenz zwischen dem Bezugspreis im Hochtarif und dem Rückspeisetarif viel kleiner wurde als in den letzten Jahren. Der Rückspeisetarif ist sogar höher als der Niedertarif in der Nacht (Bundesamt für Energie, 2022). Folglich kann eine PV-Anlage auch mit tiefem Eigenverbrauch besser rentieren. Diese Tarife werden auch für weitere Berechnungen in dieser Arbeit verwendet.

## 3 Verarbeitung von Geodaten

In diesem Kapitel wird ein grober Überblick über die Verarbeitung von Geodaten und Geoinformationen in Bezug auf die Fragestellung aus Kapitel 1.2 gegeben. Weiter wird auf die Methodik der Geodatenverarbeitung eingegangen. In Bezug auf die Fragestellung der Arbeit wird daraus ein explizites Vorgehen zur Analyse des Photovoltaikpotentials in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz erarbeitet.

### 3.1 Überblick und Methodik

Politische, wirtschaftliche, aber auch private Entscheidungen haben in 60 bis 80 Prozent der Fälle einen geografischen Bezug, so Bundesamt für Landestopografie swisstopo. Folglich ist das Arbeiten mit Geodaten weit verbreitet. Geodaten und Geoinformationen sind ein zentrales Element der nationalen Infrastruktur, was ihnen eine Bedeutung verschafft, welche mit dem Verkehrs- oder Kommunikationsnetz verglichen werden kann (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-a). Auch für die Photovoltaikpotentialanalyse dieser Arbeit sind Geodaten ein zentraler Bestandteil.

Für die Analyse des Potentials von Photovoltaikanlagen auf Dächern wird in der Literatur und in der Wissenschaft meist ein hierarchischer Ansatz mit drei Stufen verfolgt (Walch et al., 2019). Dafür werden die verschiedenen relevanten Faktoren zur Bestimmung des Gesamtpotentials aufgeschlüsselt in:

- Physikalisches Potential (1)
- Geographisches Potential (2)
- Technisches Potential (3)

Das physikalische Potential beschreibt die Sonneneinstrahlung, die auf der Erdoberfläche auftrifft. Das geographische Potential berücksichtigt die Sonneneinstrahlung, welche auf die PV-Module auftrifft. Dieses wird beeinflusst durch den Anstellwinkel, die Ausrichtung, die Verschattung durch Gebäude oder Bäume und der Fläche, welche für die Installation von PV-Modulen geeignet ist. Das technische Potential beschreibt im Weiteren die maximal mögliche Ausgabeleistung, welche sich durch die technischen Gegebenheiten der Photovoltaiktechnologie definieren (Walch et al., 2019).

Die Potentialanalyse dieser Arbeit berücksichtigt die physikalischen, geographischen, wie auch die technischen Faktoren, soweit es die vorhandene Datengrundlage zulässt. Gemäss Kapitel 2.3.3 haben typische Schwyzer Landwirtschaftsbauten ein Satteldach. Werden die Grundflächendaten zur Annäherung an die für Photovoltaik verfügbare Fläche verwendet, muss die Dachneigung zum Ermitteln der eigentlichen Fläche zwingend miteinberechnet werden. Es wird eine durchschnittliche Dachneigung von 25° verwendet, welche bewusst tief gewählt wird, um die Flächen nicht zu überschätzen. Wie in Abbildung 5 ersichtlich, setzt sich eine Grundfläche aus  $a \times b$ , und eine Dachfläche aus  $c \times b$  zusammen.

Die Dachbreite  $c$  wiederum kann trigonometrisch über den Cosinus des Neigungswinkels von 25 Grad berechnet werden, indem die Grundflächenbreite durch den Cosinus von 25 geteilt wird. Eine Dachfläche wird folglich durch  $(a/\cos(25)) \times b$  beschrieben. Infolgedessen werden alle Grundflächen  $(a \times b)$  durch den Cosinus von 25 geteilt, um die geneigten Dachflächen zu erhalten. Folglich ergibt sich die reale Dachfläche, indem man die Grundfläche durch den Cosinus von 25 teilt.

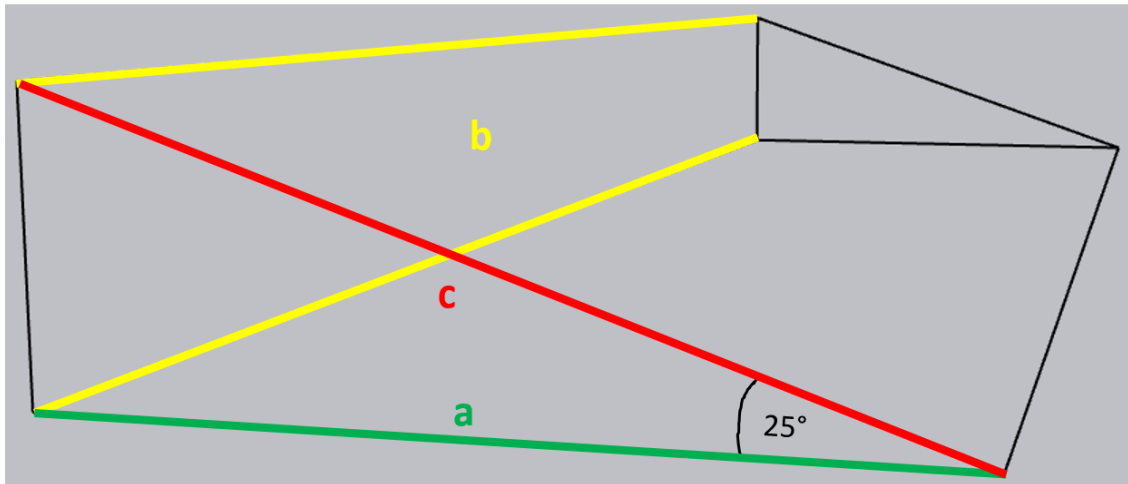


Abbildung 5 Schematische Darstellung einer Dachfläche ( $b \times c$ ), welche ausgehend von der Grundfläche ( $a \times b$ ) und dem Cosinus von 25 (Dachneigung) berechnet werden kann (eigene Darstellung)

Meteotest rechnet zudem mit einer Flächeneinbusse von 50 % aufgrund von störenden Dachaufbauten wie zum Beispiel Dachfenster oder Kamine (Meteotest AG, 2012). Wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben, sind Dachaufbauten bei Schwyzer Bauernhäuser eher selten oder geringfügig, weshalb der Reduktionsfaktor auf 20 % begrenzt wird. Externe Verschattungen können aufgrund des Untersuchungsumfanges und fehlenden Datensätzen nicht berücksichtigt werden. Für die Sonneneinstrahlung wird der Durchschnittswert des Kantons Schwyz verwendet.

Grundsätzlich könnten auch an Fassaden Solaranlagen installiert werden. Das PV-Potential von Fassaden wird aufgrund von fehlenden Daten nicht berücksichtigt. Auch sind die Fassaden von Schwyzer Bauernhäuser, wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben, mit ihren Klebedächer eher ungeeignet für grössere Installationen.

### 3.2 Software QGIS

Für die Potentialanalyse im Rahmen dieser Arbeit wird die Open Source GIS Software «QGIS» verwendet. Die Software kann als Applikation kostenlos installiert und verwendet werden. QGIS ermöglicht eine benutzerfreundliche Verarbeitung von Geodaten in diversen Dateiformaten, was die Software zu einem vielbenutzten Werkzeug macht (QGIS, o. J.). QGIS bietet eine breite Palette an Geoverarbeitungswerkzeugen, mit welchen Geodaten, wie Karten, Punkte, Polygone etc., verarbeitet werden können. Die in dieser Arbeit verwendeten relevanten Funktionen werden in Kapitel 3.4 und 3.5 beschrieben. Auf eine breite Vorstellung der Software mit ihren Funktionen wird im Rahmen dieser Arbeit aufgrund von fehlender Relevanz verzichtet.

Zum Einlesen der benötigten Daten in QGIS werden hauptsächlich WFS (Web Feature Services) und WMS (Web Map Services) verwendet. WFS bzw. WMS sind Sammlungen von Datenlayern, welche in einem Set zusammengestellt wurden. Sie werden auf Servern bereitgestellt und können mit dem entsprechenden Link in QGIS verknüpft werden, ohne dass die Daten als solches heruntergeladen werden müssen. WMS werden im Rasterformat publiziert, wodurch sie schnell laden, was insbesondere bei Layern mit vielen Objekten hilfreich ist. Die Objekte lassen sich zudem gut graphisch bearbeiten. WFS hingegen werden im Vektorformat publiziert und haben einen räumlichen Bezug. Die Attribute und Geometrien von Objekte können bei WFS im Gegensatz zu WMS differenziert betrachtet und bearbeitet werden (Cadline Limited, 2021). Im Rahmen dieser Arbeit werden daher WFS bevorzugt.

### 3.3 Datengrundlage

Zur Bearbeitung der Aufgabenstellung werden folgende Vektorlayer aus dem WFS des Kantons Schwyz verwendet (SZ Amt für Geoinformationen, 2021):

- Amtliche Vermessung/Bodenbedeckung: Gebäude
- Landwirtschaftliche Betriebe, stand 2021
- Landwirtschaftliche Nutzflächen, stand 2021
- Globalstrahlung: Rohdaten

Als einzelner Layer wird vom WMS des Bundes ein Rasterlayer der Landeskarte der Schweiz verwendet. (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-e). Weiter wird ein Layer für die Kantons- und Gemeindegrenzen der Schweiz im File Geodatabase (.gdp) Format verwendet (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-d). Zudem wird der im Auftrag des Bundes für das Projekt Sonnendach erstellte Solarkataster von Meteotest verwendet (Meteotest AG, 2016).

### 3.4 Ermitteln der Dachflächen

Da anfänglich kein expliziter Datensatz für die Dachflächen des Kantons Schwyz vorliegt, wird der Vektorlayer «Amtliche Vermessung/Bodenbedeckung: Gebäude» vom WFS des Kantons Schwyz zur Annäherung der Dachflächen verwendet. Da die geneigte Dachfläche grösser ist als die Grundfläche, muss die Neigung gemäss Kapitel 3.1 zwingend berücksichtigt werden.

Ausgehend von der Fragestellung der Arbeit in Kapitel 1.2 werden zwei verschiedene Flächenpotentiale ermittelt:

- Potential 1: Dachflächenpotential der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz
- Potential 2: Dachflächenpotential von allen Gebäuden in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz

#### 3.4.1 Potential 1: Dachflächenpotential Landwirtschaftsbetriebe

Mit dem Layer «Landwirtschaftliche Betriebe, stand 2021» vom WFS des Kantons Schwyz werden alle im Jahr 2021 registrierten Landwirtschaftsbetriebe als Punkte auf der Karte angezeigt. Da ein Punkt keine Ausdehnung hat und über einen Punkt nicht direkt auf die Grundflächendaten des betreffenden Landwirtschaftsbetriebs zugegriffen werden kann, wird in einem nächsten Schritt ein Pufferlayer um alle Punkte erstellt. Da die Punkte teils nicht exakt über dem betreffenden Betrieb liegen und ein Betrieb meist aus mehr als einem Gebäude besteht, welche nicht immer nahe beieinanderstehen, muss eine geeignete Puffergrösse gewählt werden. Nun werden mit der Funktion «Nach Position selektieren» alle Flächen, welche innerhalb des Pufferkreises liegen, oder diesen berühren ausgewählt und als ein neuer Layer gespeichert. Die Flächen dieses Layers werden aufsummiert und geteilt durch den Cosinus von 25, um wie in Kapitel 3.1 beschrieben die Dachneigung miteinzuberechnen. Weiter werden 20 % der Fläche abgezogen, um störende Dachaufbauten zu berücksichtigen. Als Resultat ergibt sich eine Annäherung an die insgesamt für Photovoltaik verfügbare Dachfläche der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz.

Diese Variante ist stark abhängig von der gewählten Puffergrösse. Wird dieser Parameter zu klein gewählt, werden nicht alle Gebäude eines Betriebs miteinbezogen. Bei einem zu grossen Puffer hingegen, werden auch andere Gebäudegrundflächen miteingerechnet.

### 3.4.2 Potential 2: Dachflächenpotential aller Gebäude in den Landwirtschaftszonen

Da kein Layer mit expliziten Zonengrenzen vorliegt, werden die Landwirtschaftszonen über den Layer «Landwirtschaftliche Nutzflächen, stand 2021» vom WFS des Kantons Schwyz angenähert. Dieser Layer stellt alle landwirtschaftlichen Nutzflächen des Kantons Schwyz als Polygonflächen auf der Karte dar. Die Gebäudeflächen sind darin aber nicht enthalten. Durch Puffern der einzelnen landwirtschaftlicher Nutzflächen können die umliegenden Gebäudegrundflächen integriert werden. Die einzelnen gepufferten Flächen werden dann zu einem neuen Layer mit einer mehrheitlich zusammenhängenden Fläche zusammengefasst. Dieser Layer stellt eine Annäherung an die Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz dar. Durch Zuschneiden des Layers «Amtliche Vermessung/Bodenbedeckung: Gebäude» auf die Fläche des neu erstellten Layers werden alle Gebäudegrundflächen innerhalb der angenäherten Landwirtschaftszonen in einem neuen Layer zusammengefasst. Diese können aufsummiert, wie in Kapitel 3.1 beschrieben um 20 % reduziert und geteilt durch den Cosinus von 25 werden, wodurch die insgesamt für Photovoltaik verfügbare Dachfläche in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz angenähert wird.

Im Unterschied zum Vorgehen aus Kapitel 3.4.1, werden bei dieser Potentialanalyse nur die Flächen und Teilflächen innerhalb der Pufferzone aufsummiert. Da viele Grundflächen an den Puffer grenzen und diesen nur streifen, würde ansonsten das Resultat stark verfälscht.

Wie bei Potential 1, stellt die gewählte Puffergrösse eine Variable mit grossem Einfluss auf das Resultat dar. So werden mit zu kleinen Werten nicht alle Gebäudeflächen innerhalb der Landwirtschaftszonen erfasst, während mit zu grossen Werten Flächen oder Teilflächen von Gebäuden ausserhalb der Zielzone miteinbezogen werden. Es muss daher ein geeignetes Mittelmass gewählt werden.



### 3.5 Ermitteln des expliziten Potentials

Zum Ermitteln der effektiven Photovoltaikstrompotentiale von den Landwirtschaftsbetrieben, aber auch von allen Gebäuden in den landwirtschaftlichen Zonen, werden zwei verschiedene Ansätze verfolgt.

#### 3.5.1 Ansatz 1: Annäherung über die Formel von Meteotest

In einem ersten Ansatz lässt sich der effektiv produzierbare Strom, unter Berücksichtigungen der in Kapitel 3.1 erklärten physikalischen, geographischen und technischen Faktoren, analog zu der Vorgehensweise von Meteotest für das Datenmodell Sonnendach wie folgt annähern (Meteotest AG, 2016):

$$\begin{aligned} \text{Fläche (m}^2\text{)} \times \text{Mittlere Einstrahlung } \left( \frac{\text{kWh/m}^2}{\text{Jahr}} \right) \times \text{Modulwirkungsgrad} \times \text{Performance Ratio} \\ = \text{Elektrischer Ertrag } \left( \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right) \end{aligned}$$

Die Flächen für die beiden Potentiale ergeben sich aus den in Kapitel 3.4.1 und 3.4.2 angenäherten Dachflächenpotentiale. Für die Mittlere Einstrahlung wird der Durchschnitt der Sonneneinstrahlungswerte pro Quadratmeter im Kanton Schwyz berechnet. Dafür wird der Mittelwert des Vektorlayers «Globalstrahlung: Rohdaten» vom WFS Verzeichnis des Kantons Schwyz verwendet. Es ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von 1209.56 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr (Berechnung im Anhang). Für den Modulwirkungsgrad wird 17 % und für die Performance Ratio 80 % angenommen (Meteotest AG, 2016).

#### 3.5.2 Ansatz 2: Potentialanalyse mit den Daten von Sonnendach, Landwirtschaftsbetriebe

Mit dem Solarkataster von Meteotest als GIS-Layer kann das Photovoltaikstrompotential von einzelnen Dächern direkt bestimmt werden. Die Objekte des Layers stellen jedoch einzelne Dachflächen mit spezifischen Eigenschaften, wie zum Beispiel der Dachneigung oder dem potentiellen elektrischen Ertrag dar. Diese dürfen nicht verschnitten werden. Deshalb müssen die einzelnen Dachflächen als ganze Objekte ausgewählt und in einen neuen Layer kopiert werden. Folglich kann diese Analyse nicht mit dem Vorgehen aus Kapitel 3.4.2 durchgeführt werden, weshalb das Photovoltaikstrompotential mit den Daten von Sonnendach nur für die Landwirtschaftsbetriebe ermittelt werden kann.

Analog zum Vorgehen aus Kapitel 3.4.1 werden dafür alle Dachflächen, welche sich innerhalb des Puffers um die Landwirtschaftsbetriebe befinden oder diesen berühren, in einen neuen Layer kopiert. Um die Resultate vergleichen zu können, wird dieselbe Puffergrösse wie in Kapitel 3.4.1 verwendet. Abschliessend kann durch Aufsummieren der elektrischen Erträge der Dachflächen im neuen Layer direkt das PV-Strompotential der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz herausgelesen werden.

Aus der allfälligen Abweichung zwischen dem Resultat für die Landwirtschaftsbetriebe aus dem vorangehenden Kapitel, in welchem das Strompotential mit der Formel von Meteotest über die angenäherten Dachflächen bestimmt wird, und dem Resultat aus diesem Kapitel mit den Daten von Sonnendach, lässt sich wie folgt ein Differenzfaktor bestimmen:

$$\frac{100 \div \text{Potential Ansatz 1} \left[ \frac{kWh}{Jahr} \right] \times \text{Potential Ansatz 2} \left[ \frac{kWh}{Jahr} \right]}{100} = \text{Differenzfaktor}$$

Durch Multiplizieren des Photovoltaikstrompotentials aller Gebäuden in den Landwirtschaftszonen aus Ansatz 1 mit dem Differenzfaktor, kann so auch das zu erwartende Strompotential der gesamten Landwirtschaftszone des Kantons Schwyz mit den Daten von Sonnendach angenähert werden.

## 4 Planung von Photovoltaikanlagen

Dieses Kapitel vermittelt einen Überblick zum Planungswesen von Photovoltaikanlagen in der Landwirtschaft und führt Planungsmethoden ein, mit welchen die Beispielanlagen konzipiert werden.

### 4.1 Photovoltaik in der Landwirtschaft

#### 4.1.1 Übersicht und Eingrenzung

Grundsätzlich kann in den Schweizer Landwirtschaftszonen zwischen zwei Arten von verbreiteten Photovoltaikanlagen unterschieden werden. Die herkömmlichen dachgebundenen Anlagen und Agri-Photovoltaikanlagen. Photovoltaikanlagen auf Dächern sind dabei bei weitem mehr verbreitet. Bauten in den Landwirtschaftszonen wie Scheunen, Lagergebäude, aber auch Wohngebäude eignen sich mit ihren grossflächigen, meist einheitlichen Dächern je nach Ausrichtung sehr gut für Photovoltaikanlagen (Gisler, 2018). Agri-Photovoltaikanlagen sind hingegen freistehende PV-Anlagen, welche über landwirtschaftlichen Anbauflächen installiert werden. So kann Energieerzeugung und Nahrungsmittelproduktion auf derselben Fläche angesiedelt werden. Die beiden Bewirtschaftungsformen sollen dabei von gegenseitigem Nutzen sein. So sind die Pflanzen unter den Solarpanelen beispielsweise besser vor Witterungseinflüssen geschützt, wodurch bestenfalls die Erträge gesteigert werden können (Jäger et al., 2022). Aufgrund des zeitlichen Rahmens dieser Arbeit beschränkt sich die Betrachtung auf die herkömmlichen Dachgebundenen PV-Anlagen in der Landwirtschaft.

