

Publizierbarer Endbericht - Begleitforschung

Gilt für das Programm „Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik“

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Begleitforschung Solar Silos
Programm:	Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik
Projektdauer:	24.08.2023 bis 24.08.2024 (Analysezeitraum Monitoring)
KoordinatorIn/ ProjekteintreicherIn	Silosophie
Kontaktperson Name:	Maximilian Wittmann MSc
Kontaktperson E-Mail:	mw@silosophie.at
Projekt- und Kooperationspartner (inkl. Bundesland):	SMOBI Photovoltaik (NÖ) Silosophie (NÖ) Crosspower Energy (NÖ) --> ausgetreten Daniela Massinger (NÖ)
Adresse:	Bahnstraße 16, 2292 Engelhartstetten, NÖ
Projektwebseite:	http://www.silosophie.at/
Schlagwörter:	Getreidespeicher, Silo, Fassadenphotovoltaik, PV in der Landwirtschaft, Innovative PV-Anlagen
Projektgesamtkosten:	45.621,00 €
Fördersumme:	45.621,00 €
Leistung:	59.16 kW _p
Klimafonds-Nr.:	C175682
Erstellt am:	09.10.2023
Fertiggestellt am:	10.10.2024

Inhaltsverzeichnis:

A) Projektdaten.....	1
Inhaltsverzeichnis:	2
B) Projektübersicht	3
1 Kurzzusammenfassung	3
2 Hintergrund und Zielsetzung	3
3 Projektinhalt/Methodik	4
3.1 Monitoring der Anlage	5
3.2 Erstellung eines allgemeingültigen Leitfadens	6
3.3 Sozialwissenschaftliche Untersuchung	7
C) Projektdetails/Ergebnisse.....	8
4 Technische Details des Projektes.....	8
4.1 Technische Details der PV-Anlage.....	8
4.2 Technische Details zum Monitoringkonzept.....	9
5 Kaufmännische Details des Projektes	11
5.1 Details zu der PV-Anlage.....	11
5.2 Details zum Monitoringkonzept	13
6 Monitoring Ergebnisse (AP1)	13
6.1 Energiemonitoring (AP1.1)	13
6.2 Anlagen Monitoring (AP1.2)	26
7 Leitfaden für die Umsetzung eines Solar Silos (AP2)	45
7.1 Technische Gegebenheiten (AP2.1).....	45
7.2 Wirtschaftlichkeit und Möglichkeiten der Finanzierung (AP2.2)	46
7.3 Soziale Gegebenheiten (AP2.3).....	49
7.4 Karte mit allen potenziellen für Photovoltaik nutzbaren Silotürmen.....	51
8. Sozialwissenschaftliche Untersuchung (AP3).....	52
8.1 Umfrageergebnisse	57
9 Schlussfolgerungen und Empfehlungen	61
10 Arbeits- und Zeitplan	64
11 Quellenverzeichnis.....	65
12 Abbildung und Tabellenverzeichnis.....	65
13 Anhang	68

B) Projektübersicht

1 Kurzzusammenfassung

Im Zuge des Investitionsteils dieses Projektes wurde eine Fassaden-Photovoltaikanlage auf einem Getreidespeicher/Silo in Engelhartstetten (NÖ) installiert. Neben der Installation der PV-Anlage fand auch eine künstlerische Gestaltung von drei Fassadenflächen statt. Im Forschungsteil erfolgt eine umfassende Untersuchung der installierten PV-Anlage. Die Begleitforschung umfasst zwei übergeordnete Arbeitspakete: den technischen und den sozialwissenschaftlichen Forschungsteil. Im technischen Forschungsteil wird ein Anlagen- sowie Energiemonitoring durchgeführt und ein allgemeingültiger Leitfaden für Fassaden-PV-Anlagen erstellt. Im sozialwissenschaftlichen Teil werden die Auswirkungen eines solchen Leuchtturmprojektes auf die lokale Bevölkerung untersucht.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Das Projekt "Solar Silo" hat zum Ziel, einen Siloturm erstmalig mit einer Fassaden-Photovoltaikanlage in Kombination mit Street Art auszustatten. Durch die Verbindung der Photovoltaikanlage mit einer künstlerischen Fassadengestaltung in Form von Street Art soll der Turm nicht nur ästhetisch aufgewertet werden, sondern auch zu einem weithin sichtbaren Symbol für die Energiewende avancieren. Zugleich soll der Turm als Energielieferant dienen und Strom für umliegende Haushalte und Unternehmen bereitstellen. Diese können ihren Strom über eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kostengünstig und direkt vom Solar Silo beziehen. Der Siloturm soll somit zu einem Symbol der Partizipation einer breiten ländlichen Bevölkerung an der Erreichung der Klimaziele werden. Das eingereichte Projekt legt den Grundstein für die Multiplizierbarkeit der Solar Silos und strebt die Schaffung eines internationalen Netzwerks von "Leuchttürmen der Zukunft" an.

Die konkreten Ziele der Begleitforschung lassen sich im Wesentlichen in drei übergeordnete Ziele bzw. Forschungsfragen aufteilen.

1. Im Rahmen des ersten Arbeitspakets, "Analyse und Monitoring", liegt der Fokus auf der Untersuchung der energetischen Performance der Fassaden-PV-Anlage unter verschiedenen Umwelteinflüssen. Das übergeordnete Ziel besteht darin, Potenziale für Optimierungen aufzuzeigen.

2. Für das Arbeitspaket 2 wurde folgende Forschungsfrage definiert: Welche Unterschiede in Bezug auf Planung, Montage, Wartung und Monitoring bringt eine großflächige Photovoltaik-Fassadenanlage auf einem Siloturm im Vergleich zu Standard Photovoltaik-Anlagen?

3. Im Zuge des dritten Arbeitspakets soll folgende Frage beantwortet werden: Welche gesellschaftlichen Potenziale für Energiewende und Klimaschutz birgt ein weithin sichtbares Photovoltaik-Fassaden Leuchtturmprojekt in Form eines Solar Silo?

3.1 Inwiefern kann durch die Präsenz eines Solar Silos im Ort die Auseinandersetzung der AnwohnerInnen mit Erneuerbaren Energien, Energiewende und Klimaschutz gesteigert werden?

3 Projektinhalt/Methodik

In diesem Kapitel wird auf die Methodik der 3 Arbeitspakete der Begleitforschung eingegangen. Eine separate Beschreibung der Methodik ist notwendig, da sich die Arbeitspakete inhaltlich und auch vom methodischen Ansatz stark unterscheiden. In folgender Abbildung ist eine Übersicht der Begleitforschung dargestellt. Anhand der Abbildung ist zu erkennen, dass sich der technische Teil in 2 Arbeitspakete untergliedert. Der sozialwissenschaftliche Teil beinhaltet ein Arbeitspaket.

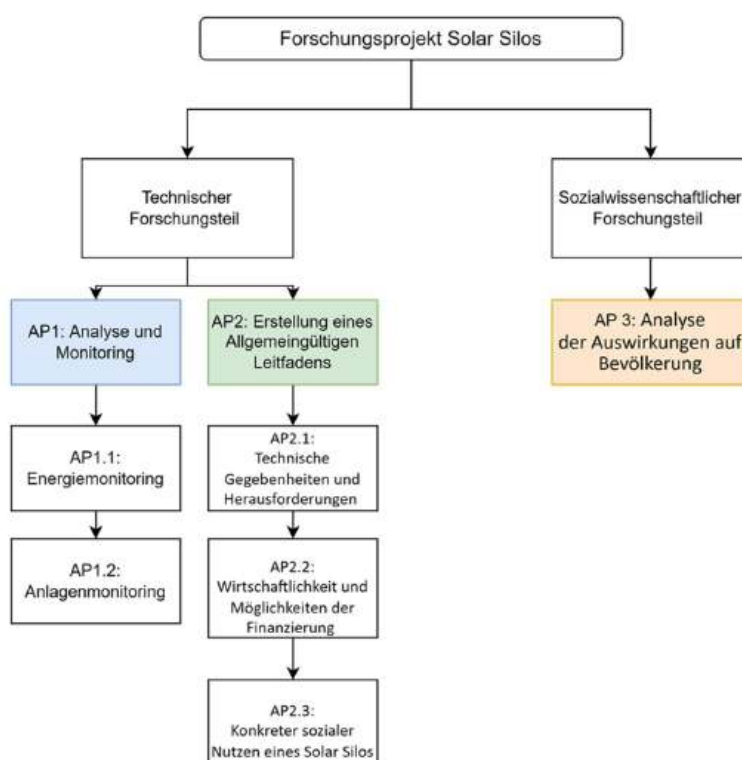


Abbildung 1: Darstellung der Arbeitspakete

3.1 Monitoring der Anlage

Im Zuge der Fördereinreichung wurde ein umfangreiches Monitoringkonzept erarbeitet. Ziel für die Definition dieses Konzeptes war es, sowohl die PV-Ertragsdaten als auch die Umweltfaktoren, die auf die Anlage einwirken zu berücksichtigen. In Abbildung 2 sind die wesentlichen Inhalte des Energie- und des Anlagenmonitorings dargestellt.

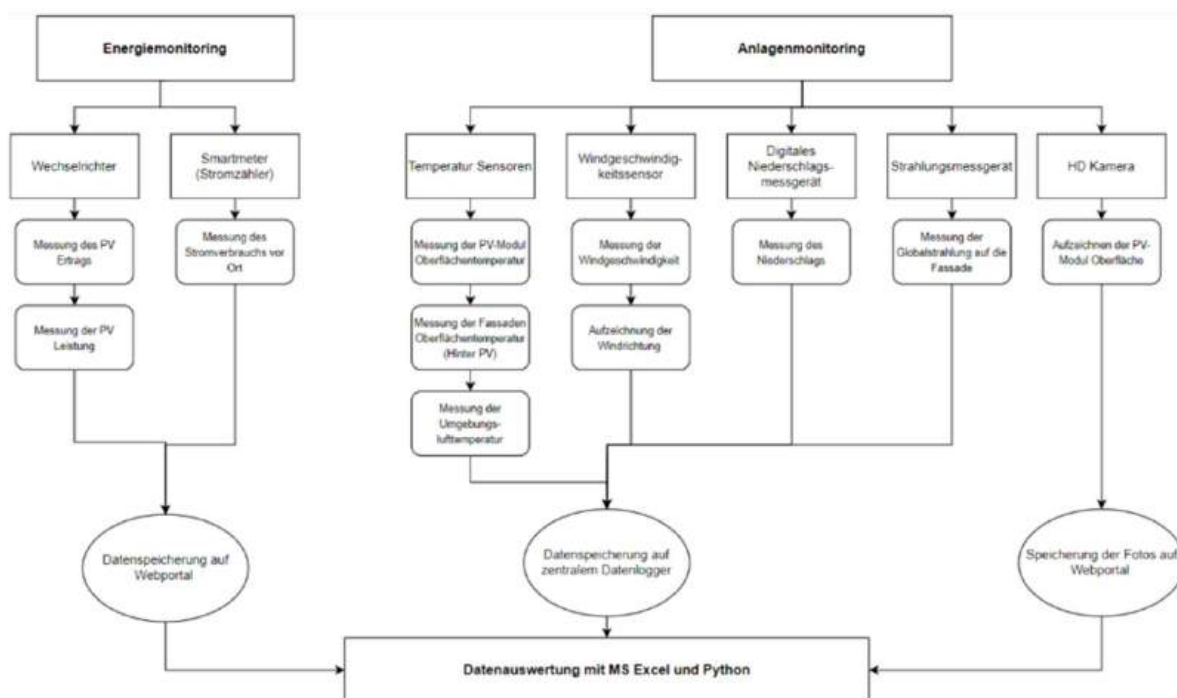


Abbildung 2: Darstellung der groben Methodik des Monitorings

Es wurden unterschiedliche Unternehmen kontaktiert, um Angebote für die erforderliche Sensorik einzuholen, die im Kontext des Anlagenmonitorings relevant sind. Im Bereich des Energiemonitorings wurden spezifische Komponenten ausgewählt, die eine Datenaufzeichnung über das Internet ermöglichen, darunter der Fronius Tauro Wechselrichter und ein Smartmeter.

Nach Identifizierung eines geeigneten Anbieters für die Sensoren samt Zubehör und Einholung eines entsprechenden Angebots konnten diese Sensoren bestellt werden. Vor der Installation wurden alle Sensoren einem umfassenden Test unterzogen. Dabei wurden sämtliche Messsysteme integriert und die Datenaufzeichnung überprüft. Zusätzlich war die Einrichtung eines "Webportals" erforderlich, über das die aufgezeichneten Daten abgerufen werden konnten.

Für die Sensorinstallation wurde eine detaillierte Anleitung für die Installateure erstellt. Besondere Beachtung galt dabei der simultanen Installation der Sensoren mit der PV-Anlage, um Mehrfachbuchungen von Fassadenkletterern zu vermeiden. Die Anleitung enthielt genaue Schritte zur Installation der Sensoren an der Anlage sowie die erforderlichen Kabellängen für den Anschluss am Datenlogger. Zu erwähnen ist, dass diese Anleitung nur für Komponenten erforderlich war, die direkt an der Fassade oder der PV-Anlage installiert wurden. Die Wetterstation und

das Pyranometer wurde vom Projektteam eigenständig auf dem Dach des Silos an einer Metallstange angebracht.

Nach der Installation der notwendigen Komponenten wurde das Gesamtsystem des Anlagenmonitorings zusammengeführt und erneut getestet. Die Komponenten des Energiemonitorings wurden ebenfalls überprüft, wobei beim Wechselrichter die Abrufbarkeit der PV-Leistungsdaten über das Internet bzw. Fronius Solar web sichergestellt wurde. Der Datenabruf vom Smartmeter erfolgte erst, nachdem die Anlage endgültig an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und in Betrieb genommen wurde.

Mit der Installation aller Komponenten und erfolgreichem Datentest wurde der kontinuierliche Betrieb des Monitorings gestartet. In regelmäßigen 1- bis 2-wöchigen Intervallen wurde überprüft, ob das Gesamtsystem einwandfrei funktioniert und Daten liefert. Während dieser einjährigen Phase wurden erste Ergebnisse in einem Arbeitsdokument gesammelt und dokumentiert. Wartungsfenster oder Anlagenausfälle wurden ebenfalls in diesem Dokument erfasst, um eine Grundlage für den Endbericht zu schaffen.

Für die Analyse der aufgezeichneten Daten wurde eine Exceldatei erstellt, in der die aufgezeichneten Daten gegenübergestellt werden konnten. Als Datenquelle für diese Datei dienten der Wechselrichter, Smart-Meter und der Datenlogger der Anlagen- und Wettersensoren.

Mithilfe der Pivot Funktion in Excel konnten nun bestimmte Zeiträume ausgewählt und analysiert werden.