#### 4.1.2 Wirtschaftlichkeit und Ausblick

Mit den sinkenden Modulpreisen und der steigenden Effizienz der PV-Module kann mit Photovoltaikanlagen günstiger Strom produziert werden. Im Schnitt liegt der Produktionspreis für eine 30 kWp Anlage dank der Einmalvergütung bei 8 – 12 Rp./kWh, was in den meisten Fällen weniger ist, als der Strombezugspreis der lokalen Elektrizitätswerke, so der Verein AgroCleanTech (Gisler, 2018). Dies lässt sich auch darauf zurückführen, dass keine Netznutzungsentgelte und andere Abgaben bezahlt werden müssen. Dabei betragen die Netznutzungsentgelte rund 50 % und die Abgaben zwischen 10 – 15 % des regulären Strompreises (Bundesamt für Energie, 2016).

Aufgrund der tiefen Rückspeisetarife ist der Anteil des Eigenverbrauchs massgebend für einen wirtschaftlichen Betrieb. Je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto besser die Wirtschaftlichkeit. Folglich ist es sinnvoll, Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs zu prüfen und wenn möglich Verbrauchsspitzen zeitlich gesteuert in den Tag zu verschieben, erklärt der Verein AgroCleanTech. So kann der produzierte Strom zu Zeiten des Hochtarifs direkt verwendet werden (Gisler, 2018).

Folgende Richtwerte von Eigenverbrauch lassen sich in der Landwirtschaft erzielen (Gisler, 2018):

- Durchschnittlicher Milchwirtschaftsbetrieb: 10 - 30%
- Milchbetrieb mit Melkroboter: 20 - 40%
- Betrieb mit Schweine- oder Hühnerhaltung: 20 - 40%
- Gemüse-, Obstbau mit Lagerung: 40 - 80%

Batteriespeicher sind eine weitere Möglichkeit, um den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Hier gilt grundsätzlich zur Dimensionierung: pro 1 MWh jährlichem Energieverbrauch oder 1 kWp PV-Leistung, 1 kWh Batterie-Speicherung. Batteriespeicher sind jedoch meist noch zu teuer, um wirtschaftlich rentabel zu sein. Eine positive Preisentwicklung sei jedoch zu erwarten, so der Verein AgroCleanTech (Gisler, 2018).

## 4.2 Festlegen des Vorgehens

In dieser Arbeit werden beispielhafte, auf Landwirtschaftsbauten im Kantons Schwyz angepasste Photovoltaikanlagen geplant. Die Anforderungen an eine solche Anlage leiten sich von den in Kapitel 2.4 beschriebenen Rahmenbedingungen im Kanton Schwyz ab. Der beschriebene Planungsprozess orientiert sich an Vorgehensweisen, wie sie auch in der Privatwirtschaft üblich sind und von Planungsunternehmen umgesetzt werden. Die in dieser Arbeit verwendete Methodik soll Kundinnen und Kunden Aufschluss über den Planungsprozess geben, wenn dieser von einer externen Instanz übernommen wird. Oder es soll die private Planung einer PV-Anlage erleichtern.

Für die Planung von Photovoltaikanlagen gibt es verschiedene Herangehensweisen. In einem ersten Schritt wird jedoch immer die Ausgangslage vor Ort erfasst. Dieser Schritt entfällt in dieser Arbeit, da es sich nicht um konkrete Anlagen handelt. Ausschlaggebend sind die Rahmenbedingungen aus Kapitel 2.4. Nach der Vor-Ort-Aufnahme beginnt die Planungsarbeit, welche in folgende Schritte gegliedert werden kann:

1. Festhalten von möglichen Standorten für den Wechselrichter, Batteriespeicher oder anderer Installationen (je nach Anlagentyp)
2. Festlegen der Leitungsführung vom Dach zum Wechselrichter zur Hauptverteilung
3. Situation der Stromzähler erfassen (je nach Anlagentyp müssen unterschiedlich viele Zähler ergänzt oder ersetzt werden)
4. Modullayout erstellen: Wie viele Module werden wie auf dem Dach platziert? (Meist mit einer dafür vorgesehenen Software)
5. Unterkonstruktion passend zu den gewählten PV-Modulen dimensionieren (meist mit einer dafür vorgesehenen Software)
6. Wechselrichter auswählen passend zu der installierten Anlageleistung

7. Falls vorhanden, Batteriespeicher dimensionieren und Typ festlegen
8. Temporäre Absturzsicherung oder Gerüst planen
9. Weiteres Elektromaterial einplanen (Kabel, Stecker, Potentialausgleich, Abdeckungen etc.)
10. Kostenaufstellen (inklusive Marge für Material, Planungskosten, Transportkosten und Entsorgungskosten)
11. Wirtschaftlichkeitsrechnung
12. Notwendige Dokumente ausfüllen (Meldeformular, technisches Anschlussgesuch etc.)
13. Zusammenstellen Anlagendokumentation

Diese Aufzählung gibt einen groben Überblick über die üblichen Schritte bei der Planung einer PV-Anlage. Sie ist nicht abschliessend und die Reihenfolge ist variabel.

### 4.3 Planungsmethode

In diesem Kapitel werden die einzelnen Planungsschritte detaillierter aufgeschlüsselt. Bei den vorgestellten und in dieser Arbeit verwendeten Planungsansätzen, Programmen oder anderen Planungshilfen handelt es sich lediglich um eine mögliche Variante.

#### 4.3.1 Stromzähler

Je nach Art der Anlage (beispielsweise bei Anlagen mit mehreren Parteien als Abnehmer:innen) kann es notwendig sein, dass zusätzliche Stromzähler für die Ertragsmessung installiert werden müssen. Die in dieser Arbeit konzipierten Beispielanlagen sind jedoch für einen einzelnen Landwirtschaftsbetrieb bestimmt, welcher jeweils den produzierten Strom als eine einzige Partei verbraucht und den Überschuss ins öffentliche Stromnetz einspeist. Folglich werden keine Stromzähler miteinberechnet.

#### 4.3.2 Modullayout

Zum Erstellen des Modullayouts, welches die Anordnung der Module darstellt, wird das Online Planungstool «K2 Base» vom Hersteller K2 verwendet (K2 Systems GmbH, o. J.). Dieses Tool fokussiert sich auf die Auslegung einer geeigneten Unterkonstruktion für die PV-Module, eignet sich aber auch gut für die grafische Darstellung der geplanten Modulfelder. Dachflächen können anhand des hinterlegten Satellitenbildes präzise eingezeichnet werden. Mit der Dachneigung, welche als Faktor eingegeben werden kann, wird die reale Grösse der Dachflächen berechnet. Auf diesen können Modulfelder mit einem bestimmten wählbaren Modultyp manuell oder automatisch erstellt werden. Auch Hindernisse wie Kamine oder Dachfenster können berücksichtigt werden (K2 Systems GmbH, o. J.).

In einem zweiten manuellen Schritt müssen die Modulfelder in einzelne «Strings», also seriell geschaltete Modulverbindungen, welche so an den Wechselrichter angeschlossen werden können, eingeteilt werden. Da sich durch die Serienschaltung die einzelnen potentiellen Leerlaufspannungen der Module aufsummieren, muss beachtet werden, dass die Strings die zulässige maximale Eingangsspannung des

Wechselrichters nicht überschreiten. Diese liegt meist um die 1000 V, muss aber nach der expliziten Wahl des Wechselrichters in Kapitel 4.3.4 nachgeprüft werden. Weiter ist zudem wichtig, dass alle Module innerhalb eines Strings gleich ausgerichtet sind. Ansonsten kann die Leistung des gesamten Strings vermindert werden, da so die Einstrahlungswerte und folglich auch die Leistung der einzelnen Module verschieden sind.

### 4.3.3 Unterkonstruktion

Wie im vorangehenden Kapitel beschrieben, kann die komplette Unterkonstruktion mithilfe des Tools «K2 Base» zusammengestellt werden (K2 Systems GmbH, o. J.). Das Tool erstellt eine vollständige Liste aller benötigten Teile, bei welcher auch direkt der Kaufpreis ersichtlich ist. Mit dem Exportieren der Zusammenfassung wird ein PDF mit der kompletten Auflistung der Teile inklusive einer Installationsanleitung erstellt.

### 4.3.4 Wechselrichter

Für die Auslegung des Wechselrichters gibt es verschiedene Ansätze. Grundsätzlich muss der Wechselrichter auf die Anlagenleistung angepasst sein. In der Praxis hat es sich jedoch bewährt, den Wechselrichter nur auf 80 % bis 50 % der Anlagenleistung auszulegen. Dies kann auf die reale Leistung beim Betrieb zurückgeführt werden, welche meist etwas tiefer als geplant ist. Mit einem zu kleinen Wechselrichter kann es so zu kleinen Verlusten während den Betriebsspitzen am Mittag kommen. Jedoch kann mit einem kleineren Wechselrichter einiges an Investitionskosten eingespart werden.

Weiter muss beachtet werden, dass der Wechselrichter genügend Eingänge für alle Strings hat. Allenfalls müssen bei grösseren Anlagen zwei oder mehrere Wechselrichter eingeplant werden. Dies kann auch unter dem Aspekt der Kabelführung sinnvoll sein. Wechselrichter sind mit einer unterschiedlichen Anzahl von MPP-Trackern ausgestattet, welche den bestmöglichen Betriebspunkt von einem oder mehreren Strings ermittelt. Um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten, können nur Strings mit derselben Ausrichtung am gleichen MPP-Tracker angeschlossen werden. Es müssen folglich so viele MPP-Tracker vorhanden sein, wie es verschiedene Ausrichtungen der Modulfelder gibt.

### 4.3.5 Batteriespeicher

Wird ein Batteriespeicher eingesetzt, wird dieser wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben dimensioniert. Gemäss dem Verein AgroCleanTech empfiehlt sich pro 1 MWh jährlichem Energieverbrauch oder 1 kWp PV-Leistung, 1 kWh Batterie-Speicherung einzuplanen (Gisler, 2018).

In dieser Arbeit wird die Grösse des Batteriespeichers auf die Anlagenleistung in kWp ausgelegt. Weiter wird ein möglichst preiswerter Speicher eingeplant.

#### 4.3.6 Sicherheit

Für den Bau der Anlage wird ab einer Höhe von 2 m ein Gerüst benötigt (Suva, 2022). Dieses muss, unter anderem auch zur rechtlichen Absicherung, von einem professionellen zertifizierten Gerüstbauunternehmen geplant und erstellt werden. Dafür muss von einem geeigneten Unternehmen eine Offerte eingeholt werden, welche preislich je nach Grösse der zu sichernden Dachfläche variiert.

Auch müssen allfällige Dachfenster, Oblichter oder andere nicht durchsturzsichere Dachbereiche vor Beginn der Installationsarbeiten geschützt werden (Suva, 2022). Diese Aufgabe wird zur Sicherstellung der korrekten Ausführung wiederum von einem professionellen Unternehmen übernommen.

Für allfällige Wartungsarbeiten gilt als Mindestanforderung, dass bei Dächern mit einer Neigung von mehr als 10° zertifizierte Anschlagpunkte zur Personensicherung angebracht werden müssen (Suva, 2022). An diesen können sich Arbeitende mittels Seilsystemen gegen Abstürze sichern.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für das Gerüst und den Schutz allfälliger nicht durchsturzsicherer Dachbereiche eine Pauschale in der Kostenaufstellung aufgelistet. Zur permanenten Absturzsicherung werden zertifizierte Dachhaken eingeplant.

Zum Schutz der Anlage und weiteren elektrischen Installationen im Gebäude muss ein Überspannungsschutz (Blitzschutz) eingeplant werden, welcher zwischen den Modulen und dem Wechselrichter platziert wird. Dieses Bauteil muss im Hinblick auf die Ein- und Ausgänge (inkl. MPP-Tracker) auf den Wechselrichter abgestimmt werden.

#### 4.3.7 Elektromaterial und weitere Komponenten

Nebeneinander liegende Solarmodule lassen sich meist mit den am Modul integrierten Kabeln verbinden. Um jedoch einzelne Strings mit dem Wechselrichter zu verbinden, werden zusätzliche Kabel benötigt. Diese müssen, sofern sie der direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt sind, UV-beständig sein. Weiter müssen Gleichstromleitungen, die von der Dachfläche nach unten zum Wechselrichter geführt werden, nach entsprechenden Vorschriften im Hinblick auf Personen- und Brandschutz gesichert werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden dafür beispielhafte Leitungsrohre oder Kanäle eingeplant, ohne auf spezifische Vorschriften einzugehen, da sich diese je nach Anlage unterscheiden können. Für weitere allfälligen Kleinmaterialien wird eine Pauschale eingerechnet.

#### 4.3.8 Kostenaufstellung

Im Rahmen dieser Arbeit werden bei der Kostenaufstellung alle eingeplanten Komponenten mit einer Marge aufgelistet. Der Kostenzuschlag pro Komponente orientiert sich an den in der Privatwirtschaft üblichen Praktiken, wird aber bewusst hoch angesetzt, um eine Unterschätzung der Kosten zu vermeiden.

Für Arbeits- und Planungskosten wird eine auf die Anlagengrösse angepasste Pauschale eingerechnet, die sich wiederum an Preisen der Privatwirtschaft orientiert, aber bewusst hoch angesetzt wird. Dasselbe gilt für Transport- und Entsorgungskosten, wie auch für weitere zu erwartenden Kosten.

#### 4.3.9 Ertragsanalyse und Wirtschaftlichkeitsrechnung

Eine Ertragsanalyse ist für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage zentral. Dafür existieren diverse Programme und Tools. Für die Ertragsanalysen dieser Arbeit wird die Software «PV\*SOL» vom Hersteller Valentin Software GmbH verwendet (Valentin Software GmbH, 2020). Durch die Eingabe der gewählten Parameter, wie Dachneigung, Standort oder Modultyp, wird von der Software der zu erwartende Stromertrag in einem Jahr simuliert.

Zur Berechnung des Eigenverbrauchs wird ein von der Software bereitgestelltes gemittelttes Verbraucherprofil für Landwirtschaftsbetriebe verwendet. Somit kann der theoretische Strombedarf zeitlich aufgeschlüsselt in die Simulation miteinbezogen werden und eine Abschätzung zum Eigenverbrauch gemacht werden. Der Wert des Eigenverbrauchstroms entspricht dem Wert des Hochtarifs aus Kapitel 2.4.4 von 44.21 Rp./kWh, da Photovoltaikstrom tagsüber produziert wird und so mit dem Hochtarif gleichgesetzt werden kann. Der Rückspeisetarif von 40.26 Rp./kWh für den eingespeisten Strom lässt sich ebenfalls aus Kapitel 2.4.4 entnehmen. Der Entgelt für den HKN wird im Rahmen dieser Arbeit ignoriert, da die Einschätzung der Erträge unklar ist. Es muss aber mit zusätzlichen Gewinnen gerechnet werden.

Nach der Kostenaufstellung und der erfolgten Ertragsanalyse wird eine Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellt. Diese wird in einem Excel Arbeitsblatt ohne die Hilfe von externen Programmen erstellt und gilt zur groben Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Folgende Zielwert werden über einen Zeitraum von 20 Jahren ermittelt:

- Durchschnittlicher Stromertrag (inkl. Moduldegradation)
- Kapitalwert (Einnahmeüberschuss nach im letzten Jahr)
- Payback-Zeit
- Gestehungskosten (Gesamte Kosten/Gesamte Produktion)
- Durchschnittlicher Gewinn
- Rentabilität statisch



Die statische Rentabilität wird dabei über folgende Formel berechnet (Anderegg, 2021):

$$\text{Rendite} = \frac{\text{ØGewinn}}{0.5 \cdot \text{Anfangsinvestition}}$$
$$\text{ØGewinn} = \text{ØErtrag} - \text{ØAusgaben} - \frac{\text{Anfangsinvestition}}{\text{Nutzungsdauer}}$$

Abbildung 6 Berechnungsformel für die statische Rendite (Anderegg, 2021)

#### 4.3.10 Notwendige Dokumente

Beispielhafte notwendige Dokumente werden für die geplanten Anlagen, soweit die Angaben bekannt sind, ausgefüllt. Folgende Dokumente werden in dieser Arbeit berücksichtigt:

- Meldeformular
- Technisches Anschlussgesuch (TAG)

Es ist zu beachten, dass für die Inbetriebnahme einer realen Anlage zusätzliche Dokumente erforderlich sein können.

## 5 Ergebnisse Potentialanalyse

In diesem Kapitel werden die Resultate aus der Photovoltaikpotentialanalyse in der Landwirtschaft des Kantons Schwyz aufgezeigt.

### 5.1 Angenäherte Dachflächenpotentiale

#### 5.1.1 Angenähertes Flächenpotential der Landwirtschaftsbetriebe

Mit Puffern um die Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz ergibt sich, wie in Kapitel 3.4.1 beschrieben, das angenäherte Dachflächenpotential aller Landwirtschaftsbetriebe des Kantons. Dafür muss in einem ersten Schritt eine geeignete Puffergrösse gewählt werden. Mit dem Ziel, dass möglichst alle Gebäude eines Landwirtschaftsbetriebs in der Potentialberechnung enthalten sind, nicht aber externe Gebäude, wurden um die Landwirtschaftsbetriebe jeweils Pufferkreise von 25 m, 50 m und 75 m gezogen (vgl. Abbildung 7).

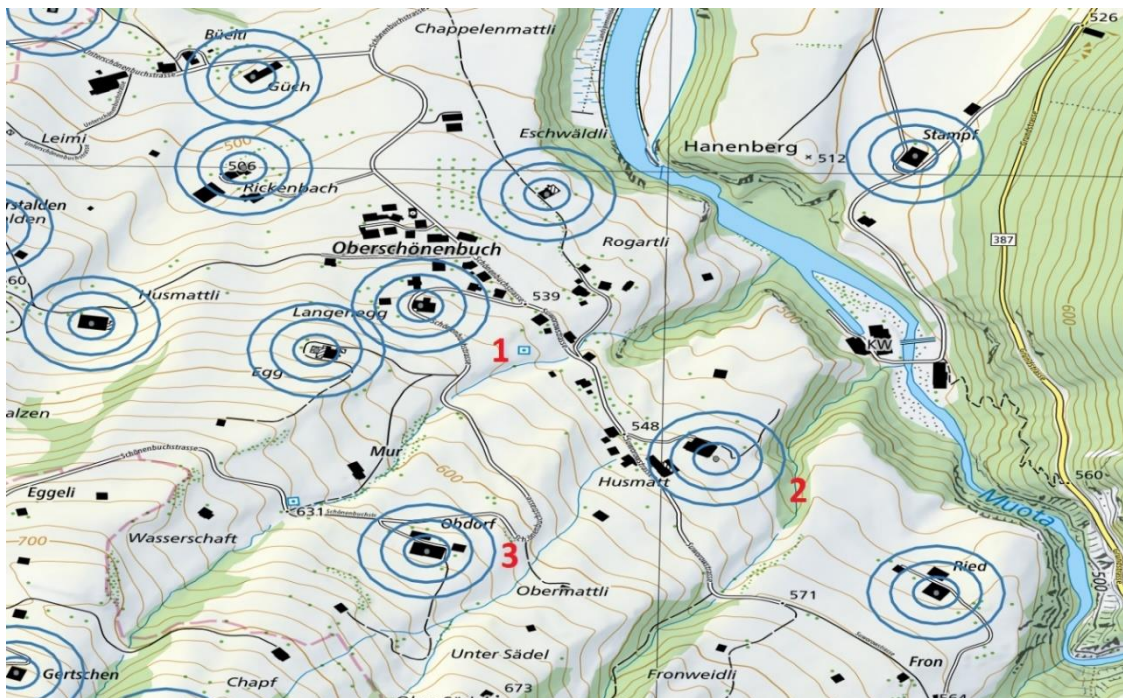


Abbildung 7 Pufferkreise mit den Grössen 25 m, 50 m und 75 m um Landwirtschaftsbetriebe, Ausschnitt aus «QGIS» (eigene Darstellung)

Bei der Betrachtung der in den Pufferkreisen enthaltenen Gebäuden zeigt sich, dass mit einer Puffergrösse von 25 m teils nicht alle einem Betrieb zugehörigen Gebäude erfasst werden (vgl. Abbildung 7, Nummer 3). Bei einer Puffergrösse von 75 m werden, wie beispielsweise bei Nummer 1 und 2 in Abbildung 7 ersichtlich, auch Gebäude erfasst, welche sicherlich nicht zum Betrieb gehören. Folglich wurde die optimale Puffergrösse auf 50 m festgelegt.

Durch Aufsummieren aller Gebäudegrundflächen, welche sich in einem 50 m Radius um die Landwirtschaftsbetriebe befinden oder diesen berühren, kommt man auf eine Fläche von rund 1'180'800 m<sup>2</sup>. Teilt man dieses durch den Cosinus von 25 und zieht 20 % davon ab, um wie in Kapitel 3.1 beschrieben die Dachneigung und mögliche Dachaufbauten zu berücksichtigen, kommt man auf ein Flächenpotential von rund 1'042'300 m<sup>2</sup> für die Dachflächen aller Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz (Berechnung im Anhang).

### 5.1.2 Angenähertes Flächenpotential aller Gebäuden in den Landwirtschaftszonen

Mit der in Kapitel 3.4.2 beschriebenen Methodik ergibt sich das angenäherte Flächenpotential von allen Gebäuden in den Landwirtschaftszonen des Kantons. Dafür muss wiederum in einem ersten Schritt eine geeignete Puffergrösse für die Puffer um die landwirtschaftlichen Nutzflächen definiert werden. Betrachtet wurden dabei Puffergrössen von 5 m, 10 m und 15 m. Bei der grafischen Betrachtung der Puffer zeigt sich, dass schon bei einer Puffergrösse von 5 m Gebäudeteile, welche zu Dörfern oder Städten gehören, erfasst werden. Jedoch werden so auch die Gebäude von Landwirtschaftsbetrieben meist nur zu kleinen Teilen erfasst. Bei der Puffergrösse von 10 m zeigt sich ein ähnliches Verhalten. Hier werden jedoch meist grössere Teile der landwirtschaftlichen Bauten aber auch grössere Teile von externen Bauten erfasst. Die Puffergrösse von 15 m erfasst zwar die an die landwirtschaftlichen Nutzflächen angrenzenden Gebäude komplett, inkludiert aber auch grosse Teile von anderen Gebäuden. In der Annahme, dass die miterfassten externen Gebäudeteile, die nicht erfassten landwirtschaftlichen Bauten ausgleichen, wie es beispielsweise in Abbildung 8 beim Vergleich der Zonen 1 und 2 ersichtlich wird, wird für die weiteren Berechnungen die Puffergrösse 10 m verwendet. Bei einer Puffergrösse von 5 m ist der Anteil an erfassten landwirtschaftlichen Bauten zu klein. Bei 15 m hingegen verschiebt sich das Verhältnis zwischen nicht erfassten Gebäudeteilen und überschüssig erfassten Teilen eher in Richtung überschüssig erfasster Gebäudeteile.



Abbildung 8 Pufferzone von 10 m um landwirtschaftliche Nutzflächen in «QGIS» (eigene Darstellung)

Durch Aufsummieren der vom Puffer erfassten Gebäudegrundflächen ergibt sich die Gesamtgrundfläche der landwirtschaftlichen Bauten von rund 2'071'000 m<sup>2</sup>. Teilt man diese durch den Cosinus von 25 und zieht 20 % davon ab, erhält man die angenäherte potentiell für Photovoltaik in den Landwirtschaftszonen des Kantons verfügbare Dachfläche von rund 1'828'000 m<sup>2</sup> (Berechnung im Anhang).

## 5.2 Explizites Strompotential

### 5.2.1 Photovoltaikstrompotentiale der angenäherten Dachflächen

Ausgehend von den im vorangehenden Kapitel ermittelten Dachflächen kann mit der in Kapitel 3.5.1 eingeführten Formel das explizite Strompotential ermittelt werden:

$$\begin{aligned} \text{Fläche (m}^2\text{)} \times \text{Mittlere Einstrahlung} \left( \frac{\text{kWh/m}^2}{\text{Jahr}} \right) \times \text{Modulwirkungsgrad} \times \text{Performance Ratio} \\ = \text{Elektrischer Ertrag} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right) \end{aligned}$$

Für das Flächenpotential der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons, welches sich aus dem in Kapitel 3.4.1 beschriebenen Vorgehen ergibt, müssen dafür folgende Werte in die Formel eingesetzt werden:

$$1'042'000(\text{m}^2) \times 1209.56 \left( \frac{\text{kWh/m}^2}{\text{Jahr}} \right) \times 0.17 \times 0.8 = \text{Elektrischer Ertrag} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right)$$

Es ergibt sich ein elektrischer Ertrag von rund 171.5 GWh pro Jahr, welcher gemäss dieser Berechnung durch die Landwirtschaftsbetriebe des Kantons Schwyz erreicht werden könnte.

Mit dem zweiten Flächenpotential, welches nach der in Kapitel 3.4.2 beschriebenen Methode das Dachflächenpotential aller Gebäude in den landwirtschaftlichen Nutzzonen annähert, wird die Berechnung wie folgt vorgenommen:

$$1'828'000 (\text{m}^2) \times 1209.56 \left( \frac{\text{kWh/m}^2}{\text{Jahr}} \right) \times 0.17 \times 0.8 = \text{Elektrischer Ertrag} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right)$$

Es ergibt sich ein elektrischer Ertrag von rund 300.7 GWh pro Jahr, welcher gemäss dieser Berechnung bei der Nutzung aller Dachflächen in den Landwirtschaftszonen des Kantons Schwyz erreicht werden könnte (Berechnung im Anhang).

### 5.2.2 Photovoltaikstrompotentiale mit den Daten von Sonnendach

In einem zweiten Ansatz wurde, gemäss dem in Kapitel 3.5.2 beschriebenen Vorgehen, das Strompotential der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons mit dem Solarkataster von Sonnendach bestimmt. Als Puffergrösse wird, die im vorangehenden Kapitel evaluierte Grösse von 50 m, verwendet. Alle Dachflächen, welche sich innerhalb des Puffers befinden oder diesen berühren, wurden in einen neuen Layer kopiert. In der Attributtabelle des neuen Layers finden sich nun die Details für jedes Dach im gesuchten Zielperimeter. Durch Aufsummieren aller von Sonnendach berechneten elektrischen

Erträge der erfassten Dachflächen in kWh pro Jahr (vgl. Abbildung 9), ergibt sich eine zweite Variante des Photovoltaikstrompotentials, welches von den Landwirtschaftsbetrieben des Kantons Schwyz erreicht werden könnte. Dieses beträgt rund 288.4 GWh pro Jahr (Berechnung im Anhang).

	OBJECTID	DATUM_ERSTELLUNG	SB_OBJEKTART	KLASSE	FLAECHE	AUSRICHTUNG	NEIGUNG	MSTRAHLUNG	GSTRAHLUNG	STROMERTRAG	WAERMEERTRAG	DUSCH
1	5234135	24.04.2020 16:55:41 (...)	1	2	209.262659...	-124	30	938	196288	31406	0	0
2	5234136	24.04.2020 16:55:42 (...)	1	4	206.745102...	56	29	1244	257191	41151	0	0
3	5234137	24.04.2020 16:55:43 (...)	1	4	4.08797487...	-34	44	1328	5429	869	0	0
4	5234138	24.04.2020 16:55:44 (...)	1	1	4.08663483...	146	44	639	2611	418	0	0
5	5234143	24.04.2020 16:55:57 (...)	8	3	38.2767170...	-180	0	1132	43329	6933	0	0
6	9048806	18.11.2021 12:33:55 (...)	1	3	51.3060462...	-150	7	1022	52435	8390	0	0
7	9048807	18.11.2021 12:34:03 (...)	1	4	99.7158368...	30	10	1232	122850	19656	0	0
8	9048808	18.11.2021 12:34:03 (...)	1	3	44.6481331...	-150	11	1043	46568	7451	0	0
9	9048809	18.11.2021 12:34:11 (...)	1	4	404.417829...	-60	42	1248	504713	80754	0	0
10	9048810	18.11.2021 12:34:11 (...)	1	1	191.577860...	120	47	796	152496	24399	0	0
11	9048811	18.11.2021 12:34:12 (...)	1	2	269.380781...	120	37	871	234631	37541	0	0

Abbildung 9 Ausschnitt der Attributtabelle der erfassten Dächer, Eingefärbt: der zu erwartende Stromertrag pro Jahr in kWh (eigene Darstellung)

Diese Methode kann für das Gesamtpotential aller Gebäuden in den Landwirtschaftszonen nicht angewendet werden, weil das Verschneiden von Dachflächen die Resultate verfälschen würde. Wie in Kapitel 3.5.2 beschrieben, lässt sich das mit den Daten von Sonnendach zu erwartende Potential mithilfe eines Differenzfaktors annähern. Dieser berechnet sich wie folgt aus der Differenz zwischen dem Strompotential der Landwirtschaftsbetriebe aus Kapitel 5.2.1 und dem Ergebnis für die Landwirtschaftsbetriebe aus Kapitel 5.2.2 mit der Formel aus Kapitel 3.5.2:

$$\frac{100 \div 171.5 \left[ \frac{kWh}{Jahr} \right] \times 288.4 \left[ \frac{kWh}{Jahr} \right]}{100} = 1.68$$

Durch Multiplizieren des Strompotentials aller Gebäuden in den Landwirtschaftszonen des Kantons aus Kapitel 5.2.1 mit dem Faktor 1.68 ergibt sich das Strompotential, welches mit den Daten von Sonnendach für die Gesamtdachfläche in den Landwirtschaftszonen zu erwarten ist. Dieses beträgt rund 505.2 GWh (Berechnung im Anhang).

### 5.3 Zusammenfassung und Einordnung der Resultate

Über die Grundflächendaten der kantonalen Vermessung lassen sich zwei Flächenpotentiale für den Photovoltaikausbau im Kanton Schwyz annähern (Kapitel 5.1):

Gesamtdachfläche aller landwirtschaftlichen Betriebe	1'042'300 m <sup>2</sup>
Gesamtdachfläche aller Gebäude in den Landwirtschaftszonen	1'828'000 m <sup>2</sup>

Daraus ergeben sich in einer ersten Berechnung zwei angenäherte Strompotentiale (Kapitel 5.2.1):

Photovoltaikstrompotential aller landwirtschaftlichen Betriebe	171.5 GWh/Jahr
Photovoltaikstrompotential aller Gebäude in den Landwirtschaftszonen	300.7 GWh/Jahr

In einer zweiten Berechnung ergeben sich mit den realen Daten von Sonnendach grössere Resultate (Kapitel 5.2.2):

<b>Photovoltaikstrompotential aller landwirtschaftlichen Betriebe</b>	<b>288.4 GWh/Jahr</b>
<b>Photovoltaikstrompotential aller Gebäude in den Landwirtschaftszonen</b>	<b>505.2 GWh/Jahr</b>

Die Resultate aus der Berechnung mit den Daten von Sonnendach sind rund 68 % höher als die Resultate, welche sich aus den angenäherten Dachflächen ergeben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Gesamtdachfläche mit den realen Daten von Sonnendach grösser ist als die über die Gebäudegrundflächen angenäherte Fläche (angenäherte Gesamtdachfläche Landwirtschaftsbetriebe: 1'042'300 m<sup>2</sup>, reale Gesamtdachfläche Landwirtschaftsbetriebe Sonnendach: 1'685'100 m<sup>2</sup>).

Es zeigt sich, dass eine Annäherung über die Gebäudegrundflächen keine aussagekräftigen Resultate liefert. Folglich sind auch die Strompotentiale aus Kapitel 5.2.1 nicht aussagekräftig.

## 6 Sinnvolle PV-Anlagen für Schwyz als Orientierungshilfe

### 6.1 Eingrenzung und Wahl der Anlagentypen

Ausgehend von der Aufgabenstellung sollen die konzipierten Beispielanlagen möglichst simpel und rentable Varianten aufzeigen. Wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben, wird dafür ein möglichst hoher Eigenverbrauch angestrebt. Die Entwicklung der Rüchspeisetarife verläuft, wie in Kapitel 2.4.4 beschrieben, sehr positiv, wodurch auch ins Netz eingespeister Strom mit mindestens 40.25 Rp./kWh vergütet wird (Bundesamt für Energie, 2022). Deshalb wird nicht nur die zur Deckung des Eigenverbrauchs benötigte Fläche, sondern die gesamte nutzbare Dachfläche, mit Modulen belegt. Zudem lassen sich die in Kapitel 5.3 beschriebenen Potentiale zukünftig nur erreichen, wenn die ganzen verfügbaren Dachflächen genutzt werden.

Im Hinblick auf die optimale Nutzung des Eigenverbrauchs wird zu folgenden Anlagentypen je eine Beispielanlage konzipiert:

- Typ 1: Klassische Schrägdach PV-Anlage mit Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung
- Typ 2: Schrägdach PV-Anlage mit Batteriespeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs und Überschusseinspeisung

### 6.2 Typ 1: Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung

Die erste Beispielanlage wurde für einen Landwirtschaftsbetrieb, bestehend aus einem Einzelgebäude am Wernisberg 3 in der Nähe von Ibach (Koordinaten: 46°59'56.0"N 8°39'06.6"E), erstellt (vgl. Abbildung 10) (Google LLC, 2013).



Abbildung 10 Landwirtschaftsgebäude am Wernisberg (Ausschnitt aus Google Maps) (Google LLC, 2013)

Die Dachflächen des Gebäudes sind mit 120° nach Nordwesten und mit – 60° nach Südosten ausgerichtet.

### 6.2.1 Planung und Kostenaufstellung

Das Modularray wurde, wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben, mit der Software «K2 Base» erstellt. Die passende Unterkonstruktion mit den dazu benötigten Bauteilen ergibt sich ebenfalls aus der Planung mit «K2 Base». Eine detaillierte Auflistung der Komponenten findet sich im Anhang. Gewählt wurde für die Anlage der Modultyp «JAM60S20-385/MR» vom Hersteller JA Solar, welches mit einer Leistung von 385 Wp und dem Preis von 137.65 CHF pro Stück zu den preiswertesten Modellen auf der Online-verkaufsplattform «Solarmarkt» gehört (Solarmarkt GmbH, o. J.-e). Das Datenblatt des Moduls findet sich im Anhang. Mit insgesamt 297 Modulen ergibt sich eine Gesamtleistung von rund 114.3 kWp.

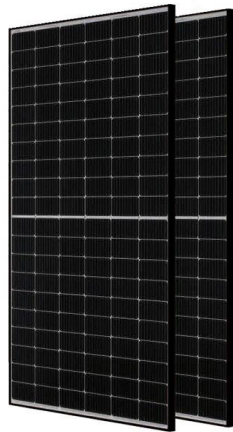


Abbildung 11 JA Solar JAM60S20-385/MR (Solarmarkt GmbH, o. J.-e)

Die Modulfelder können in folgende Strings unterteilt werden:

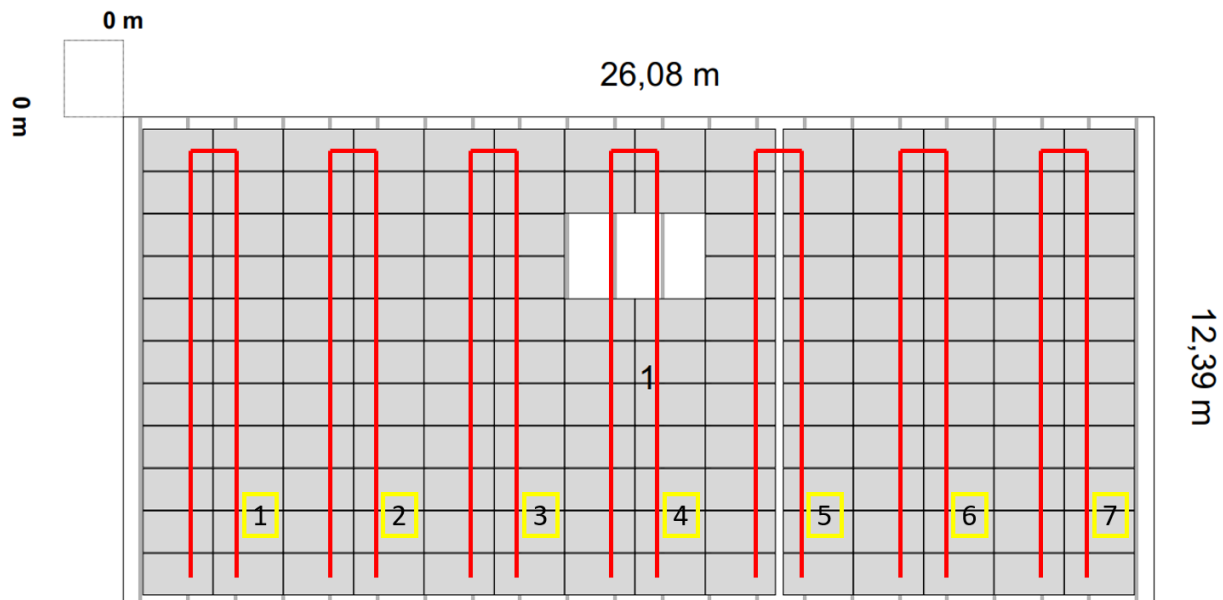


Abbildung 12 Modullayout, Dach West ausgehend vom Modulfeld aus "K2 Base" (eigene Darstellung)



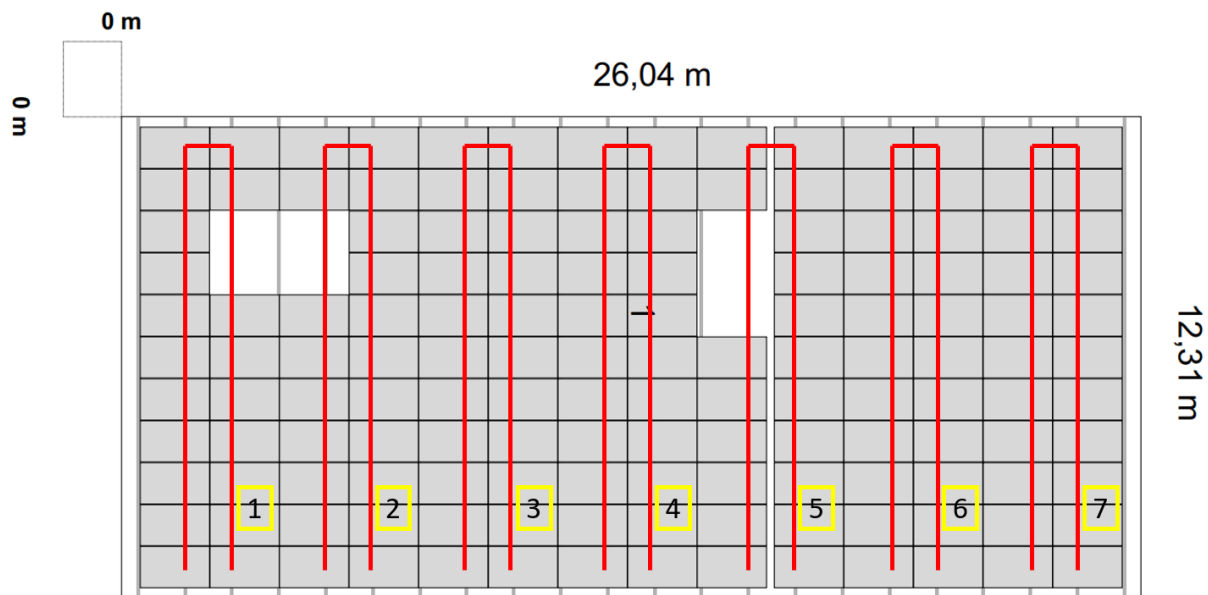


Abbildung 13 Modullayout, Dach Ost ausgehend vom Modulfeld aus "K2 Base" (eigene Darstellung)

Für die Einteilung wurde wie in Kapitel 4.3.2 beachtet, dass durch die serielle Verschaltung der Module das kumulierte Spannungsniveau von 1000 V nicht überschritten wird. So dürfen nicht mehr als maximal 23 Module mit einer Leerlaufspannung (maximaler Spannungswert) von 41.62 V in einem String sein (JA Solar, o. J.). Weiter wurden auf eine räumlich sinnvolle Anordnung geachtet. So kommen die die Anschlüsse aller Strings von beiden Dachflächen zentral auf dem Dachgiebel zusammen. Die Kabel können von da aus gebündelt ins Haus zum Wechselrichter geführt werden, wofür nur ein Kabelkanal benötigt wird. Für die eingeplanten beiden Wechselrichter muss die maximale Stringlänge von 23 Modulen zudem nicht ausgereizt werden. Es sind genügend Anschlüsse vorhanden.