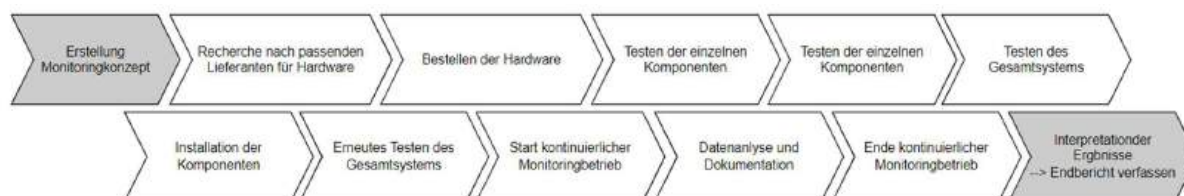


Abbildung 3: Methodik Monitoring

3.2 Erstellung eines allgemeingültigen Leitfadens

Die Methodik für die Erstellung eines allgemeingültigen Leitfadens wurde wie folgt konzipiert:

Ein Beispielprojekt einer Fassadenphotovoltaikanlage in der Bahnstraße 16, 2292 Engelhartstetten, wurde von der Projektentwicklung bis zur Errichtung von der Silosophie begleitet und dokumentiert. Die einzelnen Planungs- und Ausführungsschritte wurden in chronologischer Reihenfolge festgehalten, wobei besonderes Augenmerk auf Unterschiede zu herkömmlichen Schrägdachanlagen auf Ziegeldächern gelegt wurde. Hierbei erfolgte eine enge Kooperation mit dem ausführenden Fachpartner.

Der gesamte Projektablauf wurde in einem Prozessbild abgebildet, wobei die potenzielle Varianz der Investitionskosten unter Berücksichtigung von Erkenntnissen aus verschiedenen Projektschritten analysiert wurde.

Es wurde ein Vorschlag für eine optimale Reihenfolge der Planungsschritte erarbeitet, um die Kostenvarianz schrittweise zu reduzieren und dabei einen minimalen Kostenaufwand zu gewährleisten.

Abschließend erfolgte die Darstellung der Wirtschaftlichkeit der Fassadenphotovoltaikanlage in Engelhartstetten mittels einer PV-SOL Simulation. Hierbei wurden drei Szenarien für unterschiedliche Einspeisetarife durchgeführt.

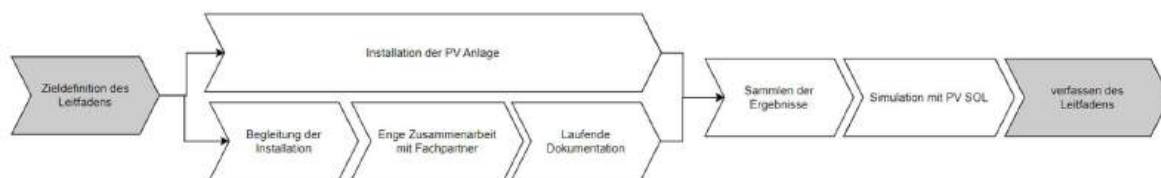


Abbildung 4: Darstellung der Methodik für die Erstellung des Leitfadens

3.3 Sozialwissenschaftliche Untersuchung

Die Transformation des Getreidespeichers zum Solarsilo wurde von einer sozialwissenschaftlichen Untersuchung begleitet, durch die, folgend dem Ansatz des Participatory Action Research nach Kurt Lewin, eine Praxistheorie zum regionalen sozialen Nutzen eines Solar Silos abgeleitet werden konnte. Die einzelnen gesetzten Maßnahmen die im Zuge der sozialwissenschaftlichen Untersuchung gesetzt wurden sind im Kapitel 8 beschrieben. Dazu gehören unter anderem:

- Postwurfsendungen
- Fragebögen
- Info-Veranstaltungen
- Gespräche mit der lokalen Bevölkerung

C) Projektdetails/Ergebnisse

4 Technische Details des Projektes

Im Folgenden werden sowohl die technischen Details der PV-Anlage als auch Details zum Anlagenmonitoring grob zusammengefasst.

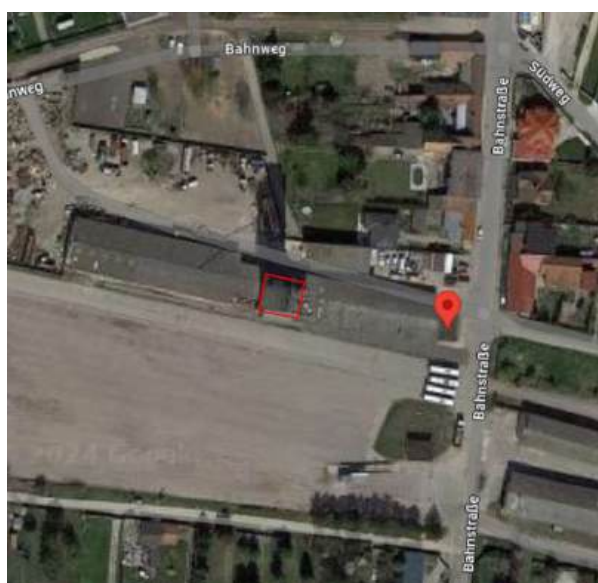


Abbildung 5: PV-Anlagenstandort (Quelle Google Maps) und Foto des Solar Silos

4.1 Technische Details der PV-Anlage

Es wurde eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 59,16 kWp errichtet. Die Montage erfolgte in einem Neigungswinkel von 90° auf der Fassade. Die Photovoltaikanlage wird als Überschusseinspeiser betrieben, die überschüssige Energie wird in das Netz der Netz Niederösterreich GmbH eingespeist.

Tabelle 1: Technische Details PV

Kategorie	Beschreibung/Typ
Fertigstellungsdatum	15.05.2023
Inbetriebnahme	24.08.2023
Standort	Bahnstraße 16, 2292 Engelhartstetten, NÖ
Modultype inkl. Leistungsklasse	174 x Megasol M340-60-t BF GG3 zu je 340 Wp
Wechselrichtertype inkl. Leistungsklasse	1x Fronius TAURO 50-3-D
Verwendets Unterkonstruktionssystem	Längle ALL-WALL sowie Eigenplanung
Anlagenart	Fassadenmontage
Azimut	~15°
Modulart	Monokristallin

Verbrauchsmessung	Smartmeter Netz NÖ
Verschattung	nein

Lösungen gemäß OVE R11-1, OVE R6-2-1 und OVE R6-2-2

Die DC-Leitungsführung der Photovoltaikanlage wurde ausschließlich im Außenbereich realisiert. Dies stellt sicher, dass alle sicherheitsrelevanten Anforderungen gemäß OVE R11-1 eingehalten werden. Durch diese Leitungsführung wird das Risiko von Brand- und Sicherheitsgefahren im Innenbereich minimiert, da potenziell gefährliche Gleichspannungsleitungen nicht in geschlossenen Räumen verlegt werden.

Die PV-Anlage wurde in das bestehende Blitzschutzsystem integriert, wobei die Unterkonstruktion leitend miteinander verbunden wurde. Zusätzlich wurde die Unterkonstruktion mit einem 16 mm² starken Potentialausgleichsleiter an die Hauptpotentialausgleichsschiene angeschlossen, um eine sichere Verbindung herzustellen. Auf der Gleich- und Wechselstromseite des Wechselrichters wurde jeweils ein Typ 1+2 Überspannungsschutz installiert, während sich ein weiterer Überspannungsschutz vom Typ 1+2 im Verteilerschrank befindet. Aufgrund der kurzen Distanz zwischen dem Modulfeld und dem Wechselrichter sowie dem Fehlen einer geeigneten Position wurde auf die Installation eines zusätzlichen Überspannungsschutzes zwischen den Modulen und dem Wechselrichter verzichtet. Diese Maßnahmen garantieren einen sicheren und normgerechten Anschluss sowie einen stabilen Parallelbetrieb mit dem Stromnetz gemäß OVE R6-2-1 und OVE R6-2-2.

4.2 Technische Details zum Monitoringkonzept

Eine skizzenhafte Darstellung der verbauten Komponenten betreffend des Monitorings ist in Abbildung 6 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung zur Installation der Komponenten ist im Kapitel Methodik dargestellt.

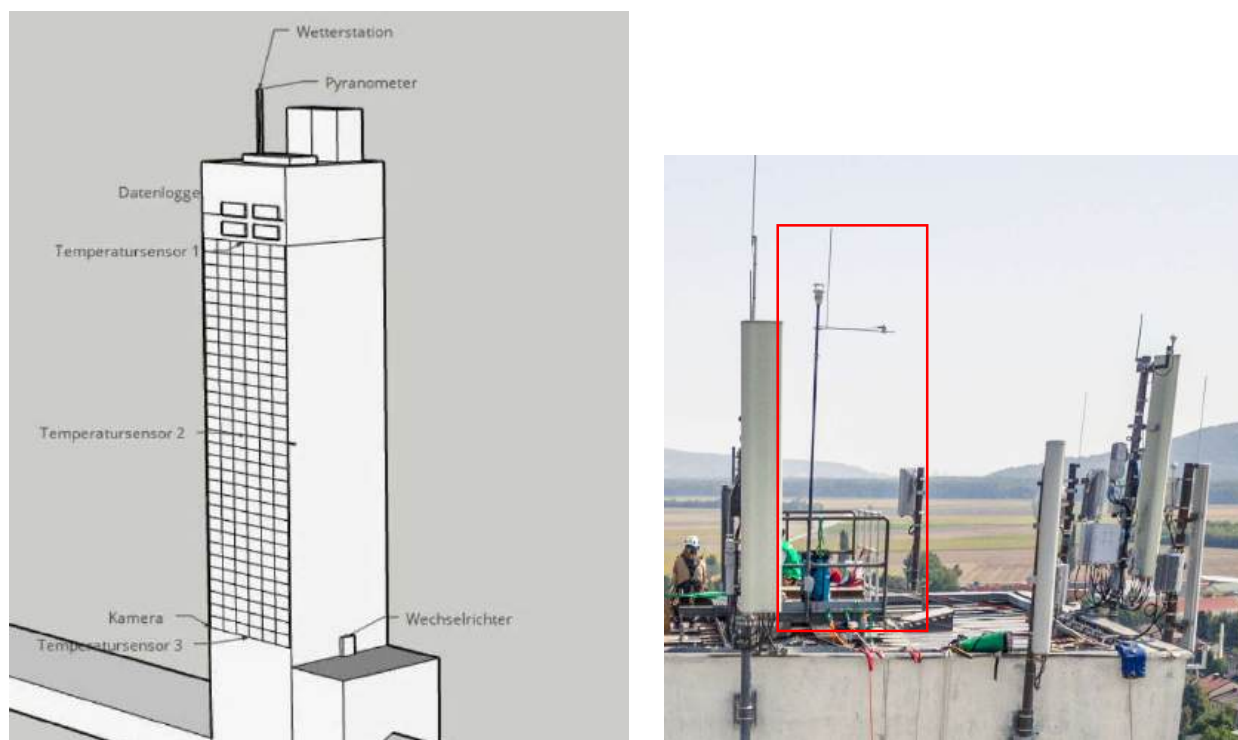


Abbildung 6: links: 3D Skizze des Siloturms inkl. Darstellung der wesentlichen Komponenten des Monitoringkonzepts, Rechts: Darstellung der installierten Wetterstation + Pyranometer (eigene Darstellung)

Wetterdatenerhebung:

Die installierten Wettersensoren wurden mit einem mehrpoligen 8x0,5mm² Kabel an einen zentralen Datenlogger angebunden. Der Datenlogger (DATALOGGER DLU E – Thiesclima) wurde wiederum mit an einen Router (Wireless-AP MIKROTIK Routerboard hAP ac3 LTE6) angeschlossen um ein externes Abrufen der Daten zu ermöglichen. Da sich ein Großteil der Wettersensoren (Wetterstation, Pyranometer, ...) im oberen Teil des Turms befinden, wurde der Router und der Datenlogger im inneren des Turms verbaut um die Kabellängen möglichst kurz zu halten. Die internetfähige Kamera wurde ebenfalls mit dem Router verbunden. Über eine Software des Herstellers "Hikvision" konnten die Fotos in eine Cloud gespeichert werden und bei Bedarf heruntergeladen werden.

Tabelle 2: Technische Details zum Monitoring bzw. Darstellung der wichtigsten Komponenten

Kategorie	Beschreibung/Typ
Kabel Datenkommunikation	60 m, 8x0,5mm ² LIYCY SCHWARZ 15 m, 8x0,25 mm ² LIYCY SCHWARZ 10m, 5-POL; LIYCY 6X0,25mm ²
Wetterstation	CLIMA SENSOR US NHTFB (misst Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung, Temperatur, Windrichtung, Luftdruck)
Temperatursensoren	3x PT 100 N. DIN 43760
TEMPERATUREINGANG-BUS-UMSETZER	AD-MV55GX

Pyranometer	PYRANOMETER SR05
Datenlogger	DATALOGGER DLU E
Datenschnittstelle über	Thiesclima CLOUD DATA SERVICE
Internet Router	Wireless-AP MIKROTIK Routerboard hAP ac3 LTE6 kit
Kamera	Hikvision IP bullet kamera DS-2CD2046G2-IU/SL F2.8
Kamera Cloud	Hik-Connect (hik-connect.com, 2023)
Backup Kamera	Dsoon Zeitraffer Kamera Outdoor (+32 GB Speicherkarte)

Verbrauchs und Überschusseinspeisedaten:

Um die Verbrauchsdaten am Projektstandort erheben zu können, wurde ein Account beim Smartmeter Portal der Netze Niederösterreich erstellt. In diesem Portal können historische Verbrauchsdaten in 15 min Auflösung exportiert werden. Selbiges gilt für den Überschussstrom der von der PV-Anlage in das öffentliche Stromnetz eingespeist wurde.

Erzeugungsdatenerhebung:

Der Hersteller Fronius stellt für den Wechselrichter eine Plattform ("Fronius Solar web", zu Verfügung, in der die Performance der Anlagen überwacht werden kann (www.solarweb.com, 2024). Um diese Plattform zu nutzen musste auch der Wechselrichter (Fronius TAURO 50-3-D) mit dem Router verbunden werden. Dies erfolgt mit einem handelsüblichen LAN-Kabel, dass vom Wechselrichter bis in den oberen Turm Bereich, zum Router verlegt wurde. Um das Fronius solar Web uneingeschränkt nutzen zu können, wurde ein Premium Abonnement abgeschlossen. Dieses Abonnement ermöglicht es benutzerdefinierte Reports zu erstellen und Erzeugungsdaten in 5 min Auflösung zu exportieren.