Für die Wechselrichter werden zwei Stück vom Modell «SUN2000-50KTL-M3» vom Hersteller Huawei eingeplant (Abbildung 14). Das Datenblatt findet sich im Anhang. Mit einem Stückpreis von 2'774.75 CHF und einer AC-Nennleistung von 50 kVA (Angabe, wie viel Leistung angeschlossen werden kann) gehört der «SUN2000-50KTL-M3» zu den preiswertesten Wechselrichtern auf der Onlineverkaufsplattform «Solarmarkt». Das Datenblatt findet sich im Anhang. Es wurde sichergestellt, dass genügend Anschlüsse vorhanden sind. Jeder Wechselrichter hat vier MPP-Tracker mit jeweils je zwei Eingängen, wodurch insgesamt 16 Strings angeschlossen werden könnten (Solarmarkt GmbH, o. J.-b). Insgesamt wird mit den beiden Wechselrichtern eine Leistung von 100 kVA abgedeckt, was rund 87 % der Anlagenleistung von 114 kWp abdeckt. Die in Kapitel 4.3.4 erläuterte Auslegungsgrad wird somit leicht überschritten. Da jedoch kleinere Wechselrichter Modelle weniger Anschlüsse haben und nicht sonderlich billiger sind, wird trotzdem diese Grösse verwendet. So können auch Einstrahlungsspitzen, beispielsweise am Mittag, zu einem grösseren Teil verwertet werden.



Abbildung 14 Wechselrichter Huawei SUN2000-50KTL-M3 (Solarmarkt GmbH, o. J.-b)

Die Länge der Strings, welche auf einem MPP-Tracker parallel angeschlossen werden, muss für diesen Wechselrichtertyp identisch sein. Folglich werden auf dem Dach West die Strings 1&2, 3&5 und 6&7 mit einer Stringlänge von 22 Modulen paarweise auf drei MPP-Tracker verteilt. String 4 mit nur 18 Modulen wird einzeln an den vierten noch freien MPP-Tracker angeschlossen (vgl. Abbildung 12). Ebenso werden auf dem Dach Ost die Strings 3&4 und 6&7 mit je 22 Modulen und die Strings 1&2 mit je 20 Modulen paarweise auf drei MPP-Tracker verteilt. String 5 mit nur 19 Modulen wird wiederum einzeln an den vierten noch freien MPP-Tracker angeschlossen (vgl. Abbildung 13).

Für allenfalls zusätzlich benötigtes Elektrokleinmaterial wie Stecker, Klemmen oder Schrauben wird eine geschätzte Pauschale von 2000.- CHF miteingerechnet.

Wie in Kapitel 4.3.6 zum Thema Sicherheit beschrieben, finden sich in der Kostenaufstellung der Anlage Pauschalpreise für die Erstellung eines Gerüsts und den Schutz von nicht durchsturz sicheren Dachbereichen. Als Überspannungsschutz wird der Geräteanschlusskasten «TARU GAK 2IN/2OUTx4 4MPPT 4ÜS MC4» mit einem Preis von 541.50 CHF vom Hersteller Taru GmbH eingesetzt (Abbildung 15). Dieser ist mit 4 MPP-Trackern und je zwei Ein- und Ausgängen für den Wechselrichter «SUN2000-50KTL-M3» geeignet (Solarmarkt GmbH, o. J.-g).

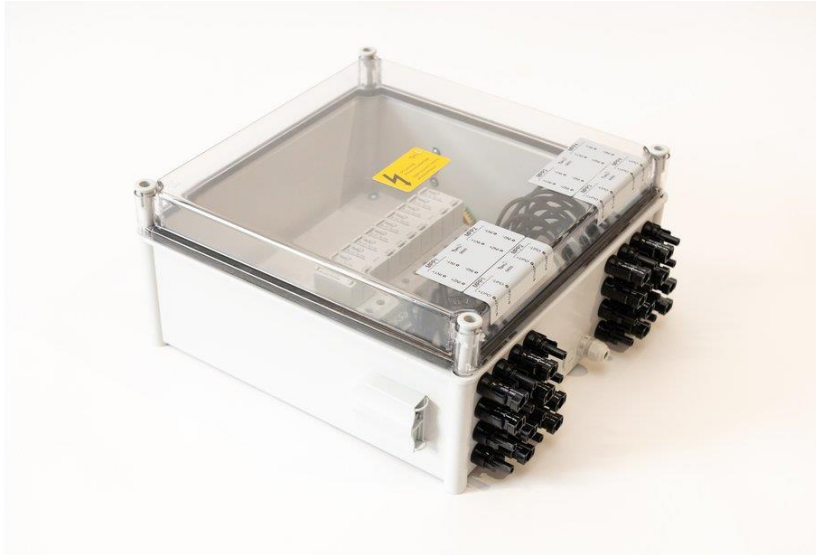


Abbildung 15 Überspannungsschutz TARU GAK 2IN/2OUTx4 4MPPT 4ÜS MC4 (Solarmarkt GmbH, o. J.-g)

Als Absturzsicherung werden pro Dachfläche 24 Sicherheitshaken zu einem Preis von je 52.50 CHF vom Hersteller Repapress AG einkalkuliert (Solarmarkt GmbH, o. J.-d). Die gewählte Anzahl beruht dabei auf einer grosszügigen Schätzung und wurde aufgrund von fehlenden Angaben nicht präzise evaluiert.

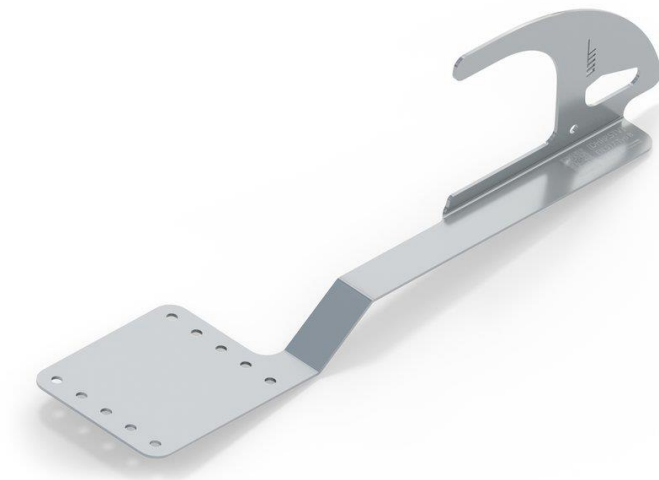


Abbildung 16 Repapress Sicherheitsdachhaken Standard (Solarmarkt GmbH, o. J.-d)

Für die Erstellung eines Gerüsts bei der Montage wird eine geschätzte Pauschale von 14000.- eingerechnet. Wie in Kapitel 4.3.6 beschrieben, wird auch für die Sicherung von nicht durchbruchssicheren Dachstellen, wie zum Beispiel Dachfenster, eine Pauschale eingerechnet. Diese wird auf 6000.- geschätzt. Weiter wird die Miete eines Hebemittels eingerechnet, welches benötigt wird, um das Material aufs Dach zu befördern. Die geschätzten Kosten dafür belaufen sich auf zirka 6000.-.

Um den produzierten Strom zum Wechselrichter zu führen, werden UV-beständige Solarkabel benötigt. Die beiden Enden jedes Strings müssen dafür an den Wechselrichter angeschlossen werden. Pro

String werden also zwei Leitungen benötigt, welche in der Dachmitte auf dem Giebel bis an den Dachrand verlaufen und dort der Fassade entlang nach unten geführt werden (vgl. Abbildung 17).

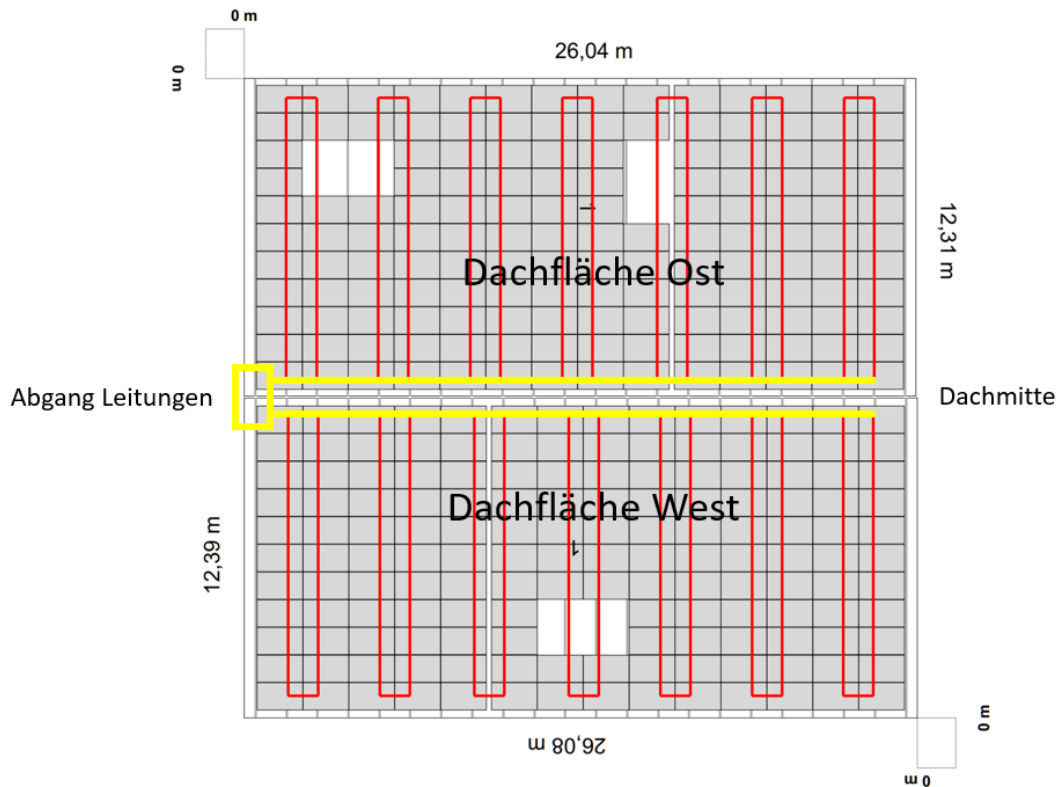


Abbildung 17 Schematische Darstellung der Leitungsführung in der Mitte des Giebeldachs zum zentralen Abgang für alle Kabel am Dachrand (gelb eingezeichnet) (eigene Darstellung)

Die Kabellänge bis zur Dachkante wird für jeden String mithilfe der Dachlänge grosszügig abgeschätzt:

$$(4 \times 25 \text{ m}) + (4 \times 21.5 \text{ m}) + (4 \times 18 \text{ m}) + (4 \times 14.5 \text{ m}) + (4 \times 11 \text{ m}) + (4 \times 7.5 \text{ m}) + (4 \times 4 \text{ m}) = 406 \text{ m}$$

Mit einer geschätzten Gebäudehöhe von 7 m und geschätzten weiteren 5 m bis zum Wechselrichter, muss bei jeder Leitung 12 m dazugerechnet werden:

$$406 \text{ m} + (28 \times 12) = 742 \text{ m}$$

Die benötigte Leitungslänge beträgt also ungefähr 742 m. Zur Absicherung wird die Leitungslänge auf 800 m aufgerundet. Verwendet wird dafür ein UV-beständiges Solarkabel vom Typ «Solarflex 4mm<sup>2</sup>» vom Hersteller Helukabel AG (vgl. Abbildung 18) zum Preis von insgesamt 667.95 CHF (Solarmarkt GmbH, o. J.-a).



Abbildung 18 Kabel «Solarflex 4mm<sup>2</sup>» vom Hersteller Helukabel AG (Solarmarkt GmbH, o. J.-a)

Zum Herunterführen der Leitungen, werden diese zum Schutz vor Berührung zusätzlich in ein Installationsrohr eingebettet. Dafür wird ein UV-beständiges Kunststoffrohr mit einem Aussendurchmesser von 63 mm vom Typ «UV-FLEX M63» vom Hersteller Plica AG zu einem Preis von 75.15 CHF pro Rolle 25 m Rolle verwendet (vgl. Abbildung 19) (Solarmarkt GmbH, o. J.-c).



Abbildung 19 UV-beständiges Installationsrohr aus Kunststoff, Typ "UV-FLEX M63" (Solarmarkt GmbH, o. J.-c)

Für den Transport des benötigten Materials wird eine Transportpauschale von 2000.- CHF einkalkuliert. Zudem wird der Preis für die Abfallentsorgung auf 500.- CHF geschätzt.

Die Montagearbeiten lassen sich in Personenarbeitstagen berechnen. Pro Arbeitstag, pro Person wird dafür in der Privatwirtschaft meist ungefähr 800.- CHF eingerechnet (D. Von Burg, persönliche Kommunikation, 2021). Die geplante Anlage mit 297 Modulen kann grosszügig geschätzt in acht Arbeitstagen mit sechs Personen gebaut werden. Weiter wird eine Planungs- und Projektleitungspauschale von 24'000.- CHF einkalkuliert. Diese Summe ist eine Schätzung beruhend auf Erfahrungswerten aus der Privatwirtschaft.

Abschliessend wurden die in Kapitel 4.3.10 aufgeführten notwendigen Dokumente für den Standort am Wernisberg 3 ausgefüllt. Für das Meldeformular wurde das offizielle Formular des Kantons Schwyz verwendet (Kanton Schwyz, 2014). Als Beispiel für ein technisches Anschlussgesuch wurde das Formular von Markus Rickenbacher von der Brunner Informatik AG verwendet (Rickenbacher, 2018). Die beiden Formulare finden sich im Anhang. Für allfällige Bewilligungskosten und den administrativen Aufwand wird eine geschätzte Pauschale von 600.- CHF eingerechnet.

In folgender Kostenaufstellung in Abbildung 20 sind die Preise der benötigten Bauteile, wie auch die Preise für den Transport, die Arbeit, die Entsorgung und für weitere allfällige Kostenpunkte aufgelistet. Standardmässig wurde ein Mehrwertsteuersatz von 7.7 % und eine Marge von 25 % eingerechnet. Es ist zu beachten, dass viele der Preise aufgrund von fehlenden Informationen auf Schätzungen beruhen:

Nr.	Bezeichnung	Menge [Stück]	Einzelpreis [CHF]	MWST [%]	Marge [%]	Gesamtpreis [CHF]
<b>1 Hauptkomponenten</b>						
<b>1.1 Solarmodule JA Solar</b>						<b>59035.82</b>
	<i>JA Solar JAM60S20-385/MR</i>	297	147.65	7.7	25	59035.82
<b>1.2 Unterkonstruktion K2 Single Rail System</b>						<b>36465.35</b>
	<i>CrossHook 3S</i>	800	9.77	7.7	25	10523.71
	<i>Heco-Topix Plus wood screw 8x100</i>	1600	0.49	7.7	25	1064.08
	<i>SingleRail 36 End Cap</i>	300	0.48	7.7	25	195.52
	<i>K2 Solar Cable Manager</i>	300	0.29	7.7	25	115.72
	<i>SingleRail 36; 4,40 m</i>	380	36.11	7.7	25	18473.69
	<i>SingleRail 36 RailConnector Set</i>	240	5.45	7.7	25	1762.11
	<i>SingleRail Climber Set 36/50</i>	990	1.84	7.7	25	2449.24
	<i>OneMid Set 30-42</i>	540	2.06	7.7	25	1493.96
	<i>OneEnd Set 30-42</i>	140	2.06	7.7	25	387.32
<b>1.3 Wechselrichter Huawei</b>						<b>7471.01</b>
	<i>Huawei SUN2000-50KTL-M3</i>	2	2774.75	7.7	25	7471.01
<b>1.4 Überspannungsschutz</b>						<b>1457.99</b>
	<i>TARU GAK 2IN/2OUTx4 4MPPT 4ÜS MC4</i>	2	541.5	7.7	25	1457.99
<b>1.5 Solarkabel UV-Beständig</b>						<b>899.23</b>
	<i>Helukabel Solarflex 4mm² 500m schwarz</i>	1	417.45	7.7	25	561.99
	<i>Helukabel Solarflex 4mm² 100m schwarz</i>	3	83.5	7.7	25	337.24
<b>1.6 DC-Material Fassade und Dach</b>						<b>101.17</b>
	<i>Plica UV-FLEX M63 - Kunststoffrohr</i>	1	75.15	7.7	25	101.17
<b>1.7 Elektrokleinmaterial</b>						<b>2000.00</b>
	<i>Pauschal: Stecker, Klemmen, Schrauben</i>	1	2000	inkl.	inkl.	2000.00
<b>2 Montage &amp; Logistik</b>						
<b>2.1 Gerüst / Absturzsicherung</b>						<b>15773.78</b>
	<i>Pauschal: Gerüst</i>	1	6000	inkl.	inkl.	6000.00
	<i>Repapress Sicherheitsdachhaken Standard</i>	24	52.5	7.7	25	1696.28
	<i>Pauschale: Sicherung von nicht durchbruchsihern Dachflächen</i>	1	6000	7.7	25	8077.50
<b>2.2 Hebemittel</b>						<b>14000.00</b>
	<i>Pauschale: Miete Hebemittel, inkl. Transport</i>	1	14000	inkl.	inkl.	14000.00
<b>2.3 Logistik</b>						<b>2500.00</b>
	<i>Pauschale: Transportkosten</i>	1	2000	inkl.	inkl.	2000.00
	<i>Pauschale: Afallentsorgung</i>	1	500	inkl.	inkl.	500.00
<b>2.4 Montagearbeiten</b>						<b>49542.00</b>
	<i>Montagearbeiten Solarmodule, Unterkonstruktion, Wechselrichter</i>	46	800	7.7	25	49542.00
<b>3 Planung und Administration</b>						
<b>3.1 Planungskosten</b>						<b>24000.00</b>
	<i>Pauschal: Planung- Projektleitungskosten</i>	24000	1	inkl.	inkl.	24000.00
<b>3.2 Administrative Kosten</b>						<b>600.00</b>
	<i>Anschlusskosten und Kosten für administrative Aufwände</i>	600	1	inkl.	inkl.	600.00
<b>Total</b>						<b>213846.35</b>

Abbildung 20 Grobe Kostenaufstellung der konzipierten Photovoltaikanlage vom Typ 1 (Auszug aus Excel Berechnung)

## 6.2.2 Ertragsanalyse und Wirtschaftlichkeitsrechnung

Wie in Kapitel 4.3.9 beschrieben, wurde mit dem Programm «PV\*SOL» eine Ertragsanalyse durchgeführt. Dabei wurden sämtliche Parameter wie die Klimadaten, die Dachneigung oder der Modultyp der Anlage entsprechend eingestellt. Für das Standardlastprofil zur Berechnung des Eigenverbrauchs wurde der durchschnittliche Jahresstromverbrauch eines Landwirtschaftsbetriebs von 18'500 kWh aus Kapitel 2.4.4 verwendet (Felder, 2019). Es ergibt sich folgende Ertragsprognose (Tabelle 4):

*Tabelle 4 Zusammenfassung der Ertragsprognose der Anlage Typ 1 aus "PV\*SOL" (Valentin Software GmbH, 2020)*

PV-Generatorleistung	114.35	kWp
Spez. Jahresertrag	801.21	kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	88.22	%
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	91'659	kWh/Jahr
Eigenverbrauch	8'555	kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0	kWh/Jahr
Netzeinspeisung	83'104	kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	9.3	%
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	43'059	kg/Jahr
Autarkiegrad	46.1	%

Es zeigt sich, dass der Eigenverbrauchsanteil mit 9.3 % relativ tief ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mehr Strom produziert wird, als benötigt wird. Jedoch kann auch nicht der gesamte Strombedarf durch Photovoltaik gedeckt werden, da kein Speichersystem vorhanden ist und beispielsweise am Abend oder in der Nacht kein Strom produziert, aber trotzdem verbraucht wird. Wie in Abbildung 21 ersichtlich ist, sind die Eigenverbrauchsanteile in den Wintermonaten tiefer als im Sommer. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass insgesamt weniger Strom im Winter produziert wird, wie in Abbildung 22 zu sehen ist. Als Gründe dafür sind die klimatischen Bedingungen in der Schweiz und die kürzeren Tageslängen in den Wintermonaten zu nennen.

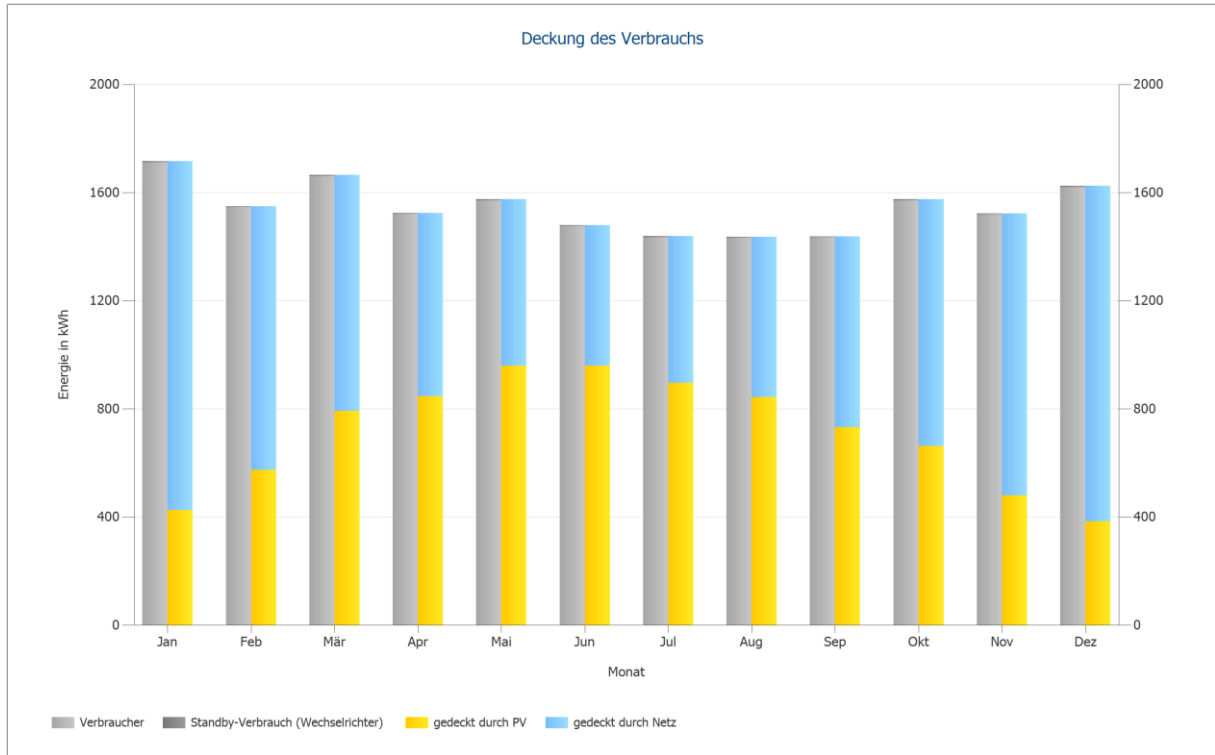


Abbildung 21 Deckung des Eigenverbrauchs mit Photovoltaikstrom über ein Jahr, simuliert mit «PV\*SOL» (Anlage Typ 1)

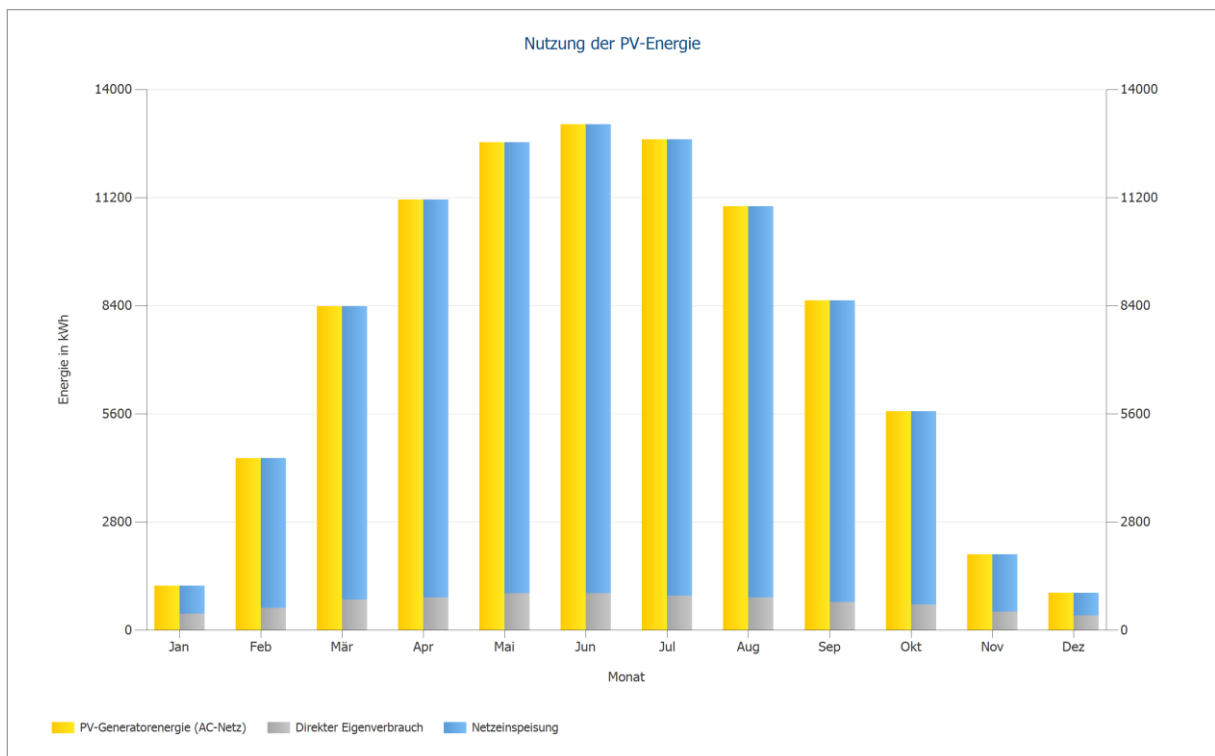


Abbildung 22 Nutzung des Photovoltaikstroms über ein Jahr, Simuliert mit «PV\*SOL» (Anlage Typ 1)



Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist der ins Netz eingespeiste Strom mit 83'104 kWh/Jahr, sowie der Eigenverbrauch mit 8'555 kWh/Jahr. Nach Kapitel 4.3.9 wird der Eigenverbrauchsstrom mit 44.21 Rp./kWh und der eingespeiste Strom mit 40.26 Rp./kWh verrechnet.

Wie in der Kostenaufstellung in Abbildung 20 ersichtlich, betragen die Anfangsinvestitionskosten für die Anlage 213'846.35 CHF ohne die Förderbeiträge des Bundes aus Kapitel 2.3. Diese werden jedoch in die Wirtschaftlichkeitsrechnung miteinbezogen und lassen sich wie folgt mit dem Tarifrechner von Pronovo abschätzen (Pronovo AG, o. J.-b):

Basisdaten der Anlage						Vergütungsdetails	
Leistung in kWp*	Datum Inbetriebnahme*	Art des Anlagenbaues*	Neigungswinkel ≥ 75 Grad	Höhenbonus ab 1500m	kein Eigenverbrauch		
114.30	26.05.2023	Angebaut	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Grundbeitrag 0.00
							Leistungsbeitrag 36'860.85
							Neigungswinkelbonus 0.00
							Höhenbonus 0.00
							Förderbeitrag (unverbindlich) 36'860.85 CHF
<input type="button" value="berechnen"/>							

Abbildung 23 Ausschnitt aus dem Tarifrechner von Pronovo, Berechnung der Einmalvergütung für die geplante Photovoltaikanlage (geschätzte Inbetriebnahme: Ende Mai 2023) (Pronovo AG, o. J.-b)

Weiter wird die Moduldegradation (Abnahme der Modulleistung) gemäss dem Datenblatt des Moduls miteinberechnet. Nach 25 Jahren beträgt die Modulleistung noch 83.1 % der ursprünglichen Nennleistung von 385 W (JA Solar, o. J.). Weiter wird alle fünf Jahre eine gründliche Modulreinigung zu einem Preis von 2000.- CHF einkalkuliert. Zudem wird angenommen, dass die Wechselrichter nach 15 Jahren ersetzt werden müssen. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung nach dem in Kapitel 4.3.9 beschriebenen Vorgehen ergeben sich folgende Werte (Excel im Anhang):

Tabelle 5 Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Excel, Anlage Typ 1

Durchschnittlicher Stromertrag	86'584.57	kWh/Jahr
Kapitalwert (Einnahmeüberschuss im letzten Jahr)	543'927.91	Fr.
Payback-Zeit statisch	5	Jahre
Gestehungskosten (ges. Kosten / ges. Produktion)	13.24	Rp./kWh
Durchschnittlicher Gewinn	27'196.40	CHF/Jahr
Rentabilität statisch	25.93	%

## 6.3 Typ 2: Batteriespeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs

### 6.3.1 Planung und Kostenaufstellung

Im Hinblick auf die Steigerung des Eigenverbrauchs, wird die im vorangehenden Kapitel konzipierte Beispielanlage mit einem Batteriespeicher erweitert. Die anderen Teile der Anlage bleiben bestehen und werden nicht weiter verändert, weshalb in diesem Kapitel Elemente wie das Modullayout, die Wahl der Wechselrichter oder das Sicherheitssystem nicht wiederholt werden.

Die Dimensionierung des Batteriespeichers erfolgt wie in Kapitel 4.3.5 beschrieben. Folglich ist für die Anlage mit einer Nennleistung von 114.3 kWp ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von rund 114 kWh geeignet. Der Batteriespeicher vom Typ «sonnenBatterie 10 performance 110kWh/16kW» vom Hersteller sonnen GmbH mit einer Speicherkapazität von 110 kWh entspricht ungefähr der gesuchten Speicherkapazität und ist mit 50'195.60 CHF eines der preiswertesten Kompaktsysteme auf der Plattform solarmarkt.ch, weshalb dieses Modell verwendet wird (Solarmarkt GmbH, o. J.-f).



Abbildung 24 «sonnenBatterie 10 performance 110kWh/16kW» vom Hersteller sonnen GmbH (Solarmarkt GmbH, o. J.-f)

In folgender Kostenaufstellung wurde die Preisaufstellung der bestehenden Anlage mit dem Preis für das Batteriespeichersystem ergänzt. Zudem wurde für die Installation des Speichers die Anzahl Personentage um zwei erhöht. Weiter wurde die insgesamt benötigte Leitungslänge für die Verkabelung des Speichers um 200 m verlängert. Standardmässig wurde ein Mehrwertsteuersatz von 7.7 % und eine Marge von 25 % eingerechnet:

Nr.	Bezeichnung	Menge [Stück]	Einzelpreis [CHF]	MWST [%]	Marge [%]	Gesamtpreis [CHF]
<b>1</b>	<b>Hauptkomponenten</b>					
<b>1.1</b>	<b>Solarmodule JA Solar</b>					<b>59035.82</b>
	JA Solar JAM60S20-385/MR	297	147.65	7.7	25	59035.82
<b>1.2</b>	<b>Unterkonstruktion K2 Single Rail System</b>					<b>36465.35</b>
	CrossHook 3S	800	9.77	7.7	25	10523.71
	Heco-Topix Plus wood screw 8x100	1600	0.49	7.7	25	1064.08
	SingleRail 36 End Cap	300	0.48	7.7	25	195.52
	K2 Solar Cable Manager	300	0.29	7.7	25	115.72
	SingleRail 36; 4.40 m	380	36.11	7.7	25	18473.69
	SingleRail 36 RailConnector Set	240	5.45	7.7	25	1762.11
	SingleRail Climber Set 36/50	990	1.84	7.7	25	2449.24
	OneMid Set 30-42	540	2.06	7.7	25	1493.96
	OneEnd Set 30-42	140	2.06	7.7	25	387.32
<b>1.3</b>	<b>Wechselrichter Huawei</b>					<b>7471.01</b>
	Huawei SUN2000-50KTL-M3	2	2774.75	7.7	25	7471.01
<b>1.4</b>	<b>Batteriespeicher</b>					<b>67575.83</b>
	sonnenBatterie 10 performance 110kWh/16kW	1	50195.6	7.7	25	67575.83
<b>1.4</b>	<b>Überspannungsschutz</b>					<b>1457.99</b>
	TARU GAK 2IN/2OUTx4 4MPPT 4ÜS MC4	2	541.5	7.7	25	1457.99
<b>1.5</b>	<b>Solkabel UV-Beständig</b>					<b>1123.98</b>
	Helukabel Solarflex 4mm² 500m schwarz	2	417.45	7.7	25	1123.98
<b>1.6</b>	<b>DC-Material Fassade und Dach</b>					<b>101.17</b>
	Plica UV-FLEX M63 - Kunststoffrohr	1	75.15	7.7	25	101.17
<b>1.7</b>	<b>Elektrokleinmaterial</b>					<b>2000.00</b>
	Pauschal: Stecker, Klemmen, Schrauben	1	2000	inkl.	inkl.	2000.00
<b>2</b>	<b>Montage &amp; Logistik</b>					
<b>2.1</b>	<b>Gerüst / Absturzsicherung</b>					<b>15773.78</b>
	Pauschal: Gerüst	1	6000	inkl.	inkl.	6000.00
	Repapress Sicherheitsdachhaken Standard	24	52.5	7.7	25	1696.28
	Pauschale: Sicherung von nicht durchbruchsihern Dachflächen	1	6000	7.7	25	8077.50
<b>2.2</b>	<b>Hebemittel</b>					<b>14000.00</b>
	Pauschale: Miete Hebemittel, inkl. Transport	1	14000	inkl.	inkl.	14000.00
<b>2.3</b>	<b>Logistik</b>					<b>2500.00</b>
	Pauschale: Transportkosten	1	2000	inkl.	inkl.	2000.00
	Pauschale: Afallentsorgung	1	500	inkl.	inkl.	500.00
<b>2.4</b>	<b>Montagearbeiten</b>					<b>51696.00</b>
	Montagearbeiten Solarmodule, Unterkonstruktion, Wechselrichter, Batteriespeicher	48	800	7.7	25	51696.00
<b>3</b>	<b>Planung und Administration</b>					
<b>3.1</b>	<b>Planungskosten</b>					<b>24000.00</b>
	Pauschal: Planung- Projektleitungskosten	24000	1	inkl.	inkl.	24000.00
<b>3.2</b>	<b>Administrative Kosten</b>					<b>600.00</b>
	Anschlusskosten und Kosten für administrative Aufwände	600	1	inkl.	inkl.	600.00
	<b>Total</b>					<b>283800.93</b>

Abbildung 25 Grobe Kostenaufstellung der konzipierten Photovoltaikanlage vom Typ 2 (Auszug aus Excel Berechnung)

### 6.3.2 Ertragsanalyse und Wirtschaftlichkeitsrechnung

Wie im vorangehenden Kapitel, wurde eine Ertragsanalyse gemäss Kapitel 4.3.9 erstellt. Die Simulationsparameter der ursprünglichen Anlage aus Kapitel 6.2 bleiben unverändert, werden jedoch durch den Batteriespeicher ergänzt. Zum Ermitteln des Eigenverbrauchs wurde wiederum ein Standardlastprofil eines Landwirtschaftsbetriebs mit dem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch von 18'500 kWh aus Kapitel 2.4.4 verwendet (Felder, 2019). Es ergibt sich folgende Ertragsprognose:

*Tabelle 6 Zusammenfassung der Ertragsprognose der Anlage Typ 2 aus "PV\*SOL" (Valentin Software GmbH 2020)*

PV-Generatorleistung	114.35	kWp
Spez. Jahresertrag	801.21	kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	88.22	%
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	91'659	kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	8'344	kWh/Jahr
Batterieladung	8'496	kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0	kWh/Jahr
Netzeinspeisung	74'819	kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	18.3	%
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	42'365	kg/Jahr
Autarkiegrad	83.4	%

Es zeigt sich, dass der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zur Anlage vom Typ 1 ohne Batteriespeicher von 9.3 % auf 18.3 % erhöht werden konnte. Wie in Abbildung 26 ersichtlich ist, hat der Batteriespeicher insbesondere in den Wintermonaten einen erheblichen Einfluss auf die Deckung des Eigenverbrauchs. So wird ein Autarkiegrad von 83.4 % erreicht, was bedeutet, dass nur noch 16.6 % des Strombedarfs durch das öffentliche Verteilnetz gedeckt werden muss. Wie in Abbildung 27 ersichtlich, wird im Dezember und im Januar die gesamte verfügbare PV-Energie verwertet. Dass trotz Batteriespeicher noch externer Strom bezogen werden muss, kann folglich wiederum auf die fehlende Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten zurückgeführt werden.