5 Kaufmännische Details des Projektes

5.1 Details zu der PV-Anlage

In Tabelle 3 sind die Gesamtkosten der PV-Anlage dargestellt. Es muss erwähnt werden, dass die Investitionskosten durch folgende Maßnahmen verzerrt wurden:

- Sonderrabatt in der Montage der Fassade
- Netto-Einkaufspreise beim Material wurden weitergegeben (0 – Marge)
- Planungsdienstleistungen wurden ehrenamtlich übernommen
- Sponsoring des Wechselrichters durch die Firma Fronius

Aus diesem Grund wurden neben den tatsächlichen Projektkosten (Spalte "Kosten Real") auch marktübliche Kosten in der untenstehenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3: Darstellung der endgültigen Investitionskosten der PV-Anlage (Kosten real) und Marktübliche Investitionskosten (Kosten normal)

Art	Kosten normal (exkl. MwSt.)	Kosten Real (exkl. MwSt.)
Solarmodule	42 900,00	31.328,00
Wechselrichter (Fronius Sponsoring)	4 950,00	0,00 €
Unterkonstruktionssystem	29 700,00	21.360,00 €
Verkabelung	3 960,00	2.750,00 €
Leerverrohrung	3 630,00	2.575,80 €
Kleinmaterial	660,00	326,00 €
Sachverständiger & Zivilingenieure (Blendung, Statik & Fassadenbau)	6 105,00	4.350,00 €
Projektleitung, Systemplanung & Förderung	7 425,00	0,00 €
Elektrischer Anschluss inkl. Verteilerschrank & Messwandlerschrank	28 215,00	20.583,49 €
Vertikale Fassadenmontage	37 620,00	27.500,00 €
Gesamtsumme	165.000 €	110.773,29 €

Die Betriebskosten wurden mit € 1 516,88 pro Jahr angenommen, das entspricht 1,5 % der geplanten Investitionskosten. Die Betriebskosten dienen um folgende Punkte abzudecken:

- 1x Wechselrichtertausch innerhalb der Lebensdauer
- Reinigung
- Versicherung
- Wiederkehrende Prüfung alle 3 Jahre
- Ggf. Wartungsarbeiten

Um die Wirtschaftlichkeit der Anlage weiter beurteilen zu können wurden Simulationen mit der Software "PV-SOL" durchgeführt. Dabei wurden 3 Szenarien simuliert bei denen jeweils Parameter variiert wurden. Details zu den Simulationsergebnissen befinden sich im Anhang. Ausgewählte Ergebnisse und Annahmen sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Tabelle 4: variable Simulationenwerte Wirtschaftlichkeitssimulation

Simulationenwert	Wert	Einheit	Quelle
Bezugspreis Energie	SZ1: 0,1 SZ2: 0,15 SZ3: 0,2	€Cent/kWh	Annahme
Einspeisepreis Energie	SZ1: 0,08 SZ2: 0,13 SZ3: 0,18	€Cent/kWh	Annahme

Tabelle 5: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitssimulation

Simulation	Amortisationszeit	Kumulierter Cashflow
SZ1	Keine Amortisation	-57.441,43 €
SZ2	28,7 Jahren	4.790,65 €
SZ3	18,5 Jahren	67.022,74 €

5.2 Details zum Monitoringkonzept

Betreffend der kaufmännischen Details des Monitoringkonzeptes sind im Wesentlichen die Hardwarekosten anzuführen. Kosten die durch für den Stundenaufwand für die Installation sowie Aufbereitung der Monitoring Daten angefallen sind werden hier nicht dargestellt.

Tabelle 6: Auflistung der Hardwarekosten rund um das Monitoring

Kategorie	Kosten (exkl. MwSt.)
Kabel inkl. Zubehör	412,65 €
Wetterstation	2 068,00 €
Temperatursensoren inkl Zubehör	877,00 €
Pyranometer	540,70 €
Datenlogger	1 327,50 €
Datenschnittstelle über	126,00 €
Internet Router	190,00 €
Kamera	144,34 €
Backup Kamera	122,82 €
Zubehör	228,60 €
Anschlusskasten inkl USS	438,00 €
Lieferkosten	123,50 €
Gesamt Summe	6 599,11 €

6 Monitoring Ergebnisse (AP1)

6.1 Energiemonitoring (AP1.1)

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Aspekte und Ergebnisse des Energiemonitorings ausführlich beschrieben. Analysiert werden jene Inhalte, die im Rahmen der Förderantragstellung formuliert wurden. Das Energiemonitoring bezieht sich auf die energietechnischen Kennzahlen und die Leistungsfähigkeit der PV-Anlage. Die Auswirkungen von Umweltfaktoren auf die Performance der PV - Anlage werden im Kapitel „6.2 Anlagenmonitoring“ untersucht.

Vergleich des tatsächlichen Ertrags und prognostizierten Werten aus Simulation

In diesem Abschnitt wurden die Ergebnisse der Simulation mit den tatsächlichen Leistungsdaten der Anlage verglichen, um zu bewerten, ob die energetische Performance in der Realität besser oder schlechter ist als ursprünglich angenommen. Im Folgenden werden die Unterschiede zwischen den simulierten und realen Ergebnissen genauer analysiert.

Aus der Tabelle 7 lassen sich mehrere Unterschiede erkennen, insbesondere dass die tatsächlichen Ertragswerte deutlich höher ausfallen. Während die Simulation für ein Jahr eine Erzeugung von 46.266 kWh prognostizierte, lag die tatsächliche Jahresproduktion bei 54.813 kWh. Bei einer Anlagenleistung von 59,16 kWp entspricht dies einem spezifischen Jahresertrag von 926,53 kWh – ein ungewöhnlich hoher Wert für eine vertikale PV-Anlage.

Dieser Unterschied könnte durch den Einsatz bifazialer Glas-Glas-Module erklärt werden. Diese Module wurden aufgrund ihrer Erfüllung strenger statischer und brandschutztechnischer Anforderungen gewählt und waren im Preis nur geringfügig höher. Dank ihrer bifazialen Eigenschaften können die Module nicht nur direktes Sonnenlicht nutzen, sondern auch das von der Fassade reflektierte Licht, das die Rückseite der Module erreicht. Laut Hersteller sind hier Mehrerträge in der Höhe von bis zu 25% möglich (megasol.ch, 2024). Diese zusätzliche Ertragsquelle konnte in der Simulation nicht berücksichtigt werden, da das verwendete Simulationsprogramm keine Berechnungslogik für bifaziale Module aufweist.

Ein weiterer Unterschied zeigt sich im Energieverbrauch: In der Realität wurde ein Verbrauch von 60.603 kWh ermittelt, während die Simulation von lediglich 50.071 kWh ausging. Bei der Simulation wurde eine Jahresstromrechnung aus dem Jahr 2021/2022 für die Verbrauchsberechnung herangezogen. In diesem Zeitraum lag war der Stromverbrauch vermutlich aufgrund weniger Betrieb geringer. Dieser höhere tatsächliche Verbrauch wirkt sich negativ auf den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad der Anlage aus, die beide niedriger ausfallen als erwartet.

Die überdurchschnittliche Performance der PV-Anlage hat jedoch positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der höheren Energieproduktion ist davon auszugehen, dass sich die Anlage schneller amortisiert als ursprünglich kalkuliert, vorbehaltlich der weiteren Marktpreisentwicklung.

Der Simulationsbericht befindet sich im Anhang.

Tabelle 7: Vergleich PV-Performance: Simulation vs. Realität

Vergleich Simulation und Real		Simulation	Realität
Zeitraum		01.01.2022 - 01.01.2023	24.08.2023 - 24.08.2024
PV-Anlagenleistung	kWp	59,16	59,16
Spezifischer Jahresertrag	kWh/kWp	780,85	926,53
PV-Produktion	kWh/a	46.266	54.813
Eigenverbrauchsanteil	%	38,7%	31,5%
Autarkiegrad	%	35,9%	28,5%

Verbrauch	kWh/a	50.071,00	60.603,79
Eigenverbrauch	kWh/a	17.959,00	17.249,04
Netzeinspeisung	kWh/a	28.307,00	37.564,36
Bezug aus dem Netz:	kWh/a	32.112,00	43.354,75

Abbildung 7 zeigt die monatliche PV-Erzeugung, basierend auf den Simulationsergebnissen (Blau) und den tatsächlichen Messwerten (Orange). Deutlich erkennbar ist, dass die Anlage in fast allen Monaten mehr Strom produziert hat als in der Simulation angenommen. Eine Ausnahme bildet der Februar, in dem die reale Stromproduktion unter den Erwartungen lag. Der Grund für diese Abweichung konnte jedoch nicht eindeutig identifiziert werden.

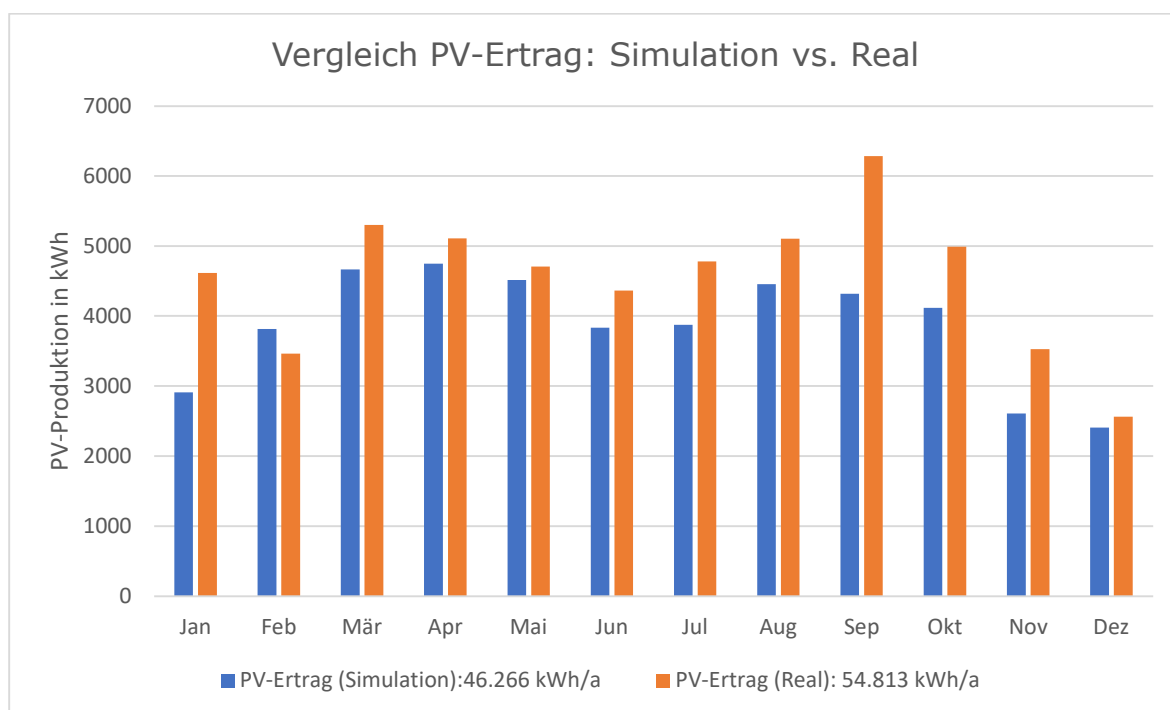


Abbildung 7: Vergleich PV-Ertrag: Simulation vs. Real (Hinweis: Vergleich auf Jahresbasis, tatsächlicher Zeitraum war von 24.08.2023 bis 24.08.2024)

Es sei angemerkt, dass der Vergleich auf Jahresbasis erfolgt. Während der tatsächliche Messzeitraum vom 24.08.2023 bis zum 24.08.2024 reicht, zeigt das Diagramm die Erträge für ein Kalenderjahr von Januar bis Dezember. Um die Unterschiede zwischen Simulation und Realität übersichtlich darzustellen, wurden die monatlichen Ertragswerte für dieses Zeitfenster abgebildet. Dafür wurden die Werte des August 2023 (ab 24.08.2023) und August 2024 (01.08 bis 23.08.2024) summiert.

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Es wird empfohlen, bifaziale PV-Module zu verwenden. Diese sind aufgrund der statischen und brandschutztechnischen Anforderungen bei Fassaden-PV-Anlagen ohnehin erforderlich. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Module deutlich besser performen als erwartet. Ein größerer Abstand zwischen den Modulen könnte möglicherweise dazu führen, dass die Rückseite der PV-Module stärker durch die

Reflexion der Fassade bestrahlt wird, was zu einem noch höheren Mehrertrag führen könnte. Auch die Behandlung der Fassadenfläche mit stark reflektierenden Materialien könnte einen zusätzlichen Ertrag generieren.

Ertragseinbußen 90° im Vergleich zu 30°

Es wurde das Ertragsprofil einer PV-Anlage verwendet, die in einer ähnlichen Umgebung wie die Silo-PV-Anlage installiert ist. Diese Vergleichsanlage hat einen Neigungswinkel von 30° und ist nach Süden ausgerichtet. Im Folgenden wird sie als „Standard-PV-Anlage“ bezeichnet. Die wesentlichen Unterschiede zwischen der Silo-PV-Anlage, die vertikal montiert ist (90°), und der Standard-PV-Anlage (30° Neigung) lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Höhere Wintererträge bei der Silo-PV-Anlage: Aufgrund der tief stehenden Sonne in den Wintermonaten erzielt die Silo-Anlage in diesen Monaten höhere Erträge als die Standardanlage. Der vertikale Aufbau der Anlage ermöglicht es, die flachen Sonnenstrahlen im Winter besser zu nutzen. Die Standard-PV-Anlage hingegen mit ihrem 30°-Neigungswinkel ist optimiert für die Sommermonate, wenn die Sonne höher steht.
- Unterschiedliche Spitzenmonate: Die Silo-PV-Anlage erreichte ihre höchsten Ertragswerte im September mit 6.281 kWh, während die Standardanlage im Juni ihren Höhepunkt mit 8.199 kWh erreichte. Dieser Unterschied ist auf die unterschiedliche Ausrichtung und Neigung der Anlagen zurückzuführen, die den Ertrag zu verschiedenen Jahreszeiten beeinflussen.
- Jahresertrag: Die Standard-PV-Anlage erzeugt mit 61.535 kWh pro Jahr etwa 12 % mehr Strom als die Silo-Anlage, die im selben Zeitraum 54.813 kWh produziert.

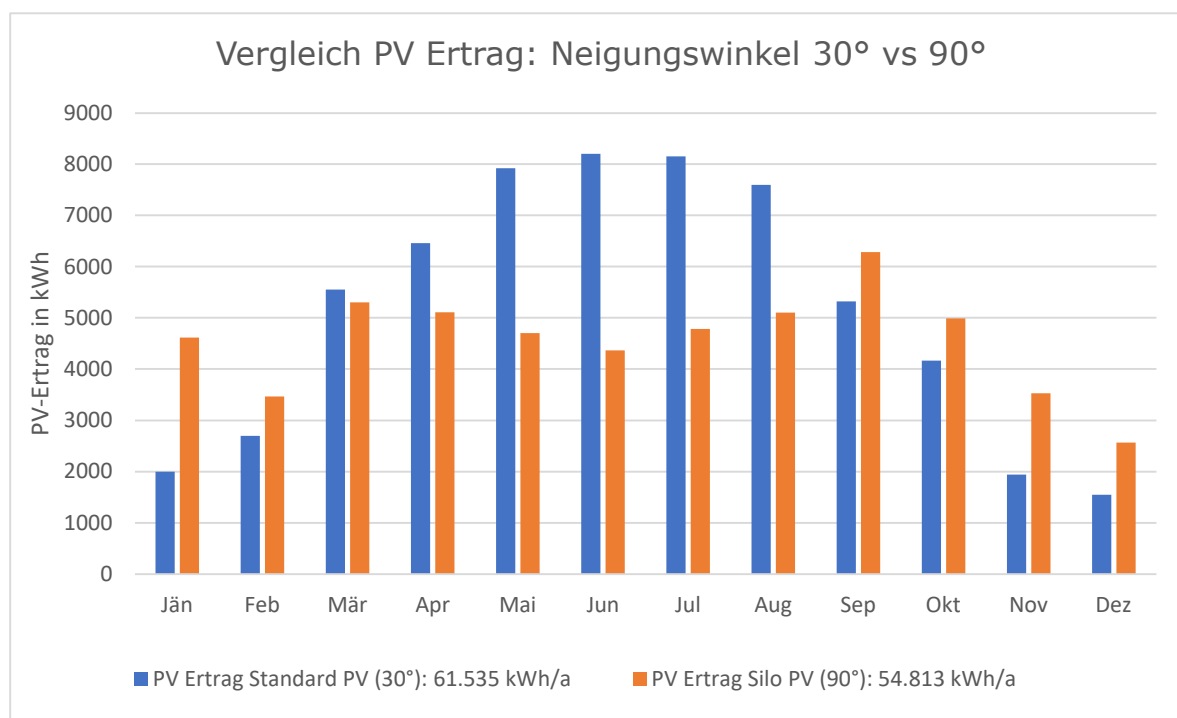


Abbildung 8: Vergleich PV Ertrag 30° vs. 90° Neigungswinkel

Anhand der Tabelle 8 wird deutlich, dass die Silo-PV-Anlage in den Wintermonaten (Januar, Februar, November und Dezember) sowie in den Herbstmonaten (September und Oktober) höhere Erträge erzielt als die Standard PV-Anlage. Dies lässt sich, wie bereits erwähnt, auf die tiefer stehende Sonne in diesen Monaten zurückführen. Besonders stark lässt sich dies im Monat Jänner erkennen. Hier liefert die Silo PV-Anlage mit 4.616 kWh um 131% mehr Ertrag als die Standard PV-Anlage.

Tabelle 8: Vergleich PV-Ertrag auf Monatsbasis Standard PV (30°) vs. Silo PV (90°)

Monat	PV Ertrag Standard PV (30°)	PV Ertrag Silo PV (90°)	Differenz in %
Jän	1.994,9	4.616,7	131%
Feb	2.696,0	3.464,1	28%
Mär	5.553,7	5.301,9	-5%
Apr	6.457,5	5.109,7	-21%
Mai	7.919,9	4.705,1	-41%
Jun	8.199,9	4.365,2	-47%
Jul	8.150,3	4.781,5	-41%
Aug	7.597,0	5.105,5	-33%
Sep	5.318,5	6.281,7	18%
Okt	4.163,2	4.990,7	20%
Nov	1.938,3	3.527,4	82%
Dez	1.546,7	2.563,8	66%
Summe	61.535,92	54.813,40	

Die Abbildung 9 dient zur Veranschaulichung und erklärt den höheren Ertrag der Silo-PV-Anlage im Winter. Im Diagramm sind die Wintermonate blau und die Sommermonate rot markiert, was verdeutlicht, dass die Sonne im Sommer deutlich höher steht als im Winter. Obwohl das Diagramm auf den Standort Wien

ausgelegt ist, gelten die gezeigten Effekte im Wesentlichen auch für den Standort Engelhartstetten.

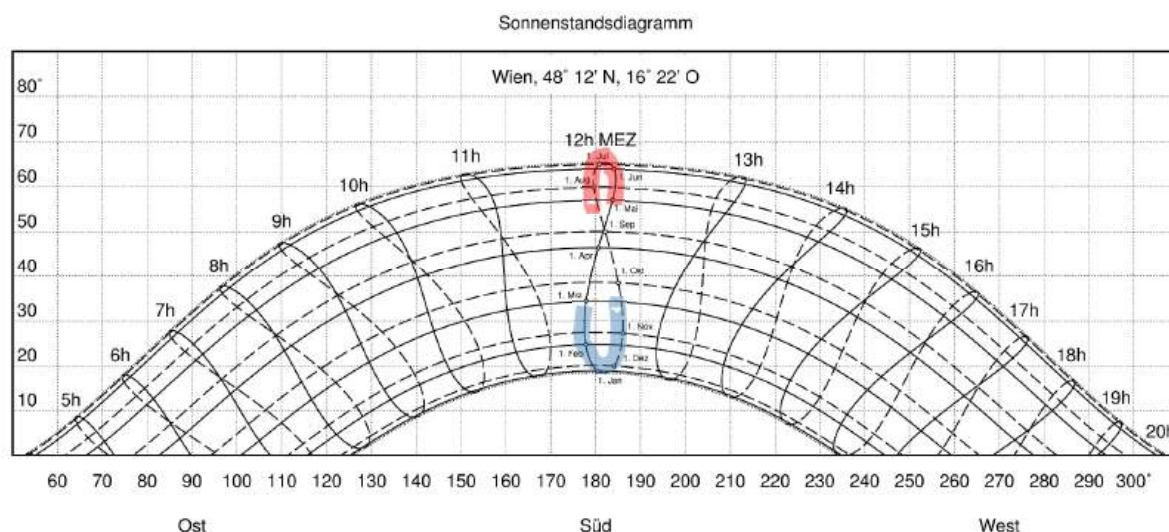


Abbildung 9: Sonnenstandsdiagramm (Standort Wien) (wikimedia.org, 2024)

Um die Unterschiede im PV-Ertrag zwischen Sommer- und Wintermonaten in Abhängigkeit vom Neigungswinkel der PV-Anlage weiter zu verdeutlichen, wurde eine zusätzliche Analyse durchgeführt. Ziel war es, eine durchschnittliche Ertragskurve für einen typischen Winter- und Sommertag zu erstellen. Dafür wurde der stündliche Mittelwert des Ertrags für jeden Monat berechnet.

Das Vorgehen bestand darin, für jede Stunde des Tages den Mittelwert aller Tage des Monats zu ermitteln. Zum Beispiel wurde der durchschnittliche Ertrag der ersten Tagesstunde im Januar berechnet, indem der stündliche Ertrag jedes einzelnen Januartages summiert und anschließend durch die Anzahl der Tage dividiert wurde. Dieses Verfahren wurde für alle 24 Stunden des Tages sowohl im Januar als auch im Juli angewendet.

Die Ergebnisse dieser Mittelwertberechnung sind in den folgenden Diagrammen dargestellt und veranschaulichen die charakteristischen Unterschiede der Ertragskurven zwischen einem durchschnittlichen Winter- und Sommertag.

Im Januar (linkes Diagramm) produziert die Silo-PV-Anlage (blau) deutlich mehr Strom als die Standard-PV-Anlage (orange). Mit einer Spitzenleistung gegen 15:00 Uhr erreicht die Silo-Anlage eine tägliche Gesamtproduktion von 145,1 kWh. Im Vergleich dazu zeigt die Standardanlage eine flachere Ertragskurve und erzielt insgesamt nur 64,3 kWh. Dies verdeutlicht die Stärke der vertikalen Anlage im Winter, da sie die tiefer stehende Sonne besser nutzen kann. Außerdem wird hier ersichtlich, dass die Silo PV-Anlage bis in die frühen Abendstunden (bis ca. 20:00) produziert, während die Standard PV ab ca. 18:00 keinen Ertrag mehr liefert.

Im Juli (rechtes Diagramm) kehren sich die Verhältnisse um. Hier zeigt die Standard-PV-Anlage ihre Überlegenheit mit einer deutlich höheren Gesamtproduktion von 262,9 kWh. Ihre Ertragskurve ist breiter und erreicht höhere Spitzenwerte, insbesondere zur Mittagszeit. Die Silo-PV-Anlage liefert an

einem durchschnittlichen Sommertag hingegen 154,8 kWh und bleibt damit hinter der Standardanlage zurück, obwohl sie ebenfalls eine starke Leistung zeigt.

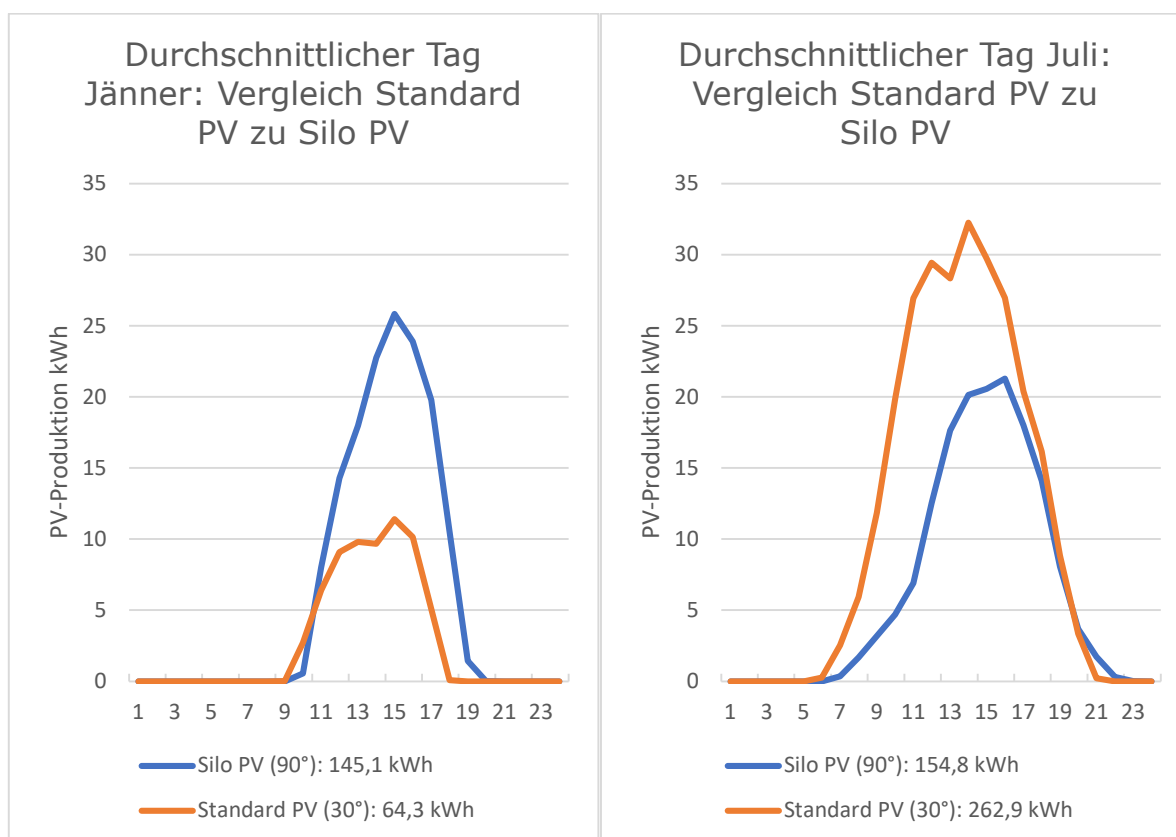


Abbildung 10: Vergleich Standard PV zu Silo PV für einen charakteristischen Tag im Jänner (links) und Juli (rechts)

Fazit: Im Winter erzielt die Silo-PV-Anlage durch ihren vertikalen Aufbau höhere Erträge, während die Standard-PV-Anlage im Sommer durch ihren Neigungswinkel und die höhere Sonnenintensität klar im Vorteil ist. Diese Ergebnisse verdeutlichen die jahreszeitlich bedingten Unterschiede in der Performance der beiden Anlagen.

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass eine vertikale PV-Anlage über das Jahr hinweg zwar geringfügig weniger Ertrag liefert als eine Standard-PV-Anlage mit 30° Neigung. Allerdings ist es wichtig zu betonen, dass die 90°-PV-Anlage zu anderen Tages- und Jahreszeiten Energie produziert. Diese Eigenschaft trägt zur Netzstabilität bei und kann besonders vorteilhaft sein, wenn dynamische Einspeisetarife genutzt werden. Eine weiterführende Analyse könnte wertvolle Erkenntnisse liefern, ob eine 90°-PV-Anlage unter dynamischen Einspeisepreisen einen wirtschaftlichen Mehrertrag im Vergleich zu einer 30°-PV-Anlage erzielt.

Vermiedene CO2 Emissionen

Um die vermiedenen CO2 Emissionen zu berechnen, wurde ein Wert für die spezifische CO2 Emissionen pro kWh herangezogen, und mit dem PV-Ertrag des Analysezeitraums multipliziert. Als Wert für spezifische CO2 Emissionen wurden

0,3645 kg CO₂ pro kWh herangezogen (nachhaltigwirtschaften.at, 2023). Bei einer PV-Produktion von 54.813 kWh im Analysezeitraum (24.08.2023 bis 24.08.2024) entspricht dies einer CO₂ Einsparung von 19.979 kg CO₂äq pro Jahr. Dies entspricht in etwa dem jährlichen CO₂ Ausstoß von 2,5 Personen (CO₂-Fußabdruck pro Person in Österreich: 7,8 t CO₂äq pro Jahr, (www.umweltbundesamt.at, 2024)). Die Photovoltaikanlage spart pro Jahr 19.979 kg CO₂-Äquivalente ein. Zum Vergleich: Ein durchschnittlicher Haushalt in Österreich verbraucht etwa 3.500 kWh Strom pro Jahr, was einem CO₂-Ausstoß von ca. 1.484 kg CO₂ entspricht (abhängig vom Strommix). Die Anlage kompensiert somit den jährlichen Stromverbrauch von rund 13,5 Haushalten.

Eigenverbrauchsanteil

In Abbildung 11 wird dargestellt, wie der erzeugte PV-Strom über den Zeitraum von einem Jahr genutzt wurde. Das Diagramm zeigt, wie viel des erzeugten Stroms direkt vor Ort verbraucht und wie viel als Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist wurde. Über das gesamte Jahr (24.08.2023 bis 24.08.2024) wurde ein Eigenverbrauchsanteil von 31 % erreicht. Das bedeutet, dass 31 % (= 17.248 kWh) des erzeugten PV-Stroms direkt vor Ort zur Deckung des Strombedarfs genutzt wurden, während 69 % (37.564 kWh) als Überschuss ins Stromnetz eingespeist wurden.

Ein Eigenverbrauchsanteil von 31 % gilt als moderat. In der Regel wird ein möglichst hoher Eigenverbrauch angestrebt, um die Abhängigkeit vom Netzstrom zu verringern und wirtschaftliche Vorteile zu maximieren. An diesem Standort könnte der Einsatz eines Speichersystems sinnvoll sein, um den Eigenverbrauch weiter zu steigern, da überschüssiger Strom gespeichert und bei Bedarf genutzt werden könnte, anstatt ihn ins Netz einzuspeisen. Anhand des Eigenverbrauchsanteils von 31 % lässt sich ableiten, dass der Stromverbrauch nach Möglichkeit stärker in die Mittagsstunden verlagert werden sollte, wenn die PV-Anlage die höchste Stromproduktion erreicht. Allerdings besteht an diesem Standort zu bestimmten Jahreszeiten eine relativ hohe Grundlast. Diese Grundlast, also der kontinuierliche Stromverbrauch, der auch nachts anfällt, kann von der PV-Anlage nicht direkt gedeckt werden, da nachts kein PV-Strom erzeugt wird. Der Eigenverbrauchsanteil ist auch ein geeigneter Indikator für das Potenzial einer PV-Anlage, an einer Energiegemeinschaft teilzunehmen. Bei einem Überschuss von 69 % gibt es erhebliches Potenzial, diesen Strom in eine Energiegemeinschaft einzuspeisen, um anderen Mitgliedern der Gemeinschaft Zugang zu erneuerbarem Strom zu ermöglichen und dabei zusätzliche Einnahmen zu generieren.