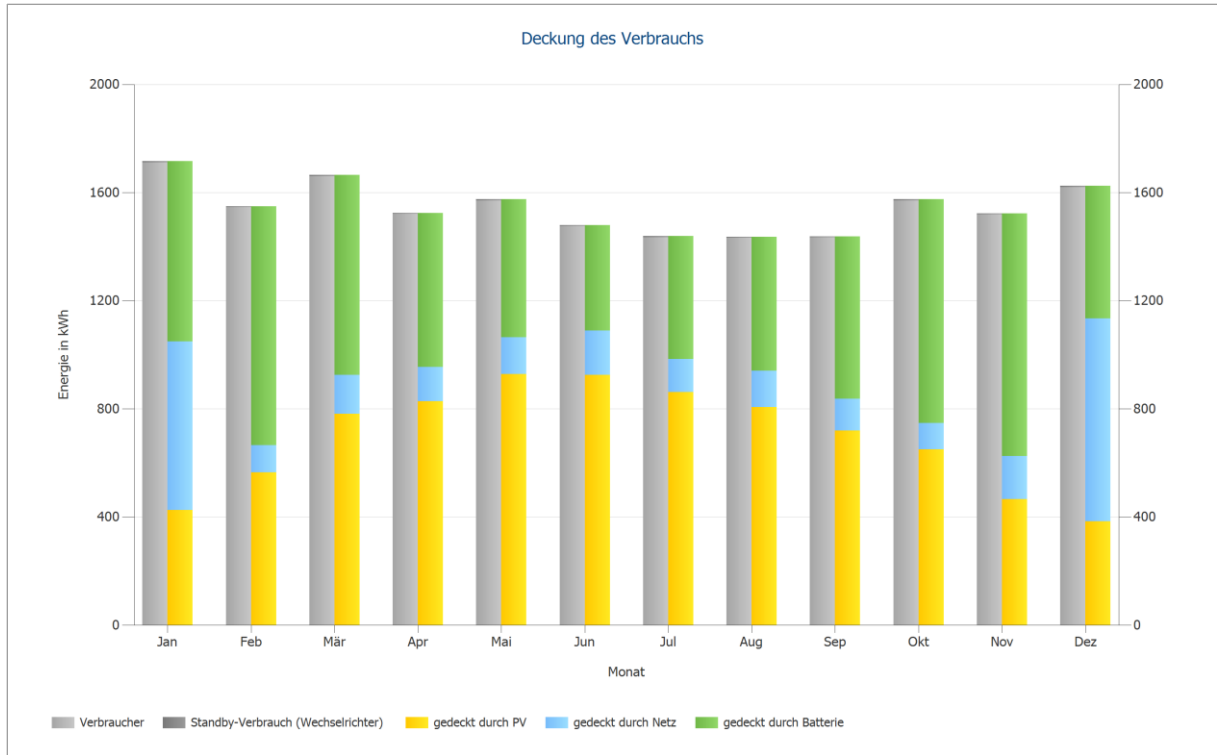


Abbildung 26 Deckung des Eigenverbrauchs mit Photovoltaikstrom über ein Jahr, simuliert mit «PV\*SOL» (Anlage Typ 2)

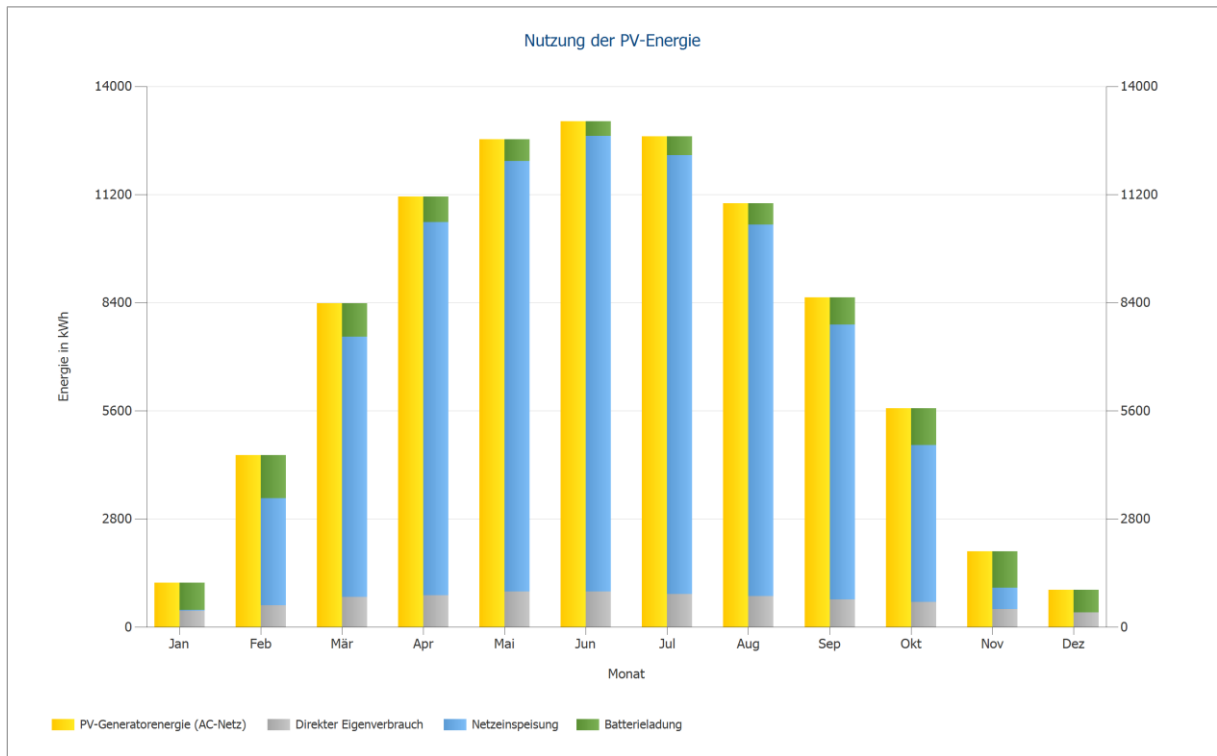


Abbildung 27 Nutzung des Photovoltaikstroms über ein Jahr, Simuliert mit «PV\*SOL» (Anlage Typ 2)

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung werden dieselben Parameter wie in Kapitel 6.2.2 verwendet. Auch die zu erwartenden Förderbeiträge des Bundes von 36'860.85 CHF bleiben unverändert, da sich die Nennleistung der Anlage durch den Batteriespeicher nicht verändert. Ausschlaggebend sind jedoch die höheren Investitionskosten von rund 283'800.95 CHF und der erhöhte Eigenverbrauchsanteil von 18.3 %. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung nach dem in Kapitel 4.3.9 beschriebenen Vorgehen ergeben sich folgende Werte folgende Werte (Excel im Anhang):

*Tabelle 7 Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Excel, Anlage Typ 2*

Durchschnittlicher Stromertrag	86'584.57	kWh/Jahr
Kapitalwert (Einnahmeüberschuss im letzten Jahr)	474'299.18	Fr.
Payback-Zeit statisch	7	Jahre
Gestehungskosten (ges. Kosten / ges. Produktion)	17.28	Rp./kWh
Durchschnittlicher Gewinn	23'714.96	CHF/Jahr
Rentabilität statisch	17.08	%

Im Vergleich mit den Werten aus Kapitel 6.2.2 zeigt sich, dass die Anlage mit dem Batteriespeicher weniger wirtschaftlich ist als die Anlage vom Typ 1 ohne Speichersystem. So ist beispielsweise die Payback-Zeit rund zwei Jahre höher oder die Rentabilität um rund 6 % tiefer.

## 7 Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit diskutiert und reflektiert. Weiter wird ein Ausblick auf die weitere Entwicklung des Photovoltaikausbaus im Kanton Schwyz gegeben.

### 7.1 Beurteilung der Ergebnisse

Zwischen den angenäherten Photovoltaikstrompotentialen und den Strompotentialen mit den Daten von Sonnendach zeigt sich in Kapitel 5 eine Differenz von rund 68 %. Wie in Kapitel 5.3 beschrieben ist dies auf die unterschiedlichen Gesamtdachflächen zurückzuführen. Diese Gesamtfläche ist beispielsweise bei der Betrachtung der Dachflächen der Landwirtschaftsbetriebe des Kantons mit den realen Daten von Sonnendach rund 61.7 % grösser als sie mit den Gebäudegrundflächen angenähert wurde. In der Annahme, dass die Dachflächen im Projekt Sonnendach präziser analysiert wurden als bei der Annäherung über die Gebäudegrundflächen, wurden die Ergebnisse aus den Annäherungen verworfen. Bei der Betrachtung der einzelnen Dachflächen von Sonnendach (Objekte im Layer Solarkataster) zeigt sich eine weitaus detailreichere Ausführung. So wurde beispielsweise für jedes Dach die Dachneigung und die Ausrichtung bestimmt, die Dächer wurden in Eignungsklassen eingestuft und der Stromertrag mit den ortsspezifischen Einstrahlungsdaten und nicht mit Durchschnittswerten berechnet (Meteotest AG, 2016). Weiter besteht die Gesamtheit der Dachflächen bei der Betrachtung des Flächenpotentials der Landwirtschaftsbetriebe mit den Daten von Sonnendach aus insgesamt 17'846 einzelnen Objekten, während sich die Gesamtdachfläche bei der Annäherung aus nur 4519 Objekten zusammensetzt.

Wie in der Einführung der Methodik in Kapitel 3.4 bereits beschrieben, sind die verwendeten Puffergrößen zentrale Parameter für die gesamte Potentialanalyse. So wurde beispielsweise der festgelegte Puffer von 50m um die Landwirtschaftsbetriebe auch für die Ermittlung des Strompotentials mit den Daten von Sonnendach verwendet. Es ist schwierig abzuschätzen, ob mit den verwendeten Puffergrößen die gesuchten Zielgrößen realistisch beschrieben werden. In Anbetracht des von Meteotest für Sonnendach evaluierten gesamten Solarpotential des Kantons Schwyz von 1'146.6 GWh pro Jahr aus Kapitel 2.4.1, entsprechen die Photovoltaikstrompotentiale dieser Arbeit jedoch einer realistischen Größenordnung. So entspricht das Solarpotential aller Gebäuden in den Landwirtschaftszonen des Kantons mit 505.2 GWh pro Jahr rund 44.1 % des Gesamtpotentials von Schwyz. Mit dem grossen Anteil an ländlich geprägten Gebieten im Kanton kann dieser Wert als realistisches Minimum betrachtet werden.

Im zweiten Teil der Arbeit wird zur Planung der Beispielanlagen eine Vorgehensweise eingeführt, welche die wichtigsten Planungsschritte und Überlegungen miteinbeziehen. Die konzipierten Beispielanlagen bestehen aus realen, aufeinander abgestimmten Komponenten. Es werden transparent die

Einkaufspreise der Komponenten aufgeführt. Zu beachten ist jedoch, dass die Auflistung der Kostenpunkte in der Kostenaufstellung nicht zwingend abschliessend ist. Je nach Anlagentyp, den Gegebenheiten der vorhandenen Bausubstanz oder der Anschlusssituation (Zähler, Hauptverteilung etc.) muss mit erheblichen Mehrkosten gerechnet werden. Folglich müssen auch die kurzen Amortisationszeiten von 5 und 7 Jahren relativiert werden.

Im Rahmen dieser Arbeit zeigt sich für beide Anlagentypen eine sehr hohe Wirtschaftlichkeit. Diese ist nebst der allenfalls nicht vollständigen Kostenaufstellung mit der momentanen Strompreissituation zu begründen. Mit dem hohen Referenzmarktpreis (Einspeisetarif) von 40.26 Rp./kWh wird auch das Einspeisen ins öffentliche Verteilnetz lukrativ. Insbesondere wenn die Differenz zwischen dem Strombezugspreis (Vergütung Eigenverbrauch) von 44.21 Rp./kWh und dem Einspeisetarif klein ist und folglich der Eigenverbrauchsanteil nicht mehr besonders relevant ist. So kann auf Investitionen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, wie Batteriespeichersysteme, verzichtet werden.

Es ist jedoch zu beachten, dass sich die Strompreise stetig verändern, was auch in der Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht beachtet wurde, da eine Prognose der Marktentwicklung schwierig vorherzusagen ist. Bei höheren Differenzen zwischen dem Strombezugspreis und der Rückspeisevergütung kann sich ein System mit Batteriespeicher in Zukunft durchaus als rentabler herausstellen als ein herkömmliches System, da so der Eigenverbrauchsanteil erhöht wird.

## 7.2 Reflektion

Im Rückblick auf die Potentialanalyse zeigt sich, dass eine solide Datengrundlage von zentraler Bedeutung ist. So konnte mit der Annäherung der Dachflächen über die Gebäudegrundflächen keine realistischen Resultate erzielt werden, wie sich im Vergleich mit den Resultaten aus der Potentialanalyse mit den realen Dachflächendaten von Sonnendach herausstellt. Ohne die sorgfältig aufbereiteten Daten von Sonnendach müssten die Dächer folglich in einem ersten Schritt baulich exakter und unter Einbezug der Umgebungsdaten erfasst werden.

Die im zweiten Teil der Arbeit konzipierten Anlagen, wie auch die eingeführten Planungsmethoden ergeben einen groben Überblick über die Thematik. Die im vorangehenden Kapitel erläuterten Unsicherheiten müssen jedoch zwingend beachtet werden. Im Hinblick auf eine reale geplante Anlage empfiehlt es sich, mindestens eine professionelle Instanz zur Überprüfung hinzuzuziehen. Die konzeptionelle Planung einer Beispielanlage, ohne spezifische Angaben zur Bausubstanz und zu den technischen Gegebenheiten, erweist sich als oberflächlich und beruht auf vielen Schätzungen, insbesondere für die Kostenaufstellung.



### 7.3 Ausblick

Die Resultate der Potentialanalyse zeigen auf, dass rund 44.1 % des kantonalen Solarpotentials den Landwirtschaftszonen zuzuordnen ist. Somit lohnt es sich im Hinblick auf die Beschleunigung der Energiewende, den Fokus der Fördermassnahmen auch verstärkt auf die Landwirtschaft zu setzen.

Landwirtschaftliche Gebäude, insbesondere Ökonomiegebäude mit grossen Dachflächen ohne viele Dachaufbauten, eignen sich bestens für die Stromerzeugung durch Photovoltaik. Wie die Kostenaufstellung aus den Kapiteln 6.2.1 und 6.3.1 zeigt, ist der Bau einer PV-Anlage auch mit preiswerten Materialien mit hohen Anfangsinvestitionskosten verbunden. Diese Hürde bleibt auch mit der guten Wirtschaftlichkeit und der kurzen Payback-Zeit bestehen. Folglich könnte zur Förderung des Photovoltaikausbaus in den Landwirtschaftszonen ein System zur Finanzierungshilfe, beispielsweise im Sinne von zinslosen Darlehen, hilfreich sein.

Weiter ist zu beachten, dass die in dieser Arbeit erhaltenen hohen Wirtschaftlichkeitswerte auf die derzeitige Strompreissituation zurückzuführen ist. Bei plötzlich rückläufigen Strompreisen wird eine Anlage mit einem tiefem Eigenverbrauchsanteil schnell unwirtschaftlich. Könnten die Einspeisetarife von Photovoltaikanlagen auf einem rentablen Preisniveau sichergestellt werden, wäre die unsichere Marktsituation weniger von Bedeutung, wodurch eine weitere Hürde beseitigt würde.

Um die Dachflächen auch ohne Eigeninitiative der Lanwirt:innen zu nutzen, könnten diese von Investoren gemietet werden, welche dann den Bau der PV-Anlage verantworten und von den Erträgen profitieren. Für die Landwirt:innen bietet dieses System den Vorteil, von Solarstrom zu profitieren ohne dabei jegliches Risiko einzugehen. Zudem ergeben sich Erträge aus der Vermietung der Dachfläche. Um den Ausbau der Photovoltaik voranzutreiben wäre auch die Förderung von dieser Investitionsart denkbar.

## 8 Literaturverzeichnis

Anderegg, D. (2021). Wirtschaftlichkeitsrechnung—Modul Energieeffizienz. *ZHAW LSFM*.

Bundesamt für Energie. (o. J.). *Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz*. Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz. Abgerufen 15. November 2022, von [https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE\\_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/](https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/)

Bundesamt für Energie. (2016). *Faktenblatt Strompreise*.

Bundesamt für Energie. (2019). *Förderung der Photovoltaik—Faktenblatt*.

Bundesamt für Energie. (2020). *Energieperspektiven 2050+—Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse*.

Bundesamt für Energie. (2022). *Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15 EnEV*.

Bundesamt für Landestopografie. (o. J.-a). *Geoinformation und Geodaten*. Bundesamt für Landestopografie swisstopo. Abgerufen 21. Oktober 2022, von <https://www.swisstopo.admin.ch/de/wissen-fakten/geoinformation.html>

Bundesamt für Landestopografie. (o. J.-b). *Netzgebiete Netzebene 7 Kanton Schwyz*. Abgerufen 23. November 2022, von [https://map.geo.sz.ch/?lang=de&baselayer\\_ref=Landeskarte%20grau%20\(aktuell\)&tree\\_groups=grp\\_Energie\\_Netzgebiete&tree\\_group\\_opacity\\_grp\\_Energie\\_Netzgebiete=0.73&tree\\_group\\_layers\\_grp\\_Energie\\_Netzgebiete=ch.sz.hba.netzgebiet.netzebene\\_7&map\\_x=2714080&map\\_y=1208321&map\\_zoom=0](https://map.geo.sz.ch/?lang=de&baselayer_ref=Landeskarte%20grau%20(aktuell)&tree_groups=grp_Energie_Netzgebiete&tree_group_opacity_grp_Energie_Netzgebiete=0.73&tree_group_layers_grp_Energie_Netzgebiete=ch.sz.hba.netzgebiet.netzebene_7&map_x=2714080&map_y=1208321&map_zoom=0)

Bundesamt für Landestopografie. (o. J.-c). *Stand Photovoltaik Ausbau der Gemeinden der Schweiz*. Abgerufen 15. November 2022, von [https://map.geo.admin.ch/?lang=de&topic=energie&bgLayer=ch.swisstopo.pixelkarte-grau&catalogNumber=2419,2420,2427,2480,2429,2431,2434,2436,2767,2441,3206&layers\\_opacity=0.85&zoom=0&E=2626315.00&N=1188758.09&layers=KML%7C%7Chttps://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE\\_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/data/AusbauPhotovoltaikGemeinden\\_de.kml](https://map.geo.admin.ch/?lang=de&topic=energie&bgLayer=ch.swisstopo.pixelkarte-grau&catalogNumber=2419,2420,2427,2480,2429,2431,2434,2436,2767,2441,3206&layers_opacity=0.85&zoom=0&E=2626315.00&N=1188758.09&layers=KML%7C%7Chttps://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/data/AusbauPhotovoltaikGemeinden_de.kml)

Bundesamt für Landestopografie. (o. J.-d). *SwissBOUNDARIES3D*. Abgerufen 4. Januar 2023, von <https://www.swisstopo.admin.ch/de/geodata/landscape/boundaries3d.html>

Bundesamt für Landestopografie. (o. J.-e). *Web Mapping Services WMS: Verfügbare Dienste und Daten*. Abgerufen 4. Januar 2023, von <https://www.geo.admin.ch/de/geo-dienstleistungen/geo-dienste/darstellungsdienste-webmapping-webgis-anwendungen/web-map-services-wms.html>

Cadline Limited. (2021, Februar 3). *GeoServer – WMS or WFS – Cadline Community*. <https://www.cadlinecommunity.co.uk/hc/en-us/articles/360017490677-GeoServer-WMS-or-WFS>

CH: Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG), Pub. L. No. SR 700.0 (1979). Stand 01.01.2019.

CH: Energiegesetz (EnG), Pub. L. No. 730.0 (2016). Stand 01.10.2022.

CH: Raumplanungsverordnung (RPV), Pub. L. No. 700.1 (2000). Stand 01.01.2021.

EWS AG. (o. J.). *Rückliefervergütung – EWS*. Abgerufen 16. Dezember 2022, von <https://ews.ch/produkte-dienstleistungen/energie/strom-produzieren/rueckliefervergütung>

EWS AG. (2022). *EWS Preisblatt GrossKraft 22/23*.

Felder, D. (2019). *Agrarbericht 2019—Energiebedarf der Landwirtschaft*. Bundesamt für Landwirtschaft. <https://2019.agrarbericht.ch/de/umwelt/energie/energiebedarf-der-landwirtschaft>

Gisler, S. (2018). Wirtschaftliche neue landwirtschaftliche PV-Anlagen. *AgroCleanTech Verein*.

Google LLC. (2013, Oktober). *Landwirtschaftsgebäude Wernisberg*. Landwirtschaftsgebäude Wernisberg.png.

<https://www.google.ch/maps/@46.9986093,8.651646,3a,63.5y,20.38h,101.44t/data=!3m6!1e1!3m4!1sFp4FEfX47PMWKCcYpZXR7Q!2e0!7i13312!8i6656>

JA Solar. (o. J.). *Datenblatt EN JASolar JAM60S20 370-395 MR BF KR R30*.

Jäger, M., Vaccaro, C., Boos, J., Junghardt, J., Strebel, S., Anderegg, D., Rohrer, J., & Schibli, B. (2022). *Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft*. ZHAW LSFM.