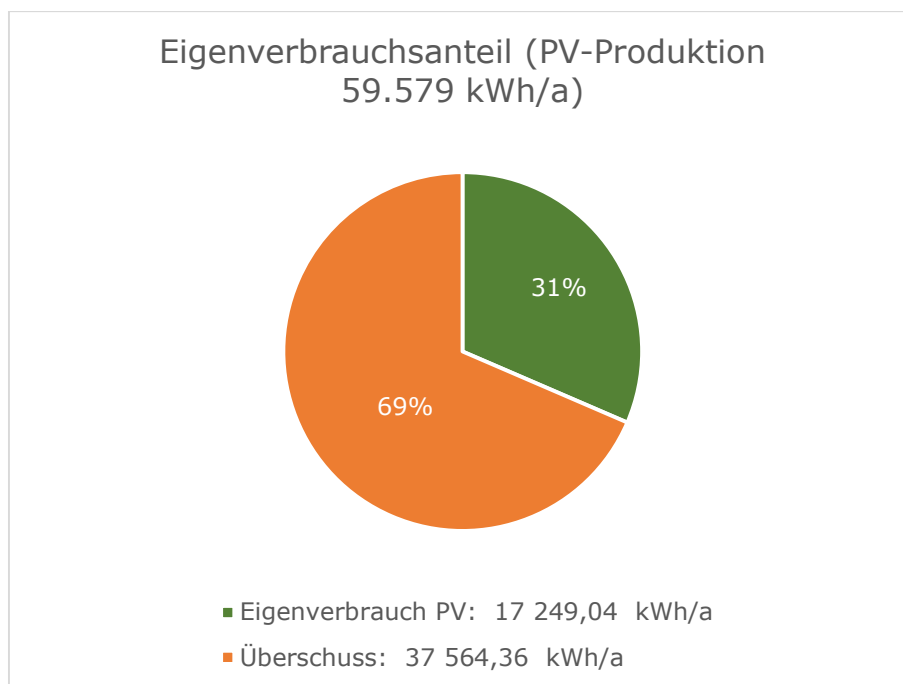


Abbildung 11: Darstellung Eigenverbrauchsanteil

Die folgende Abbildung zeigt einen beispielhaften Tag im Frühjahr. Der Stromverbrauch ist als blaue Linie dargestellt. Die Flächen unterhalb der Linie zeigen, wie der Stromverbrauch gedeckt wird (durch PV oder Strombezug aus Netz). Die Flächen oberhalb der blauen Linie zeigt den Überschussstrom der in das Stromnetz eingespeist wird. Hier wird deutlich, dass der Stromverbrauch während der Zeiten, in denen die PV-Anlage keinen Strom erzeugt, höher ist. Zur Mittagszeit, wenn die PV-Erzeugung am höchsten ist, fällt an diesem Tag hingegen ein vergleichsweise geringer Stromverbrauch an. Dadurch wird der Großteil des erzeugten PV-Stroms als Überschuss ins Netz eingespeist.

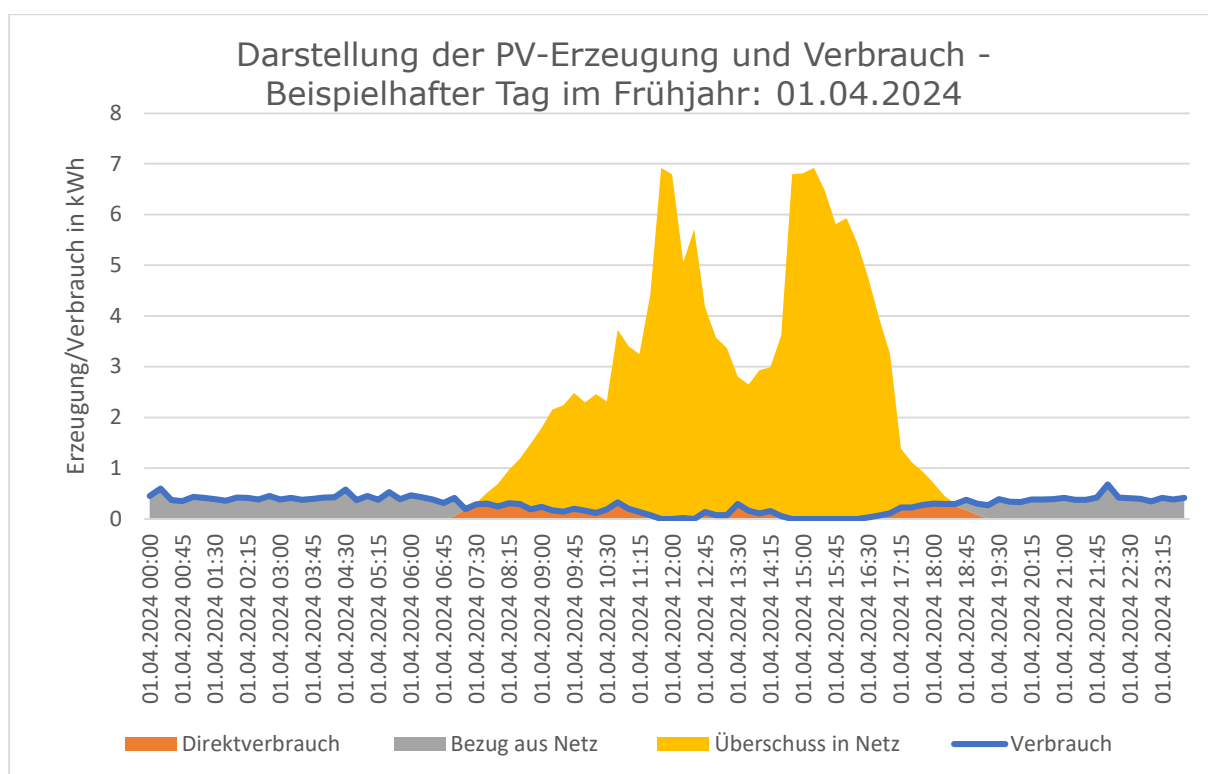


Abbildung 12: Darstellung der PV-Erzeugung und Verbrauch - Beispielhafter Tag im Frühjahr: 01.04.2024

Abbildung 13 zeigt die Performance der PV-Anlage sowie die Nutzung des erzeugten Stroms an einem Tag im Sommer. Auffällig ist der relativ hohe Stromverbrauch in den Morgenstunden. Zwischen 07:30 und ca. 11:15 wurde ein erhöhter Verbrauch verzeichnet, vermutlich durch den Betrieb einer leistungsintensiven Maschine. Um den Eigenverbrauch an diesem Tag zu steigern, hätte die Nutzung der Maschine/Verbrauchers in die Mittagsstunden verschoben werden können, da gegen 15:00 Uhr, bei hoher PV-Erzeugung, kaum Stromverbrauch zu verzeichnen war. Dieses Beispiel verdeutlicht das vorhandene Optimierungspotenzial. In der Praxis ist es jedoch wahrscheinlich weder sinnvoll noch möglich, den Betrieb der Maschine später zu starten.

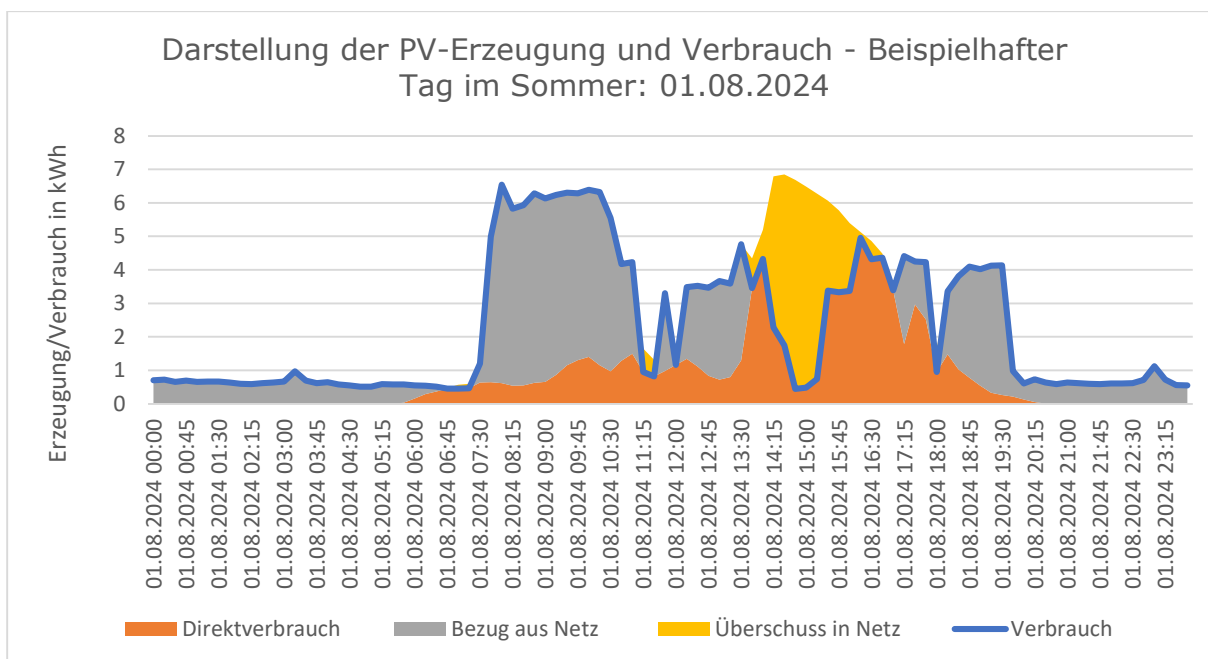


Abbildung 13: Darstellung der PV-Erzeugung und Verbrauch - Beispielhafter Tag im Sommer: 01.08.2024

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Die Ergebnisse zeigen ein enormes Potenzial für die Nutzung eines Stromspeichers, um den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. An diesem Standort wird zudem empfohlen, den Stromverbrauch – insbesondere den flexiblen Verbrauch – besser an die Erzeugung anzupassen. Dies betrifft sowohl die täglichen als auch die saisonalen Verbrauchsspitzen. Wie im vorherigen Kapitel gezeigt, ist bei der vertikalen PV-Anlage in den Frühling- und Herbstmonaten mit einer höheren Erzeugung zu rechnen. Eine Teilnahme an einer Energiegemeinschaft ist ebenfalls empfehlenswert, da der PV-Strom lokal von der Bevölkerung genutzt werden könnte. Wirtschaftlich könnte der Verkauf von Strom innerhalb einer Energiegemeinschaft vorteilhafter sein als die Konditionen von OeMAG oder herkömmlichen Energieversorgern.

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad einer PV-Anlage gibt den Anteil des gesamten Energiebedarfs an, der durch den selbst erzeugten Solarstrom gedeckt wird. Er wird in Prozent ausgedrückt und zeigt, wie unabhängig ein Haushalt oder Betrieb vom öffentlichen Stromnetz ist. Ein hoher Autarkiegrad bedeutet, dass ein großer Teil des Stromverbrauchs durch die PV-Anlage abgedeckt wird, während bei einem niedrigen Autarkiegrad mehr Strom aus dem Netz bezogen werden muss.

Die folgende Abbildung zeigt den Autarkiegrad am gegebenen Standort. Mit einem Wert von 28 % ist der Autarkiegrad als gering bis moderat einzustufen. Wie auch beim Eigenverbrauchsanteil wird in der Regel ein möglichst hoher Wert angestrebt. In diesem Fall werden nur 28 % des Strombedarfs (17.249 kWh) durch die PV-Anlage gedeckt, während die restlichen 72 % (43.354 kWh) durch Netzstrom abgedeckt werden. Auch hier könnte der Einsatz eines Speichersystems den

Autarkiegrad verbessern, da mehr des erzeugten Stroms gespeichert und später genutzt werden könnte.

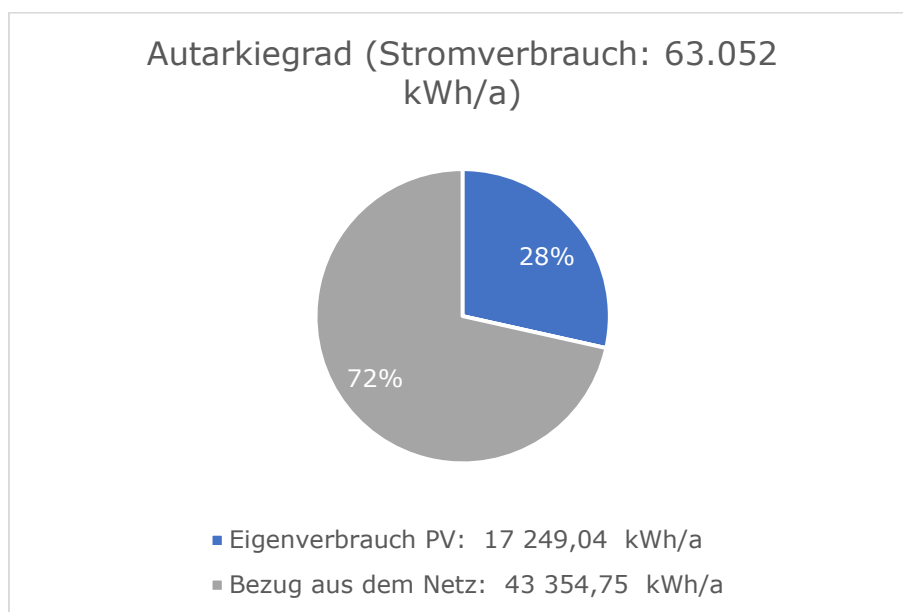


Abbildung 14: Darstellung Autarkiegrad

Die folgende Abbildung zeigt einen beispielhaften Tag mit einem sehr niedrigen Autarkiegrad. Am 01.12.2024 lag der Stromverbrauch auf einem moderaten Niveau, während die Stromerzeugung aufgrund geringer Solarstrahlung – vermutlich durch dichte Wolken – sehr gering ausfiel. Dadurch konnte nur ein kleiner Teil des Strombedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass ein hoher Eigenverbrauchsanteil nicht zwangsläufig auf eine gute Performance der PV-Anlage und des Verbrauchs hinweist. An diesem Tag wurde der gesamte erzeugte PV-Strom direkt vor Ort verbraucht, was zu einem Eigenverbrauchsanteil von 100 % führte, obwohl die erzeugte Strommenge sehr niedrig war.

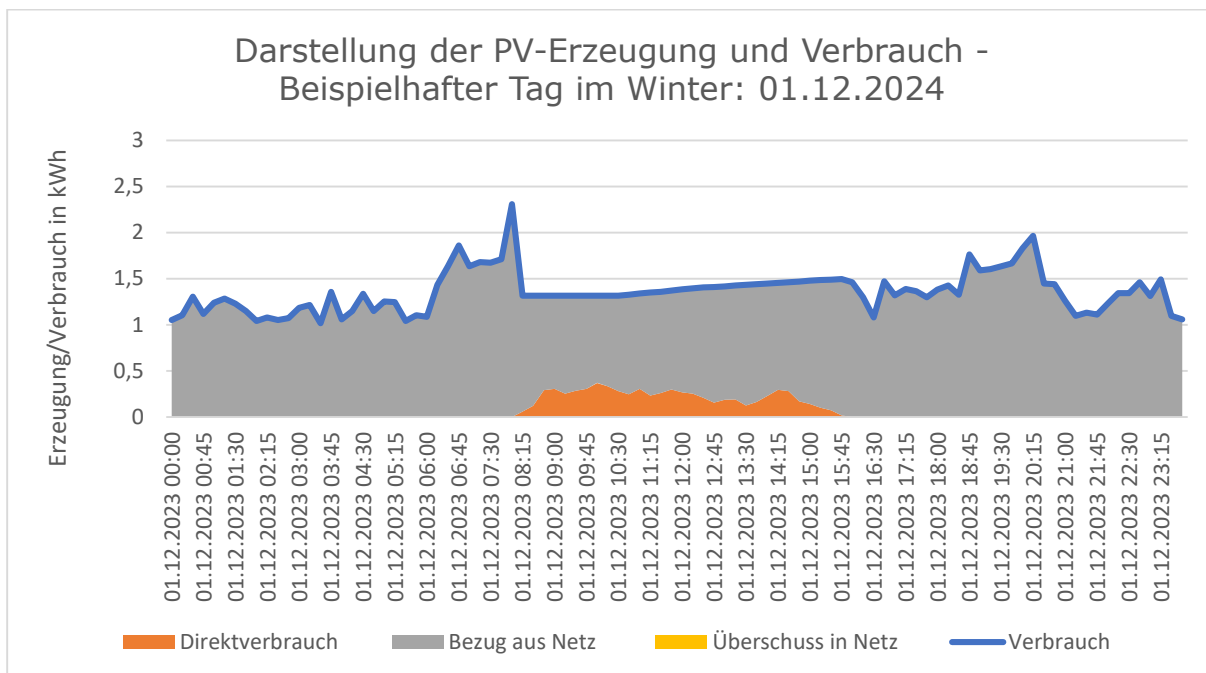


Abbildung 15: Darstellung der PV-Erzeugung und Verbrauch - Beispielhafter Tag im Winter: 01.12.2023

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Um sowohl den Eigenverbrauchsanteil als auch den Autarkiegrad zu erhöhen, wäre die Installation eines Stromspeichers empfehlenswert. Anhand des nachfolgenden Diagramms kann eine grobe Dimensionierung des Speichers vorgenommen werden. Um beispielsweise an diesem Standort einen Autarkiegrad von etwa 60 % zu erreichen – also das Doppelte des aktuellen Werts – wäre ein Speicher mit einer Kapazität von etwa 75 kWh erforderlich (bei 0,98 kWp/MWh – x-Achse und 1,25 kWh/MWh Verbrauch – y-Achse, 1,25

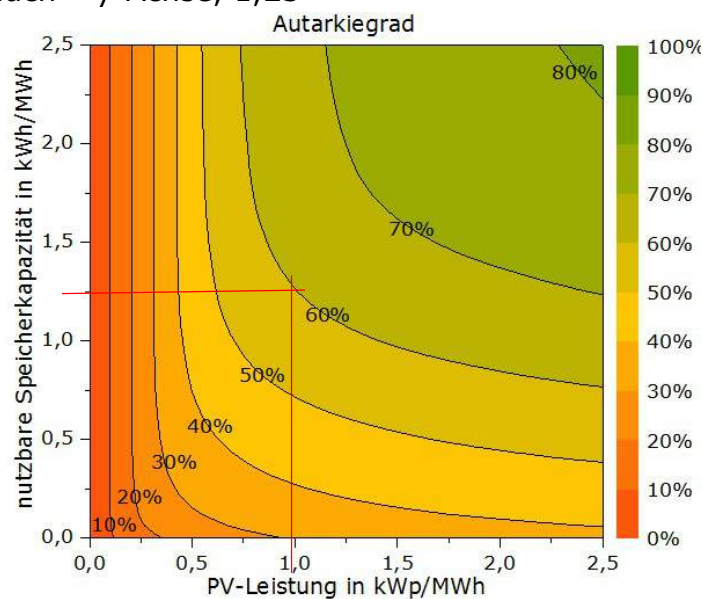


Abbildung 16: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung (Haushalt), (www.volker-quaschnig.de, 2024)

6.2 Anlagen Monitoring (AP1.2)

Im Rahmen des Anlagenmonitorings wurde die PV-Anlage über den Zeitraum vom 24. August 2023 bis 24. August 2024 hinsichtlich externer Einflüsse wie Wetterbedingungen, Verschmutzung und sonstige Störungen untersucht. Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der verschiedenen Aspekte des Monitorings detailliert dargestellt.

Störungen – und Wartungshistorie

Während des gesamten Monitoring-Zeitraums kam es zu keinen Störungen oder Wartungen, die einen Abschaltvorgang der Anlage erforderlich gemacht hätten. Die Anlage lief demnach durchgehend reibungslos. Lediglich zu Beginn, während der Einrichtung des Monitorings und vor dem eigentlichen Analysezeitraum, wurde eine Störung festgestellt. Hierbei zeigte sich, dass der Ertrag am Wechselrichtereingang für MPP1 deutlich geringer war als am MPP2. (MPP = Maximum Power Point; der Fronius-Wechselrichter verfügt über drei MPP-Tracker bzw. Eingänge). Dies war problematisch, da an beiden Eingängen exakt die gleiche Anzahl an PV-Modulen angeschlossen war und daher auch der gleiche Ertrag erwartet wurde.

Nach einer kurzen Überprüfung vor Ort konnte festgestellt werden, dass eine Steckverbindung zum Wechselrichter fehlerhaft war. Diese wurde ausgetauscht. Im folgenden Diagramm ist die Performance der Anlage vor und nach der Fehlerbehebung dargestellt. Vor der Behebung des Fehlers am 01.08.2023 sind Unterschiede in den Erträgen der drei Wechselrichter-Eingänge erkennbar. Nach der Fehlerbehebung zeigen die Erträge von MPP1 und MPP2 keinen Unterschied mehr, wie beispielsweise am 06.08.2023 zu sehen ist. Der MPP3 liefert einen höheren Ertrag, da an diesem Eingang fast doppelt so viele Module angeschlossen sind.

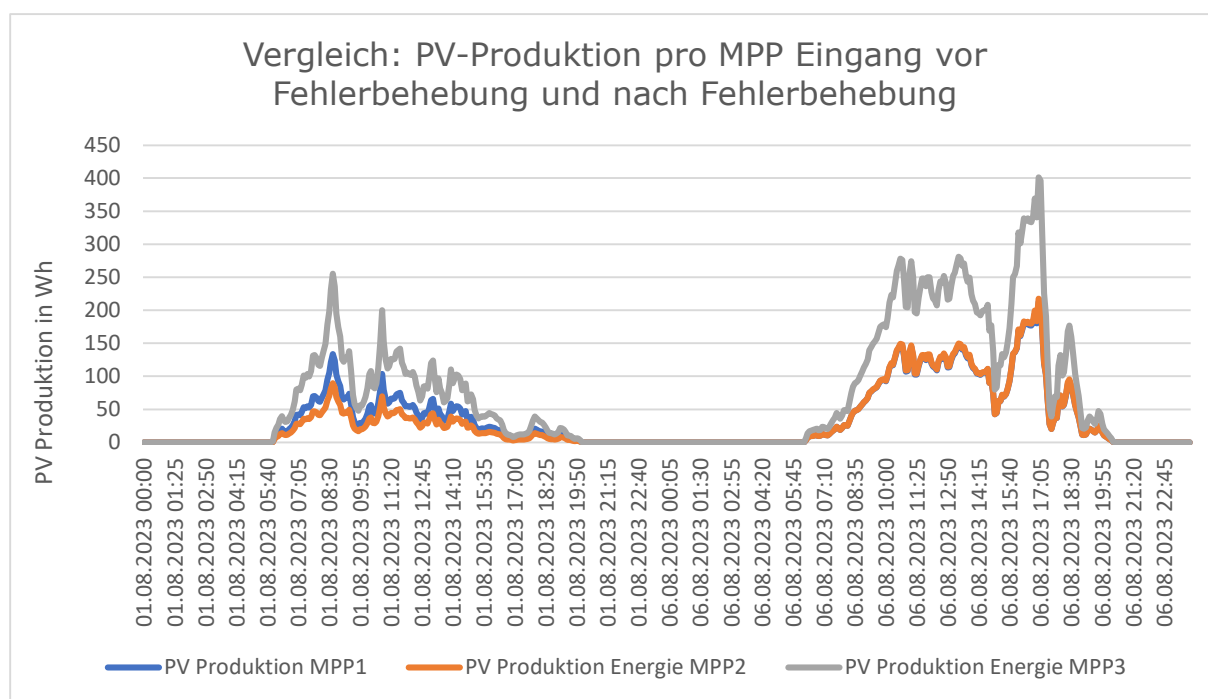


Abbildung 17: Vergleich: PV-Produktion pro Wechselrichter - Eingang vor Fehlerbehebung (links) und nach Fehlerbehebung (rechts)

Um diese potenzielle Störungsquelle weiter zu beobachten und festzustellen, ob erneut ein Fehler oder eine Störung am Wechselrichtereingang auftritt, wurde beim Anlagenmonitoring ein besonderes Augenmerk auf die Erträge pro Wechselrichtereingang gelegt. In der folgenden Abbildung sind die monatlichen Erträge pro Wechselrichtereingang dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Anlage im Beobachtungszeitraum einwandfrei funktioniert hat. Es traten keine Störungen an einem der Wechselrichterstränge auf, da die Erträge von MPP1 und MPP2 nahezu identisch sind.

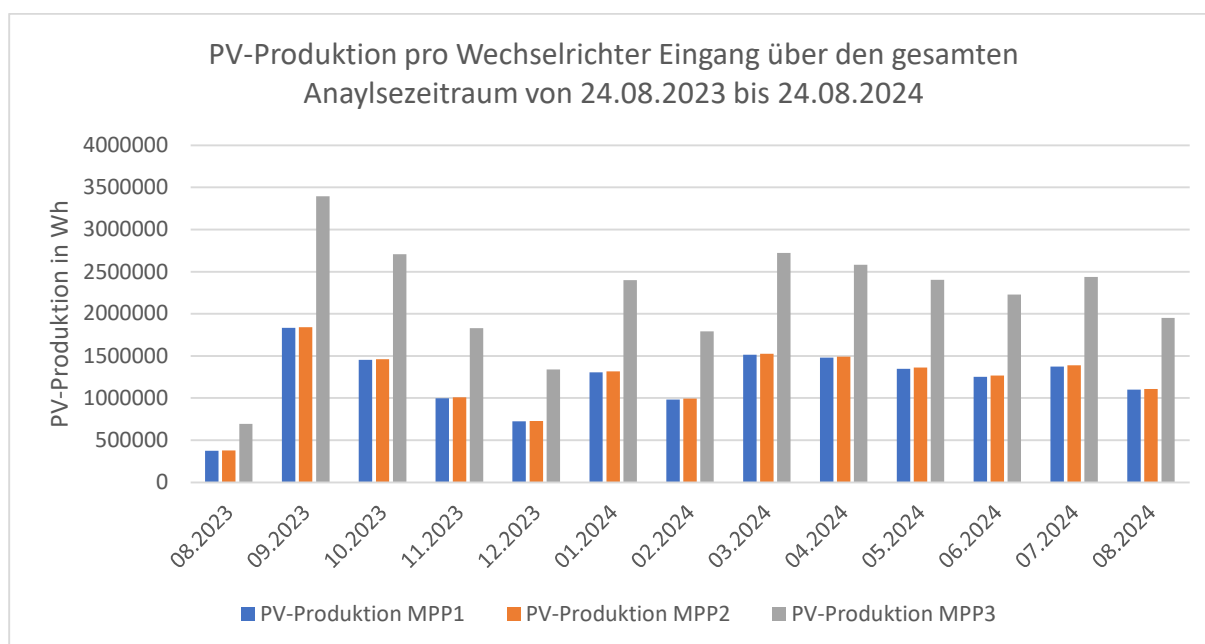


Abbildung 18: PV-Produktion pro Wechselrichter Eingang über den gesamten Analysezeitraum von 24.08.2023 bis 24.08.2024

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Es ist stets empfehlenswert, alle Komponenten des PV-Systems gründlich zu überprüfen, um Störungen und Abschaltungen der Anlage zu vermeiden. Im vorliegenden Fall hätte eine detaillierte Inspektion eine Wartung möglicherweise verhindern können. Grundsätzlich kann jedoch festgehalten werden, dass eine Ausfallzeit von etwa 2 Stunden (als Wartungszeitraum zur Fehlerbehebung) innerhalb von 14 Monaten eine hohe Anlagenverfügbarkeit darstellt.

Untersuchung der laufenden Verschmutzung an PV Modulen

Ziel der Analyse war es, zu prüfen, ob die vertikal installierte PV-Anlage verstärkt verschmutzt und ob diese Verschmutzungen messbare Auswirkungen auf den Ertrag haben. Im Wesentlichen konnten zwei Arten von Verschmutzungen festgestellt werden:

- Leichte Verschmutzungen (z.B. Staub)
- Hartnäckige Verschmutzungen (z.B. Vogelkot)

Die installierte Webcam im unteren Bereich der PV-Anlage ermöglichte eine kontinuierliche Überwachung der Verschmutzungen. Zusätzlich wurden

regelmäßige Sichtkontrollen vor Ort durchgeführt, um die Oberflächen der PV-Module grob zu prüfen. Im Folgenden werden die beiden Verschmutzungsarten genauer betrachtet.

Leichte Verschmutzung (z.B.: Staub):

Als „leichte Verschmutzung“ wurde in erster Linie die Ansammlung von Staub definiert. Zu Beginn der Untersuchung wurde die Hypothese aufgestellt, dass aufgrund des landwirtschaftlichen Betriebs, der hauptsächlich Getreide und Saatgut verarbeitet, am Projektstandort eine erhöhte Staubentwicklung zu erwarten sei. Die folgende Abbildung zeigt den Projektstandort sowie die Beschaffenheit des umliegenden Untergrunds.



Abbildung 19: Projektstandort inkl. Bodenbeschaffenheit der unmittelbaren Umgebung

In der Abbildung ist zu erkennen, dass sich direkt südlich der PV-Anlage eine große betonierte Fläche befindet. Diese wird nur unregelmäßig genutzt, beispielsweise zur Lagerung von Zuckerrüben. Dank des befestigten und betonierten Untergrunds kam es hier zu keiner nennenswerten Staubentwicklung, die die PV-Anlage beeinträchtigen könnte. Nördlich der PV-Anlage hingegen gibt es zwei Hauptursachen für eine erhöhte Staubentwicklung: Zum einen führt die Schotteroberfläche bei Maschinenbetrieb und Verkehr zu Staubaufwirbelungen, zum anderen wirbelt die regelmäßige Anlieferung und teilweise Lagerung von Saatgut feinen Staub auf. Da diese Staubentwicklung durch das Gebäude und dessen Dach abgeblockt wird, konnte keine direkte Verschmutzung der PV-Anlage festgestellt werden. Dies wurde durch die Auswertung von Webcam-Fotos nach verkehrsreichen Tagen oder Saatgutlieferungen überprüft.