K2 Systems GmbH. (o. J.). *K2 Base*. Abgerufen 7. Dezember 2022, von <https://base.k2-systems.com/>

Kanton Schwyz. (o. J.-a). *Baugesuchsformulare Kanton Schwyz*. Abgerufen 2. November 2022, von <https://www.sz.ch/behoerden/raumentwicklung-ebau/baugesuchszentrale/baugesuchsformulare.html/72-416-377-2143-2141>

Kanton Schwyz. (o. J.-b). *Förderprogramme*. Abgerufen 11. Oktober 2022, von <https://www.sz.ch/privatpersonen/bauen-wohnen-energie-naturgefahren/energie/foerderprogramme.html/72-512-492-488-3534/l/de>

Kanton Schwyz. (o. J.-c). *Rechtsgrundlagen*. Abgerufen 19. Oktober 2022, von <https://www.sz.ch/privatpersonen/bauen-wohnen-energie-naturgefahren/energie/energienachweis/rechtsgrundlagen.html/72-512-492-488-3544-3538>

Kanton Schwyz. (o. J.-d). *Solarenergie*. Abgerufen 11. Oktober 2022, von <https://www.sz.ch/privatpersonen/bauen-wohnen-energie-naturgefahren/energie/solarenergie.html/72-512-492-488-3552/l/de>

Kanton Schwyz. (o. J.-e). *Stromversorgung*. Abgerufen 23. November 2022, von <https://www.sz.ch/privatpersonen/bauen-wohnen-energie-naturgefahren/energie/stromversorgung.html/72-512-492-488-3547>

Kanton Schwyz. (2014, Mai 7). *Meldeformular Solaranlage*.

Kanton Schwyz. (2017). *Bauen in der Landschaft—Planungshilfe*.

Leibundgut, M. (2022). Der Kanton Schwyz stellt seine Klimastrategie vor. *Einsiedler Anzeiger*.

Leuenberger, K. (2022, August 26). *AW: Disposition Bachelorarbeit «Beschleunigung der Energiewende im Kanton Schwyz—Potenziale und Wirtschaftlichkeit des Photovoltaik-Ausbaus»* [Persönliche Kommunikation].

Meteotest AG. (2012). *Energiestrategie 2050—Berechnung der Energiepotenziale für Wind- und Sonnenenergie*.

Meteotest AG. (2016). *Sonnendach.ch—Datenmodell*.

Pronovo AG. (o. J.-a). *Auftrag – Pronovo*. Abgerufen 4. November 2022, von <https://pronovo.ch/de/unternehmen/auftrag/>

- Pronovo AG. (o. J.-b). *Tarifrechner Einmalvergütung*. Abgerufen 8. Januar 2023, von <https://pronovo.ch/de/services/tarifrechner/>
- QGIS. (o. J.). *QGIS - Ein freies Open-Source-Geographisches-Informationssystem*. Abgerufen 21. Oktober 2022, von <https://qgis.org/de/site/>
- Rickenbacher, M. (2018). Technisches Anschlussgesuch. *Brunner Informatik AG*.
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-a). *Helukabel Solarflex 4mm<sup>2</sup> 500m schwarz*. Abgerufen 6. Januar 2023, von <https://www.solarmarkt.ch/de//helukabel-solarflex-4mm-500m-schwarz>
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-b). *Huawei SUN2000-50KTL-M3*. Solarmarkt. Abgerufen 26. Dezember 2022, von <https://www.solarmarkt.ch/de//huawei-sun2000-50ktl-m3>
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-c). *Plica UV-FLEX M63—Kunststoffrohr*. Abgerufen 7. Januar 2023, von <https://www.solarmarkt.ch/de//plica-uv-flex-m63-kunststoffrohr>
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-d). *Repapress Sicherheitsdachhaken Standard [DHRP.STV.INOX]*. Solarmarkt. Abgerufen 1. Januar 2023, von <https://www.solarmarkt.ch/de//repapress-sicherheitsdachhaken-standard-dhrp-stv-inox>
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-e). *Solarmarkt GmbH*. Abgerufen 5. November 2021, von <https://www.solarmarkt.ch/de/>
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-f). *SonnenBatterie 10 performance 110kWh/16kW*. Abgerufen 11. Januar 2023, von <https://www.solarmarkt.ch/de//sonnenbatterie-10-performance-110kwh-16kw>
- Solarmarkt GmbH. (o. J.-g). *TARU GAK 2IN/2OUTx4 4MPPT 4ÜS MC4*. Abgerufen 1. Januar 2023, von <https://www.solarmarkt.ch/de//taru-gak-2in-2outx4-4mppt-4ues-mc4>
- Suva. (2022). *Sicher zu Energie vom Dach. Montage und Instandhaltung von Solaranlagen*.
- SZ Amt für Geoinformationen. (2021). *WFS Liste Kanton Schwyz*. <http://data.geo.sz.ch/public/Themen/A100A/wfs.html>
- SZ: Feuerschutzverordnung (FSV), Pub. L. No. 530.111 (2013). Stand 01.01.2015.
- Valentin Software GmbH. (2020, März 15). *PV\*SOL premium | Photovoltaik-Planung und -Simulation*. <https://valentin-software.com/produkte/pvsol-premium/>

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. (o. J.). *Stromnetze*. Abgerufen 23. November 2022, von <https://www.strom.ch/de/energiewissen/stromnetze>

Von Burg, D. (2021). *Installationskosten Photovoltaik* [Persönliche Kommunikation].

Walch, A., Mohajeri, N., & Scartezzini, J.-L. (2019). A critical comparison of methods to estimate solar rooftop photovoltaic potential in Switzerland. *Journal of Physics: Conference Series*, 1343(1), 012035. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1343/1/012035>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Stand der Gemeinden der Schweiz beim Photovoltaik Ausbau farblich dargestellt. Je dunkler eine Gemeinde, desto weiter fortgeschritten der Ausbau (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-c). Rot umrahmt: Gemeinden des Kantons Schwyz.....	13
Abbildung 2 Typischer Schwyzer Landwirtschaftsbetrieb mit Satteldach (links Wohnhaus, rechts Ökonomiegebäude) (Kanton Schwyz 2017) .....	15
Abbildung 3 Netzebenenmodell der Schweiz (VSE o. J.).....	16
Abbildung 4 Übersicht über die Netzgebiete der verschiedenen Elektrizitätswerke auf Netzebene 7 im Kanton Schwyz (Bundesamt für Landestopografie, o. J.-c).....	17
Abbildung 5 Schematische Darstellung einer Dachfläche (b x c), welche ausgehend von der Grundfläche (a x b) und dem Cosinus von 25 (Dachneigung) berechnet werden kann (eigene Darstellung) .....	20
Abbildung 6 Berechnungsformel für die statische Rendite (Anderegg, 2021).....	32
Abbildung 7 Pufferkreise mit den Grössen 25 m, 50 m und 75 m um Landwirtschaftsbetriebe, Ausschnitt aus «QGIS» (eigene Darstellung).....	33
Abbildung 8 Pufferzone von 10 m um landwirtschaftliche Nutzflächen in «QGIS» (eigene Darstellung) .....	34
Abbildung 9 Ausschnitt der Attributtabelle der erfassten Dächer, Eingefärbt: der zu erwartende Stromertrag pro Jahr in kWh (eigene Darstellung) .....	36
Abbildung 10 Landwirtschaftsgebäude am Wernisberg (Ausschnitt aus Google Maps) (Google LLC, 2013).....	38
Abbildung 11 JA Solar JAM60S20-385/MR (Solarmarkt GmbH, o. J.-e) .....	39
Abbildung 12 Modullayout, Dach West ausgehend vom Modulfeld aus "K2 Base" (eigene Darstellung) .....	39
Abbildung 13 Modullayout, Dach Ost ausgehend vom Modulfeld aus "K2 Base" (eigene Darstellung) .....	40
Abbildung 14 Wechselrichter Huawei SUN2000-50KTL-M3 (Solarmarkt GmbH, o. J.-b).....	41
Abbildung 15 Überspannungsschutz TARU GAK 2IN/2OUTx4 4MPPT 4ÜS MC4 (Solarmarkt GmbH, o. J.-g) .....	42
Abbildung 16 Repapress Sicherheitsdachhaken Standard (Solarmarkt GmbH, o. J.-d) .....	42
Abbildung 17 Schematische Darstellung der Leitungsführung in der Mitte des Giebedachs zum zentralen Abgang für alle Kabel am Dachrand (gelb eingezeichnet) (eigene Darstellung).....	43
Abbildung 18 Kabel «Solarflex 4mm <sup>2</sup> » vom Hersteller Helukabel AG (Solarmarkt GmbH, o. J.-a).....	43
Abbildung 19 UV-beständiges Installationsrohr aus Kunststoff, Typ "UV-FLEX M63" (Solarmarkt GmbH, o. J.-c) .....	44

Abbildung 20 Grobe Kostenaufstellung der konzipierten Photovoltaikanlage vom Typ 1 (Auszug aus Excel Berechnung) .....	45
Abbildung 21 Deckung des Eigenverbrauchs mit Photovoltaikstrom über ein Jahr, simuliert mit «PV*SOL» (Anlage Typ 1) .....	47
Abbildung 22 Nutzung des Photovoltaikstroms über ein Jahr, Simuliert mit «PV*SOL» (Anlage Typ 1) .....	47
Abbildung 23 Ausschnitt aus dem Tarifrechner von Pronovo, Berechnung der Einmalvergütung für die geplante Photovoltaikanlage (geschätzte Inbetriebnahme: Ende Mai 2023) (Pronovo AG, o. J.-b).....	48
Abbildung 24 «sonnenBatterie 10 performance 110kWh/16kW» vom Hersteller sonnen GmbH (Solarmarkt GmbH, o. J.-f) .....	49
Abbildung 25 Grobe Kostenaufstellung der konzipierten Photovoltaikanlage vom Typ 2 (Auszug aus Excel Berechnung) .....	50
Abbildung 26 Deckung des Eigenverbrauchs mit Photovoltaikstrom über ein Jahr, simuliert mit «PV*SOL» (Anlage Typ 2) .....	52
Abbildung 27 Nutzung des Photovoltaikstroms über ein Jahr, Simuliert mit «PV*SOL» (Anlage Typ 2) .....	52

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Stand der Gemeinden des Kantons Schwyz beim Photovoltaik Ausbau (Bundesamt für Energie, o. J.) .....	13
Tabelle 2 Stand der Gemeinden des Kantons Schwyz beim Photovoltaik Ausbau, eingefärbt nach dem jeweiligen Fortschritt (Bundesamt für Energie, o. J.).....	14
Tabelle 3 Strombezugs- und Rüchspeisetarife EWS im Jahr 2022 (EWS AG, o. J.) (EWS AG, 2022) (Bundesamt für Energie, 2022) .....	18
Tabelle 4 Zusammenfassung der Ertragsprognose der Anlage Typ 1 aus "PV*SOL" (Valentin Software GmbH, 2020) .....	46
Tabelle 5 Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Excel, Anlage Typ 1 .....	48
Tabelle 6 Zusammenfassung der Ertragsprognose der Anlage Typ 2 aus "PV*SOL" (Valentin Software GmbH 2020) .....	51
Tabelle 7 Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Excel, Anlage Typ 2 .....	53



## Anhang

### Anhang 1: Datenbankrecherchen nach Stichworten

Stichworte	Datum	Anzahl Treffer	Verwendete Treffer (Titel)
<b>Bundesamt für Energie</b>			
Energiestrategie	17.10.2022	48	Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes Energieperspektiven 2050+ - Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse
Photovoltaik	04.11.2022	17	Förderung der Photovoltaik - Faktenblatt
<b>Google Scholar</b>			
photovoltaics state of art	20.09.2022	17'000	-
Photovoltaic potential	22.09.2022	17'300	A critical comparison of methods to estimate solar rooftop photovoltaic potential in Switzerland
Photovoltaic agriculture	07.10.2022	16'500	-
photovoltaics switzerland	10.10.2022	16'300	-

Anhang 2: Excel Potentialberechnung

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
2090													
2091													
2092													
2093													
2094													
2095													
2096													
2097													
2098													
2099													
2100													
2101													
2102													

Flächenpotentiale

	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2								
3								
4								
5		<b>Strompotentiale mit Formel, Meteotest</b>						
6								
7								
8								
9								
10								
11		Potential (Puffer 50m um Landwirtschaftsbetriebe) klassisch	171.459528 kWh			Potential (Puffer 25m um Landwirtschaftsbetriebe) klassisch	123.446229 kWh	
12			171.459528 GWh				123.446229 GWh	
13								
14								
15		Potential (Puffer 10m um Landwirtschaftszonen) klassisch	300.700221 kWh			Potential (Puffer 5m um Landwirtschaftszonen) klassisch	152.016974 kWh	
16			300.700221 GWh				152.016974 GWh	
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								

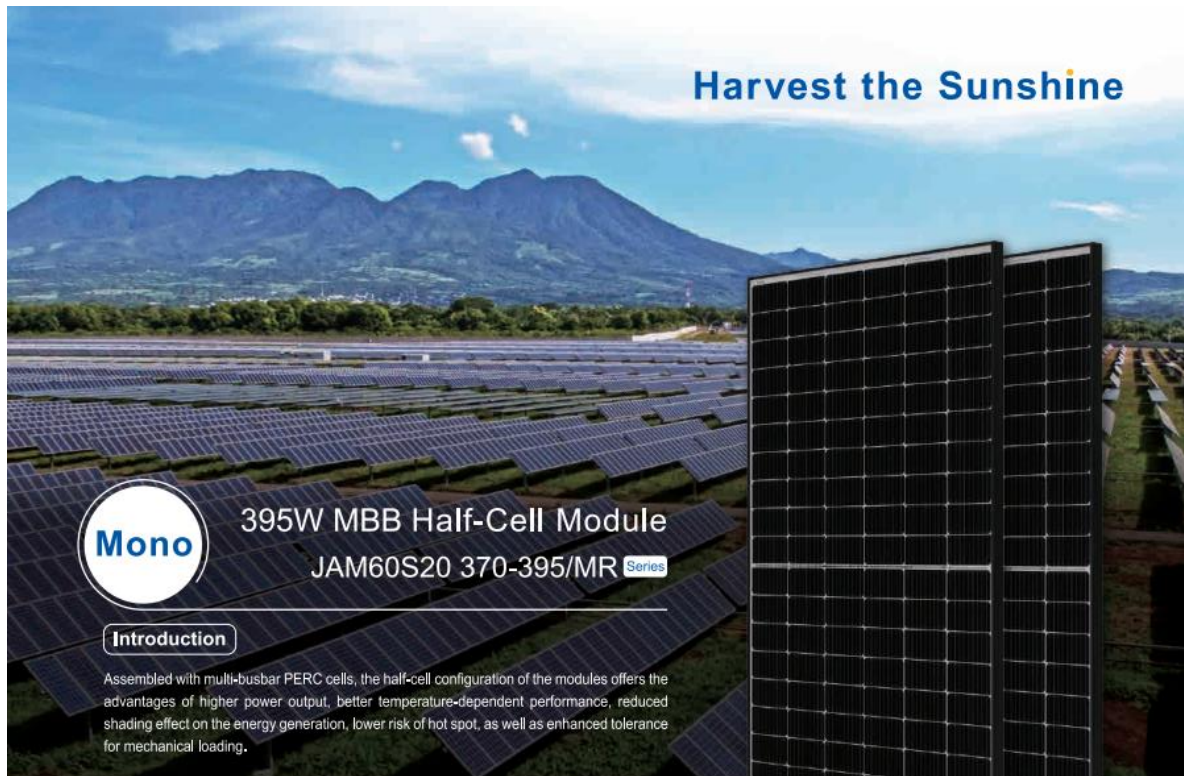
  

$$\begin{aligned}
 & \text{Fläche (m}^2\text{)} \times \text{Mittlere Einstrahlung} \left( \frac{\text{kWh/m}^2}{\text{Jahr}} \right) \times \text{Modulwirkungsgrad} \times \text{Performance Ratio} \\
 & = \text{Elektrischer Ertrag} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right)
 \end{aligned}$$



	A	B	C	D	E
1					
2					
3		<b>Berechnung Durchschnittliche Mittlere Einstrahlung Kt. Schwyz</b>			
4					
5					
6		<b>Durchschnitt Mittlere Einstrahlung</b>	<b>1209.560647 kWh/m2/Jahr</b>		
7					
8		wkt_geom	strahlung_pro_jahr		
9		Polygon ((2700600 1203200, 2700700 1203	1160		
10		Polygon ((2700400 1203200, 2700500 1203	1160		
11		Polygon ((2700300 1203700, 2700300 1203	1190		
12		Polygon ((2700700 1203500, 2700800 1203	1180		
13		Polygon ((2700600 1203600, 2700600 1203	1200		
14		Polygon ((2701100 1203500, 2701000 1203	1200		
15		Polygon ((2701200 1203600, 2701100 1203	1210		
16		Polygon ((2700600 1203000, 2700500 1203	1120		
17		Polygon ((2701100 1203100, 2701100 1203	1140		
18		Polygon ((2700100 1203100, 2700200 1203	1130		
19		Polygon ((2700700 1203000, 2700600 1203	1130		
33874		Polygon ((2686100 1214500, 2686100 1214	1300		
33875		Polygon ((2678300 1211800, 2678400 1211	1300		
33876		Polygon ((2680100 1211900, 2680200 1211	1300		
33877					
33878		<b>Total</b>	<b>1209.560647</b>		
33879					
33880					
33881					
33882					

Anhang 3: Datenblatt EN JASolar JAM60S20 370-395 MR BF KR R30



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

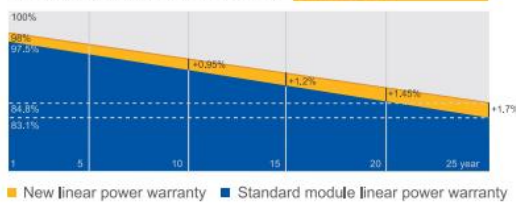


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



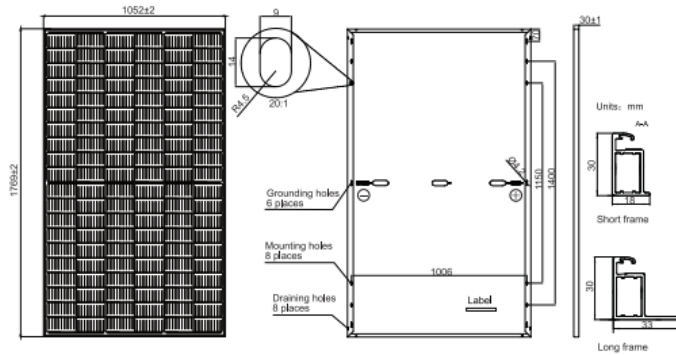
JASOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	20,2kg
Dimensions	1769±2mm×1052±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) .12 AWG(UL)
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4 / QC 4,10
Cable Length (Including Connector)	Portrait:200mm(+)/300mm(-); Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 936pcs/40HQ Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR	JAM60S20 -395/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	370	375	380	385	390	395
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.30	41.45	41.62	41.78	41.94	42.07
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33	35.62
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58	11.63
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,81	10,87	10,93	10,99	11,04	11,09
Module Efficiency [%]	19.9	20.2	20.4	20.7	21.0	21.2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1,5G					

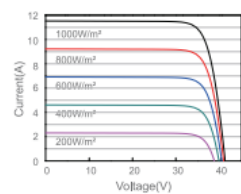
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

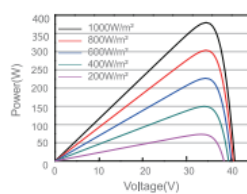
TYPE	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR	JAM60S20 -395/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(Pmax) [W]	280	284	287	291	295	299	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38,65	38,89	39,14	39,38	39,63	39,78	Operating Temperature -40°C→+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32,30	32,55	32,72	32,96	33,20	33,44	Maximum Series Fuse Rating 20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	9,20	9,25	9,30	9,35	9,40	9,45	Maximum Static Load,Front 5400Pa (112 lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(Imp) [A]	8,66	8,71	8,78	8,83	8,88	8,93	Maximum Static Load,Back 2400Pa (50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G						NOCT 45±2°C
							Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