Ein spezifisches Ereignis wurde im Rahmen der Analyse näher untersucht: Vom Montag, den 7. Juli 2024, bis Sonntag, den 13. Juli 2024, fand intensiver Betrieb aufgrund von Saatgutlieferungen statt. Abbildung 8 zeigt tägliche Fotos dieses Zeitraums. Im ersten Bild vom 7. Juli 2024 lässt sich keine auffällige

Staubverschmutzung auf den Paneelen erkennen. Dies wird durch die Spiegelung der PV-Module deutlich, da stark verschmutzte Paneele weniger Strahlung reflektieren würden. Ein detaillierter Ausschnitt ist in Abbildung 9 zu sehen, der zeigt, dass am Ende des untersuchten Zeitraums (F2), trotz erhöhten Betriebs, keine signifikanten Unterschiede in der Sauberkeit der Module im Vergleich zu F1 zu erkennen sind. Dies legt nahe, dass selbst bei intensiven landwirtschaftlichen Aktivitäten keine nennenswerte Staubansammlung auf den Modulen erfolgt.



Abbildung 20: Darstellung täglicher Fotos im Zeitraum Montag 07.07.2024 bis Sonntag 13.07.2024, Rot markiert: Detailausschnitt F1 und F2 (siehe nächste Abbildung)

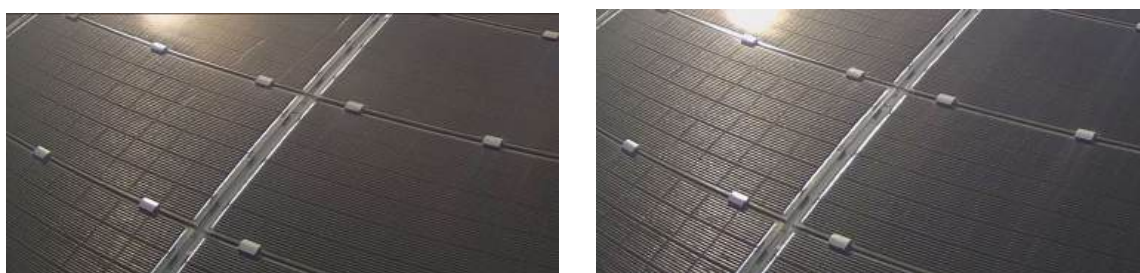


Abbildung 21: Detailansicht Ausschnitt der Monitoringfotos vom unteren Bereich der PV-Anlage, links "Fenster 1" (F1) vom 07.07.2024 und rechts "Fenster 2" (F2) vom 13.07.2024

Es ist zudem erwähnenswert, dass die PV-Anlage zum Zeitpunkt der Untersuchung bereits seit über einem Jahr am Turm installiert war. Wie bereits erwähnt, zeigen die Fotos keine nennenswerte Staubverschmutzung. Dies deutet darauf hin, dass entweder kaum Staubablagerungen entstehen oder dass eine effektive Selbstreinigung, beispielsweise durch Regen, stattfindet. Auf den Effekt der Selbstreinigung wird im nächsten Kapitel detaillierter eingegangen.

Während des gesamten Analysezeitraums vom 24. August 2023 bis 24. August 2024 konnte keine signifikante Staubverschmutzung festgestellt werden. Zwar waren leichte Verschmutzungen erkennbar, deren Einfluss auf den Ertrag ließ sich jedoch nicht eindeutig messen oder bewerten. In den durchgeführten Analysen,

bei denen Fotos mit den Ertragsdaten verglichen wurden, konnten keine klaren Zusammenhänge festgestellt werden.

Hartnäckige Verschmutzung (z.B.: Vogelkot)

Als hartnäckige Verschmutzung wurde vor allem Vogelkot identifiziert. Getreidespeicher bieten zahlreichen Vogelarten, wie Tauben, Spatzen und Meisen, ideale Lebensbedingungen aufgrund der Nistmöglichkeiten, des Schutzes und des reichhaltigen Nahrungsangebots in und um die Silos. Bereits in den ersten Wochen nach der Inbetriebnahme der PV-Anlage und der Einrichtung des Monitoringsystems konnte eine Verschmutzung durch Vogelkot beobachtet werden. In den folgenden Abbildungen wird deutlich, dass sowohl im oberen als auch im unteren Bereich der PV-Anlage Verschmutzungen auftreten, wobei die Verschmutzung im oberen Bereich deutlich intensiver ist. Dies liegt daran, dass sich die Vögel bevorzugt am oberen Ende der PV-Anlage oder auf Stangen und Vorsprüngen niederlassen und von dort herabkoten.



Abbildung 22: Darstellung Verschmutzung durch Vogelkot, (links: 15.08.2024, rechts: 09.03.2024)

Um die potenziellen Auswirkungen von Verschmutzungen auf den PV-Ertrag zu bewerten, wurden die Erträge zweier Tage mit ähnlichen klimatischen Bedingungen verglichen. Am 15. August 2024 wurde eine erhöhte Verschmutzung durch Vogelkot auf der PV-Anlage festgestellt (siehe Abbildung 23), während am Vergleichstag keine signifikante Verschmutzung vorlag. Beide Tage wiesen ähnliche Temperaturen und vor allem nahezu identische absolute Globalstrahlungswerte auf, was entscheidend für einen aussagekräftigen Vergleich der PV-Erträge ist.



Abbildung 23: Drohnenaufnahme vom 15.08.2024, Darstellung von erhöhter Verschmutzung durch Vogelkot

In Tabelle 9 sind die relevanten Kennzahlen für diesen Vergleich dargestellt. Auffällig ist, dass die Strahlungsdaten über den Tag hinweg nahezu gleich sind, jedoch deutliche Unterschiede im PV-Ertrag auftreten. Am 15. August 2024 wurden 209,53 kWh Strom erzeugt – ganze 57 kWh mehr als am 14. Juni 2024, an dem 152,86 kWh produziert wurden. Der Vergleich wurde durchgeführt, um festzustellen, ob Verschmutzungen durch Vogelkot bei ähnlichen klimatischen Bedingungen den PV-Ertrag beeinflussen. Die Daten zeigen jedoch, dass die stärkere Verschmutzung am 15. August keinen relevanten Einfluss auf den Ertrag hatte. Es konnte zumindest nicht nachgewiesen werden, dass eine signifikante Verschmutzung durch Vogelkot den PV-Ertrag negativ beeinflusst.

Tabelle 9: Darstellung relevanter Kennzahlen für den PV-Ertragsvergleich

Datum	PV Produktion in kWh	Globalstrahlung in kWh/m ²	Durchschnittstemperatur in °C (Umgebungsluft)	Durchschnittstemperatur in °C (Fassadentemp. hinter PV)
14.06.2024	152,86	35,8	17,1	20,9
15.08.2024	209,53	36,4	27,4	33,5

Die Abbildung 24 veranschaulicht die PV-Erzeugung und die Globalstrahlung pro Tag im Zeitraum von etwa 05:00 bis 22:00 Uhr. Obwohl die Gesamtstrahlung an beiden Tagen ähnlich ist (blaue Fläche), unterscheidet sich ihre Verteilung über den Tag hinweg. Dies lässt sich durch den unterschiedlichen Sonnenstand zwischen Juni und August erklären. Im Juni steht die Sonne höher, wodurch der optimale Einfallswinkel (90° zur PV-Fläche) seltener erreicht wird als im August,

wenn die Sonne tiefer steht. Dies dürfte der Hauptgrund dafür sein, dass der Ertrag am 15. August 2024 höher ausfiel.

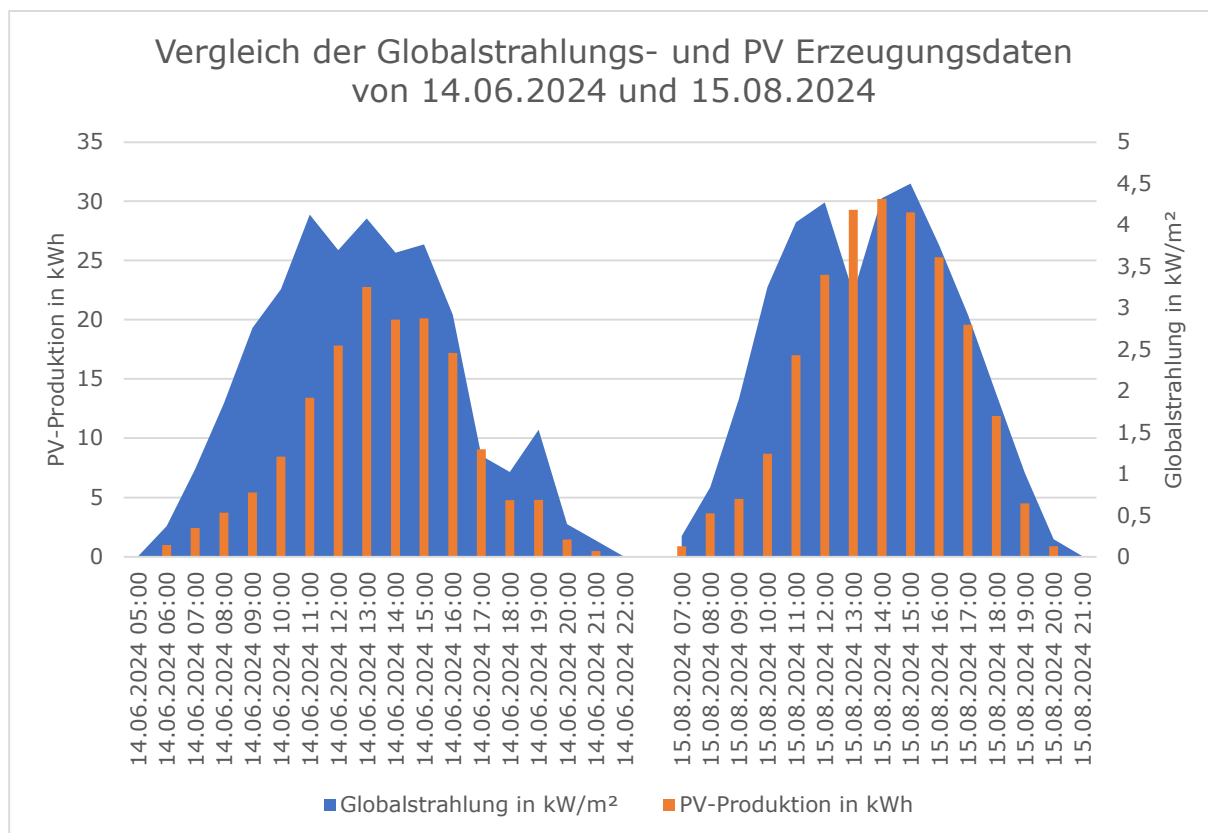


Abbildung 24: Vergleich der Globalstrahlungs- und PV Erzeugungsdaten von 14.06.2024 und 15.08.2024

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Im Zuge dieser vereinfachten Untersuchung konnten wie bereits erwähnt keine Ertragsinbußen durch Vogelkot festgestellt werden. Es sei jedoch angemerkt, dass dieser Vergleich keine abschließende Aussagekraft besitzt. Um die Auswirkungen von Verschmutzungen durch Vogelkot auf den PV-Ertrag fundierter beurteilen zu können, wären Tests unter Laborbedingungen sinnvoll. Des Weiteren ist es empfehlenswert Einrichtungen zu installieren, die den Aufenthalt von Vögel verhindert.

Untersuchung des Selbstreinigungseffekts

Um den Selbstreinigungseffekt zu bewerten, wurde folgende Methodik angewendet: Zunächst wurden die Webcam-Aufnahmen grob gesichtet und auf Verschmutzungen untersucht. Dabei wurde sowohl nach Staubablagerungen als auch nach Verunreinigungen durch Vogelkot gesucht. Wie bereits erwähnt, konnten im gesamten Analysezeitraum keine nennenswerten Staubansammlungen festgestellt werden, weshalb dieser Aspekt nicht weiter untersucht wurde. Verschmutzungen durch Vogelkot hingegen konnten identifiziert werden. Wurde eine solche Verschmutzung auf den Aufnahmen entdeckt, wurde im nächsten

Schritt ermittelt, ab welchem Datum sie erstmals auf den Bildern zu sehen war. Um den Selbstreinigungseffekt genauer zu beurteilen, wurde anschließend untersucht, wann die Verschmutzung zum letzten Mal erkennbar war.

Das Ergebnis war ein bestimmter Zeitraum, innerhalb dessen die Reinigung stattfand. Um herauszufinden, ob dieser Effekt durch Regen unterstützt wurde, wurden die Niederschlagsdaten der Wetterstation herangezogen.

Ein Beispiel zeigt, dass eine relativ große Verschmutzung erstmals am 20. Juni 2024 gegen 14:00 Uhr auftrat (siehe Abbildung 25, links) und erst nach etwa einem Monat, am 21. Juli 2024, letztmals auf den Aufnahmen zu sehen war (siehe Abbildung 25, rechts). Daraus lässt sich ableiten, dass ein Selbstreinigungseffekt vorhanden ist, jedoch nicht besonders stark oder effektiv wirkt. Ein Grund für diesen eher schlechten Selbstreinigungseffekt bzw. für die lange Dauer der Reinigung könnte die verhältnismäßig geringe Niederschlagsmenge im genannten Zeitraum sein. Im Zeitraum vom 20. Juni bis zum 21. Juli 2024 gab es verhältnismäßig wenig Niederschlag – im Durchschnitt nur 0,76 mm pro Tag. Vergleicht man dies mit der durchschnittlichen jährlichen Niederschlagsmenge von 621,6 mm bzw. 1,7 mm pro Tag, wird deutlich, dass der Regen in diesem Zeitraum eher gering ausfiel.

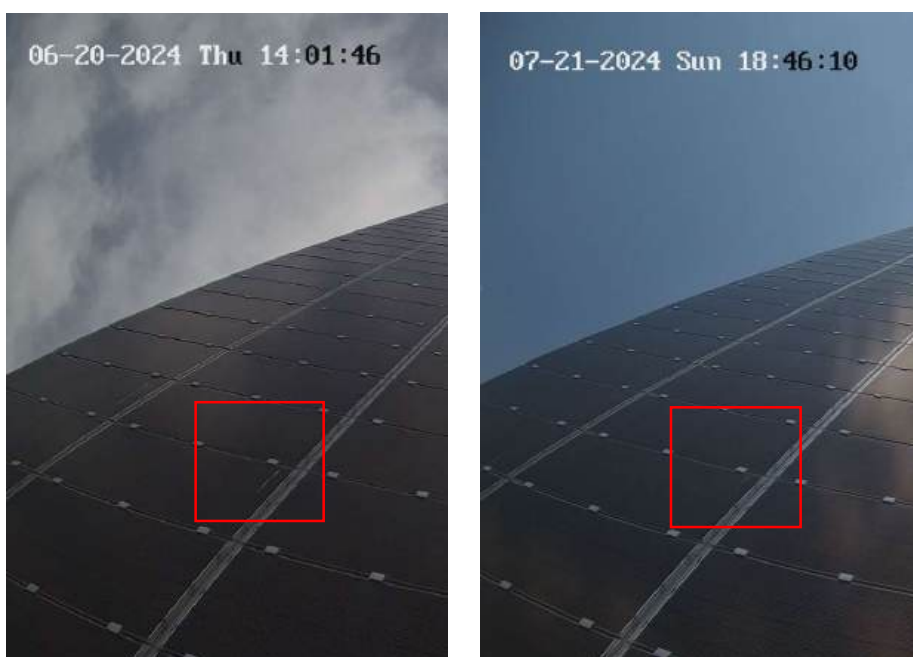


Abbildung 25: Beispiel 1: Webcamaufnahme vom 20.06.2024 (links) und 21.07.2024, Rot gekennzeichnet: Verunreinigung durch Vogelkot

In folgendem Diagramm ist die Niederschlagsmenge pro Tag im betrachteten Zeitraum dargestellt. In summe hat es in den 32 Tagen 24,4 mm geregnet. Im Durchschnitt entspricht dies einem Niederschlag von 0,76 mm pro Tag.