**CHARACTERISTICS**

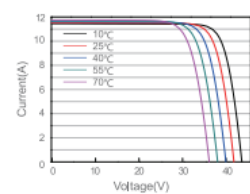
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



## Angang 4: Datenblatt EN Huawei SUN2000-50KTL M3

### SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



#### Higher Yields

Up to 30% More Energy  
with Optimizer



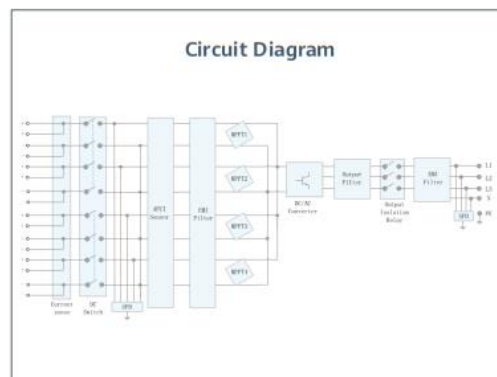
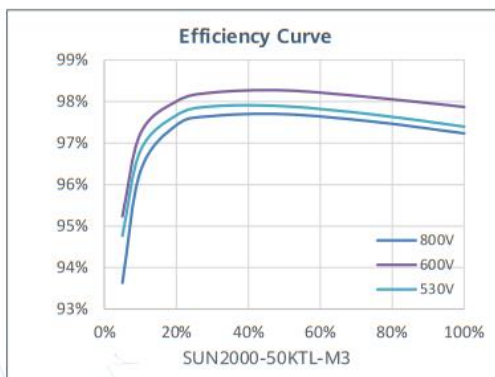
#### Active Safety

AI Powered  
Active Arcing Protection



#### Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G  
Communication Supported



SOLAR.HUAWEI.COM/



SUN2000-50KTL-M3  
**Technical Specification**

Technical Specification		SUN2000-50KTL-M3
<b>Efficiency</b>		
Max. Efficiency		98.5%
European Efficiency		98.0%
<b>Input</b>		
Max. Input Voltage <sup>1</sup>		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input		20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>		200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage		600 V
Number of Inputs		8
Number of MPP Trackers		4
<b>Output</b>		
Rated AC Active Power		50,000 W
Max. AC Apparent Power		55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		55,000 W
Rated Output Voltage		400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current		72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current		79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		<3%
<b>Protection</b>		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Ripple Receiver Control		Yes
Integrated PID Recovery <sup>3</sup>		Yes
<b>Communication</b>		
Display		LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485		Yes
Smart Dongle		WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (Isolation Transformer required)
<b>General Data</b>		
Dimensions (W x H x D)		640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)		49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0% RH ~ 100% RH
DC Connector		Amphenol HH4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP 66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		≤ 5.5W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>		
Safety		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
 2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.  
 3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include P-type (mono, poly), N-type (PERT, HIT).  
 Preliminary version. For Reference only. Any datasheet issued previously becomes invalid when the official version is released.  
 The words and pictures in this release only reflect the preliminary status of the products and solutions. Because of the product development, the technical specifications from this version may change. We apologize and will provide you with the latest technical specifications for our products and solutions. For more information, please visit: solar.huawei.com/.  
 SOLAR.HUAWEI.COM /

Anhang 5: Meldeformular ausgefüllt

BGZ / 07.05.2014

- 1 -

Meldeformular für Solaranlagen



<b>Gesuchsteller</b>	Name, Firma	Name	Tel. P
	Vorname	Vorname	Tel. G
	Strasse/Nr.	Wernisberg 3	Natel
	PLZ/Ort	6438 Ibach	E-Mail
<b>Grundeigentümer</b> (Falls nicht identisch mit Gesuchsteller)	Name, Firma		Tel. P
	Vorname		Tel. G
	Strasse/Nr.		Natel
	PLZ/Ort		E-Mail
<b>Anlage-Standort</b>	Strasse/Nr.	Wernisberg 3	Grundstück (KTN)
	PLZ/Ort	6438 Ibach	
	Koordinaten	46°59'56.0"N 8°39'06.6"E	Gebäude Nr.
<b>Thermische Solaranlage</b> (Wärmeproduktion)	<input type="checkbox"/>	Flachkollektoren	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Röhrenkollektoren für Brauchwarmwasser mit Heizungsunterstützung	<input type="checkbox"/>
		Absorberfläche	..... m <sup>2</sup>
		Voraussichtliche Inbetriebnahme	.....
<b>Photovoltaikanlage</b> (Stromproduktion)	<input checked="" type="checkbox"/>	Gesamtfläche der Anlage	525.4 m <sup>2</sup> (ohne Blindfläche)
		Gesamtleistung	114.3 kWpeak
		Erwarteter Jahresertrag	..... kWh/Jahr
		Voraussichtliche Inbetriebnahme	.....
<b>Anlage-Ausführung</b>	Dachfläche im rechten Winkel um höchstens 20 cm überragend	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
	Von vorne und von oben gesehen nicht über die Dachfläche herausragend	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
	Nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
	Als kompakte Fläche zusammenhängend ausgeführt	<input checked="" type="checkbox"/> Ja	<input type="checkbox"/> Nein
	<input checked="" type="checkbox"/> Monokristalline PV-Zellen	<input type="checkbox"/> Polykristalline PV-Zellen	
	Farbe Kollektorrahmen, Leitungen und Anschlüsse	schwarz	
<b>Unterlagen</b> (Mit Meldeformular zusammen abgeben)	<input checked="" type="checkbox"/>	Situationsplan (Anlage-Standort muss erkennbar sein)	
	<input checked="" type="checkbox"/>	Fassadenplan oder Fotomontage (Lage / Dimension muss erkennbar sein)	
<b>Unterschriften</b> (Gesuchsteller)	Ort	Datum	Unterschrift
	.....	.....	.....

Dieses Meldeformular ist dem Bauamt spätestens 30 Tage vor Baubeginn einzureichen.

### **Hinweise für Bauherren und Planer**

Gemäss Art. 18a Raumplanungsgesetz, Änderung vom 15. Juni (RPG, SR 700), sind Solaranlagen der zuständigen Behörde zu melden.

Für die Errichtung von Solaranlagen auf Dächern ist in Bau- und Landwirtschaftszonen keine Baubewilligung notwendig, wenn die Solaranlage genügend angepasst ist (Art. 18a RPG; SR 700 i.V. mit Art. 32a RPV; SR 700.1). Solaranlagen gelten als genügend angepasst, wenn sie:

- die Dachfläche im rechten Winkel um höchstens 20 cm überragen;
- von vorne und von oben gesehen nicht über die Dachfläche hinausragen;
- nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt werden; und
- als kompakte Fläche zusammenhängen.

Für solche Vorhaben besteht aber vor Baubeginn eine Meldepflicht bei der zuständigen Gemeindebaubehörde (§ 45 VVzPBG). Mit der Anzeige ist aufzuzeigen, wie obige Anforderungen erfüllt werden.

Solaranlagen auf Kultur- und Naturdenkmälern von kantonaler und nationaler Bedeutung bedürfen stets einer Baubewilligung. Sie dürfen die besagten Denkmäler nicht wesentlich beeinträchtigen. Als Kultur- und Naturdenkmäler von kantonaler und nationaler Bedeutung gelten insbesondere:

- Gebiete, Baugruppen und Einzelelemente gemäss Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder (ISOS) von nationaler Bedeutung mit Erhaltungsziel A;
- Kulturgüter von nationaler oder regionaler Bedeutung in einem Inventar gestützt auf das Bundesgesetz über Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451);
- Kulturgüter von nationaler und regionaler Bedeutung, für die Bundesbeiträge im Sinne von Artikel 13 NHG zugesprochen werden.

Detailliertere Informationen für viele Fragen bietet die Planungshilfe Solaranlagen. Diese kann als PDF-Datei auf der Internetseite der Kantonalen Energiefachstelle heruntergeladen werden. [www.sz.ch/solar](http://www.sz.ch/solar)

Für Solaranlagen welche weiterhin der Baubewilligungspflicht unterstehen oder welche Bestandteil eines baubewilligungspflichtigen Gesamtprojektes sind, ist anstelle dieses Meldeformulars das Baugesuchsformular Z01 zu verwenden und eine Anlagebeschreibung beizulegen.

### **Zuständige Behörde für die Meldung der Solaranlage und für telefonische Auskünfte:**

Bauverwaltung der Standortgemeinde

### **Brandschutzbewilligungspflicht für Photovoltaikanlagen**

Bei Photovoltaikanlagen, die keiner Baubewilligung mehr bedürfen, sondern nur noch der Meldepflicht an die Baubewilligungsbehörde unterstehen, besteht nach § 2 bzw. § 3 der FSV zur FSG eine Brandschutzbewilligungspflicht. Gewichtige Schutzziele in Bezug auf die Sicherheit von Solaranlagen sind damit sicherzustellen und den mit solchen Anlagen einhergehenden Brandgefahren ist vorzubeugen.

Dieses Meldeformular wird, sofern es sich um eine Photovoltaikanlagen handelt, zusätzlich als Gesuchsformular für die Brandschutzbewilligung verwendet und an die zuständige Brandschutzfachstelle weitergeleitet (Amt für Militär, Feuer- und Zivilschutz / Brandschutzexperte der Gemeinde). Die zuständige Brandschutzfachstelle erstellt nach § 2 bzw. § 3 der FSV zur FSG eine Brandschutzbewilligung, welche in der Regel auf dem üblichen Dienstweg (BGZ - Gemeinde) dem Gesuchsteller eröffnet wird.

## Anhang 5: Technisches Anschlussgesuch (TAG) ausgefüllt

### Technisches Anschlussgesuch (TAG)

VNB EWS AG  
 VNB Objekt-Nr. \_\_\_\_\_  
 Meldungs-Nr. VNB \_\_\_\_\_ / EWS AG

**Allgemeine Angaben**

Name und Anschrift des Eigentümers (Betriebsinhaber)		Sprache _____	
Name	<u>Name, Vorname</u>		
Adresse	<u>Werrisberg 3</u>	PLZ	<u>6438</u> Ort <u>Ibach</u>
Telefon	E-Mail _____		
Standort der Anlage	Gebäudeart		
<u>Werrisberg 3</u>	<u>landwirtschaftliches Ökonomiegebäude</u>		
Gemeinde <u>Ibach</u>	Parz.-Nr. _____	<input type="checkbox"/> neu <input checked="" type="checkbox"/> bestehend <input type="checkbox"/> _____	
Zähler-Nr. _____	Netzanschluss (HAK) _____	A	<input type="checkbox"/> neu <input checked="" type="checkbox"/> bestehend
Name und Anschrift des einreichenden Unternehmens		Sprache _____	
Name	<u>Name, Vorname</u>		
Adresse	<u>Werrisberg 3</u>	PLZ	<u>6438</u> Ort <u>Ibach</u>
Telefon	E-Mail _____		
SachbearbeiterIn _____	Voraussichtliche Inbetriebnahme _____		

**Anschlussgesuch für folgende Geräte**

Elektrische Wärme / WP  EEA  Anlagen mit Netzurückwirkungen  Energiespeicher  Ladestationen Elektrofahrzeuge

**Elektrische Wärme / Wärmepumpe (WP)**

Neuanlage  Änderung/Erweiterung  Kantonale Genehmigung vorhanden  
 Art des Gerätes/Anlage \_\_\_\_\_ Gerätehersteller \_\_\_\_\_  
 Art des Betriebs  monovalent  bivalent Gerätetyp \_\_\_\_\_  
**Gerätedaten Seite AC**  
 Anschluss  3x400V  1x230V  Andere Nennstrom Gerät \_\_\_\_\_ A Nennleistung Gerät \_\_\_\_\_ kW/kVA  
 Anlaufstrom Gerät (10ms) \_\_\_\_\_ A Nennleistung Total \_\_\_\_\_ kW/kVA  
 Anzahl Geräte \_\_\_\_\_ Stk Spitzenleistung Total \_\_\_\_\_ kW/kVA  
**Spezifikationen**  
 Anlaufart  Direktanlauf  Widerstandsanlasser  Inverter  Frequenzumformer  Sanftanlasser  
 Elektrische Zusatzheizung  Nein  Ja Wenn Ja, Leistung \_\_\_\_\_ kW  
 Wärmepumpentyp  Sole / Wasser  Wasser / Wasser  Luft / Luft  Luft / Wasser  
 Art der Wassererwärmung  elektrisch  Wärmepumpenboiler  Wärmepumpe  Sonnenkollektoren  
 Warmwasserspeicher Anzahl \_\_\_\_\_ Stk Inhalt \_\_\_\_\_ l Gesamtleistung \_\_\_\_\_ kW

**Energieerzeugungsanlagen (EEA)**

Neuanlage  Änderung/Erweiterung  
 Art des Gerätes/Anlage Photovoltaikanlage (Wechselrichter) Gerätehersteller Huawei  
 Art des Betriebs  Netzverbund  Inselbetrieb  Notstromanlage Gerätetyp SUN2000-50KTL M3  
 Eigenverbrauch  Nein  Ja Wenn Ja  einzeln  mehrere  
 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)  Nein  Ja Wenn Ja, Vorsicherung des VNB ZEV-Zählers \_\_\_\_\_ A  
 Notstromanlage zeitweise mit Netz verbunden  Nein  Ja  
 Umschaltung Netzverbund/Notstrom und umgekehrt mit Netzunterbruch  Nein  Ja  
 Teilnahme an der Systemdienstleistung  Nein  Ja Anbieter \_\_\_\_\_  
**Gerätedaten Seite AC**  
 Anschluss  3x400V  1x230V  Andere Anzahl Geräte 2 Stk Nennleistung Gerät 50 kVA  
 Nennleistung Total 100 kVA  
 \*Max. Leistungsabgabe ans Netz 110 kVA  
 (\*Gesamtsystem inkl. bereits installierter Leistung und allfällig installiertem Energiespeicher mit Rückspeisung in das Verteilnetz)  
 Einspeisebegrenzung  Nein  Ja cos Φ im Betrieb \_\_\_\_\_  
 Photovoltaik: Leistung DC (bei einem Zubau die Angaben der Erweiterung) / Datenblätter (WR und Module) müssen nicht eingereicht werden.  
 Leistung Total 114.3 kWp  
**Energieträger**  
 Sonne (PV)  Wasser  Wind  WKK Anlage / BHKW  Biogas  Andere \_\_\_\_\_

Anhang 6: Wirtschaftlichkeitsrechnung Anlage Typ 1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
1																							
2																							
3																							
4																							
5																							
6																							
7																							
8																							
9																							
10																							
11																							
12																							
13																							
14																							
15																							
16																							
17																							
18																							
19																							
20																							
21																							
22																							
23																							
24																							
25																							
26																							
27																							
28																							
29																							
30																							
31																							
32																							
33																							
34																							
35																							
36																							
37																							
38																							
39																							
40																							
41																							
42																							
43																							
44																							
45																							
46																							
47																							
48																							

**Gegebene Grössen:**

- Dauer: 20 Jahre
- Anlagenleistung: 114.3 MWp
- Leistung Modul: 385 Wp
- Anzahl Module: 297
- Investitionskosten gesamt: 213846.35 Fr.
- Stromvergütung: 44.26 Rp./kWh
- Stromerzeugungskosten: 44.26 Rp./kWh
- Eigenverbrauchsanteil: 9.3 %
- Kalkulationszinssatz: 0.02
- Modulleistung nach 25 Jahren: 83.1 %
- Jährliche Reduktion im Stromertrag: 534.15 kWh

**Statische Wirtschaftlichkeitsrechnung**

**Gesuchte Grössen:**

- (e) Stromertrag: 86584.56812 kWh/Jahr
- Kapitalwert: 543927.9088 Fr.
- Payback-Zeit statisch: 5 Jahre
- Gestehungskosten: 13.24239209 Rp./kWh
- Durchschnittlicher Gewinn: 27196.39544 CHF/Jahr
- Rendabilität statisch: 25.92609528 %

Rendite = 0.5 · Anfangsinvestition

Ergebnis = Ertrag - Abgang; Anfangsinvestition - Nutzungsdauer

Anhang 7: Wirtschaftlichkeitsrechnung Anlage Typ 2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W		
<b>Gegebene Grössen:</b>																									
Dauer	20 Jahre																								
Anlagenleistung	114.3 kWp																								
Leistung Modul	385 Wp																								
Anzahl Module	297																								
Investitionskosten gesamt	283'800.93 Fr.																								
Stromvergütung Eigenverbrauch	44.21 Rp./kWh																								
Stromvergütung Netz	18.31 Rp./kWh																								
Kapitalwert	114.3																								
Kalkulationszinsassatz	8.02 %																								
Jährliche Reduktion im Stromertrag	534.15 kWh																								
<b>Statische Wirtschaftlichkeitsrechnung</b>																									
Jahr	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20	20	20	
Investitionskosten [Fr.]	283'800.93																								
Wachstumsfaktor [Fr.]	283'800.93																								
Wachstumsfaktor [Fr.]	36'860.85																								
Summe der Kosten [Fr.]		9'165.9	91'124.85	90'590.70	90'056.55	89'522.40	88'988.25	88'454.10	87'919.94	87'385.79	86'851.64	86'317.49	85'783.34	85'249.19	84'715.04	84'180.89	83'646.74	83'112.59	82'578.44	82'044.29	81'510.14	81'510.14	81'510.14	81'510.14	81'510.14
Ertragsverteilung [Fr.]		40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26	40.26
Stromproduktion [kWh]		44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21	44.21
Stromvergütung [Rp./kWh]		30148.8832	14674.74573	14588.72609	14502.70646	14416.68683	14330.6672	14244.6476	14158.6279	14072.6083	13986.5887	13900.569	13814.5494	13728.5298	13642.5101	13556.4905	13470.4709	13384.4512	13298.4316	13212.412	13126.3923	13126.3923	13126.3923	13126.3923	13126.3923
Verkauf an EV [Fr.]		7415.60723	24171.7752	24030.0887	23888.39888	23746.71106	23605.0222	23463.3334	23321.6446	23179.9558	23038.267	22896.5781	22754.8893	22613.2005	22471.5117	22329.8228	22188.134	22046.4452	21904.7564	21763.0676	21621.3787	21621.3787	21621.3787	21621.3787	21621.3787
Ertrag Eigenverbrauch [Fr.]		3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705	3884.705
Summe der Erlöse [Fr.]		3884.705	28052.4802	27914.7939	27827.1076	27739.4213	27651.735	27564.0487	27476.3624	27388.6761	27300.9898	27213.3035	27125.6172	27037.9309	26950.2446	26862.5583	26774.872	26687.1857	26599.4994	26511.8131	26424.1268	26424.1268	26424.1268	26424.1268	26424.1268
Ertrag aus dem Verkauf [Fr.]		-24684.08	37454.705	36966.0212	36477.3369	35988.6526	35499.9683	35011.284	34522.5997	34033.9154	33545.2311	33056.5468	32567.8625	32079.1782	31590.4939	31101.8096	30613.1253	30124.441	29635.7567	29147.0724	28658.3881	28658.3881	28658.3881	28658.3881	28658.3881
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	37454.705	36966.0212	36477.3369	35988.6526	35499.9683	35011.284	34522.5997	34033.9154	33545.2311	33056.5468	32567.8625	32079.1782	31590.4939	31101.8096	30613.1253	30124.441	29635.7567	29147.0724	28658.3881	28658.3881	28658.3881	28658.3881	28658.3881
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757	128045.595	164842.743	201442.181	237753.911	273857.933	309283.937	335941.842	371372.738	406575.928	441551.405	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177	474289.177
Ertragsüberschuss [Fr.]		-24684.08	-208373.61	-170593.0683	-131910.2715	-93519.16514	-57355.78726	-19420.0778	18287.9832	55788.1757</															