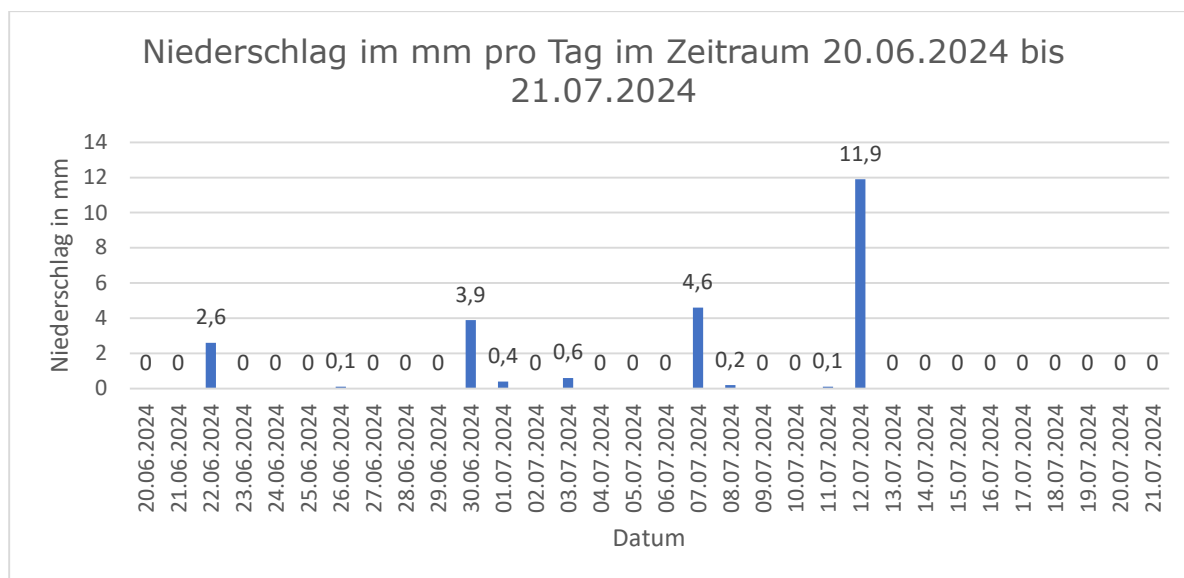


Abbildung 26: Beispiel 1: Darstellung des Niederschlags im Zeitraum von 20.06 bis 21.07.2024 um die Selbstreinigung durch Regen beurteilen zu können (Messwerte der installierten Wetterstation)

Die zuvor beschriebene Methodik wurde in einem weiteren Vergleichszeitraum angewendet. Auch hier wurde das erstmalige Auftreten einer Verunreinigung dokumentiert. Auffällig im zweiten Beispiel ist, dass eine Verschmutzung mit ähnlicher Intensität wie im ersten Beispiel bereits nach nur vier Tagen vollständig verschwunden war. Die Verschmutzung wurde erstmals am 15. August 2024 entdeckt und war am 19. August 2024 bereits vollständig beseitigt.

Dieses schnelle Verschwinden lässt sich auf den starken Niederschlag am 18. August 2024 zurückführen, an dem allein 23,2 mm Regen fielen (siehe Abbildung 27). Im Durchschnitt kam es im Zeitraum vom 15. bis 19. August zu einer Niederschlagsmenge von 5,06 mm pro Tag. Vergleicht man diesen Wert mit dem Niederschlag im ersten Beispiel, wird deutlich, dass es im Zeitraum des zweiten Beispiels etwa 6,6-mal so viel geregnet hat.

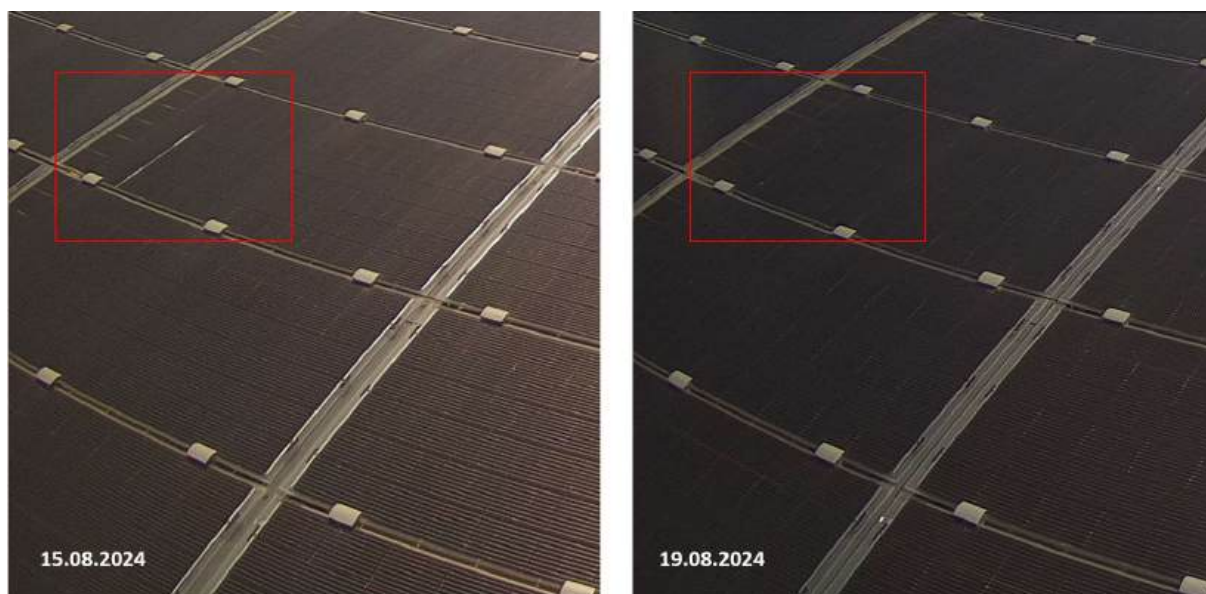


Abbildung 27: Beispiel 2: Webcamaufnahme vom 15.08.2024 (links) und 19.08.2024, Rot gekennzeichnet: Verunreinigung durch Vogelkot

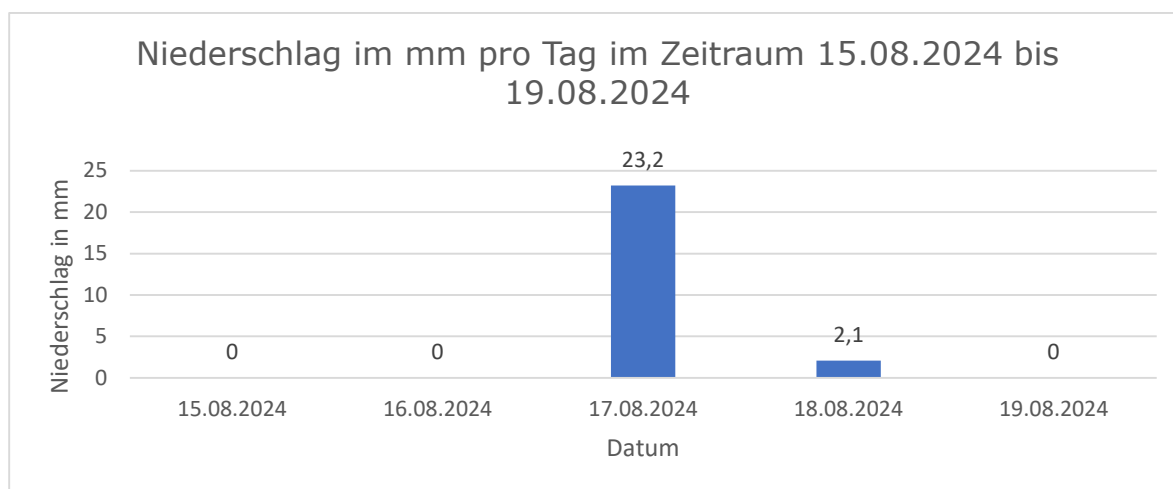


Abbildung 28: Beispiel 2: Darstellung des Niederschlags im Zeitraum von 15.08.2024 bis 19.08.2024 um die Selbstreinigung durch Regen beurteilen zu können (Messwerte der installierten Wetterstation)

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Selbstreinigungseffekt von Verschmutzungen maßgeblich vom Niederschlag abhängt. Während Verschmutzungen in regenarmen Phasen nur sehr langsam oder gar nicht entfernt werden, zeigt sich in regenreicheren Perioden eine deutlich schnellere Reinigung. Im ersten Beispiel, in dem der Niederschlag verhältnismäßig gering war, dauerte es rund einen Monat, bis die Verschmutzung vollständig verschwunden war. Im zweiten Beispiel hingegen, bei deutlich höheren Niederschlagsmengen, verschwand eine ähnlich intensive Verschmutzung bereits nach wenigen Tagen. Dies verdeutlicht, dass der Regen als natürlicher Reinigungsmechanismus eine entscheidende Rolle spielt und dass ohne ausreichend Niederschlag die Selbstreinigung nur sehr begrenzt wirksam ist.

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, wird empfohlen, Vorrichtungen zu installieren, die den Aufenthalt von Vögeln verhindern, um Verschmutzungen zu reduzieren. Zudem ist es ratsam, sich nicht ausschließlich auf die Selbstreinigung durch Niederschlag zu verlassen. Es kann zu Situationen kommen, in denen es zu erhöhter Verschmutzung kommt, und bei anhaltendem Niederschlagsmangel bleibt die Reinigung aus. Dies könnte die Leistung der PV-Anlage beeinträchtigen. Eine Reinigung in diesem Fall sollte daher in Betracht gezogen werden, um die Anlagenperformance zu sichern.

Temperaturrelevante Inhalte

Eine einfache Methode wurde entwickelt, um die Effizienz einer PV-Anlage in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung zu bewerten. Hierbei wurde das Verhältnis zwischen der produzierten Energie in Kilowattstunden (kWh) und der Strahlungsleistung in Kilowatt pro Quadratmeter (kW/m^2) gebildet. Dieser Wert zeigt auf, wie viel Strom die Photovoltaikanlage bei einer bestimmten Strahlungsintensität produziert. Er dient als Indikator zur groben Bewertung der Effizienz im Jahresverlauf und sollte nicht mit dem Wirkungsgrad der Anlage verwechselt werden.

Das nachfolgende Diagramm stellt diesen Effizienzindikator als monatlichen Mittelwert dar und vergleicht ihn mit den ebenfalls gemittelten Umgebungs- und Fassadentemperaturen. Die Fassadentemperatur wurde dabei aus dem Durchschnitt der Messungen von drei Temperatursensoren ermittelt, die an der untersten, mittleren und obersten Modulreihe installiert sind (Temperatursensor 1: unterste Modulreihe, Temperatursensor 2: Mittlerer Modulreihe, Temperatursensor 3: oberste Modulreihe)

Das Diagramm verdeutlicht klar, dass der Effizienzindikator der PV-Anlage in den Monaten am höchsten ist, in denen die durchschnittliche Temperatur am niedrigsten liegt – besonders auffällig im Januar. Umgekehrt ist der Effizienzindikator in den Sommermonaten, bei höheren Durchschnittstemperaturen, am niedrigsten. Diese Beobachtung unterstreicht den bekannten Effekt, dass Photovoltaikanlagen bei höheren Modultemperaturen an Effizienz einbüßen.

Es konnte hier also ein direkter Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur bzw. Fassadentemperatur und PV-Anlageneffizienz beobachtet werden.

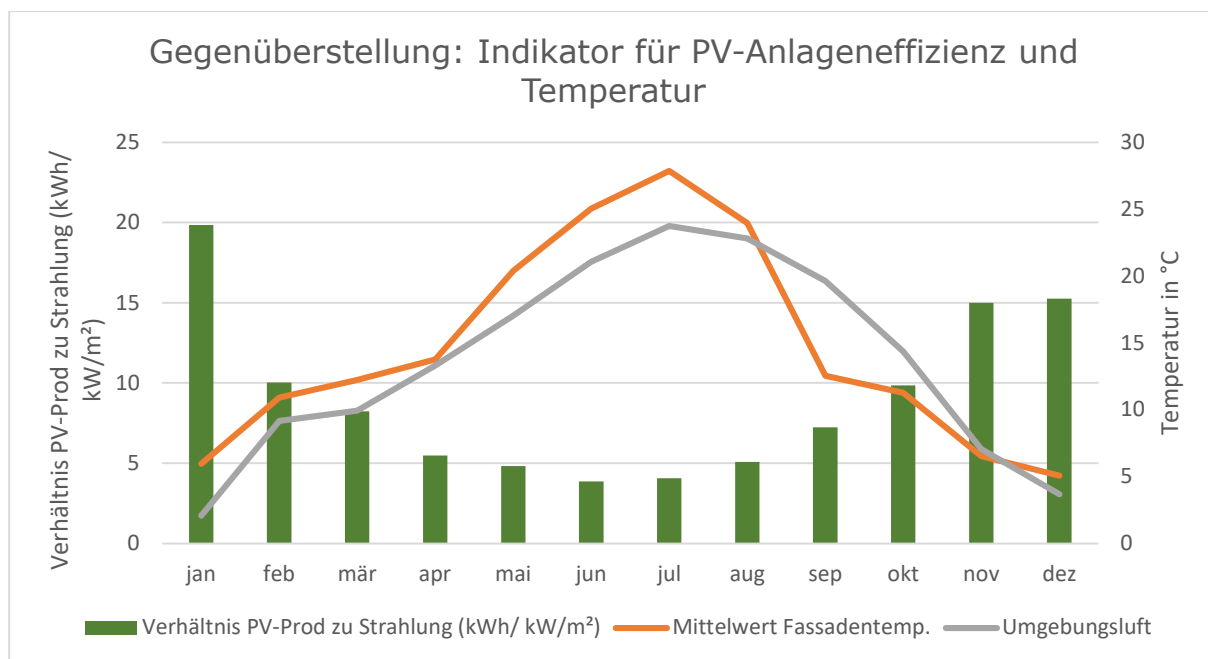


Abbildung 29: Gegenüberstellung Indikator für PV-Anlageneffizienz und Temperatur, Hinweis: um eine Darstellung von jan bis dez zu ermöglichen wurde der Mittelwert der Daten von Aug 2023 und Aug 2024 errechnet

Im Folgenden wird der Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und Fassadentemperatur anhand von Daten für vier repräsentative Tage im Winter, Frühling, Sommer und Herbst dargestellt. Dabei zeigt sich ein direkter logischer Zusammenhang: Je höher die Strahlung, desto höher ist auch die Fassadentemperatur. Besonders am 3. März 2023 wird die Trägheit der Fassade in Bezug auf die Abkühlung deutlich sichtbar. Obwohl die Strahlungsintensität an diesem Tag gegen 13:00 Uhr stark abnimmt, sinkt die Fassadentemperatur erst etwa eine Stunde später, gegen 14:00 Uhr.

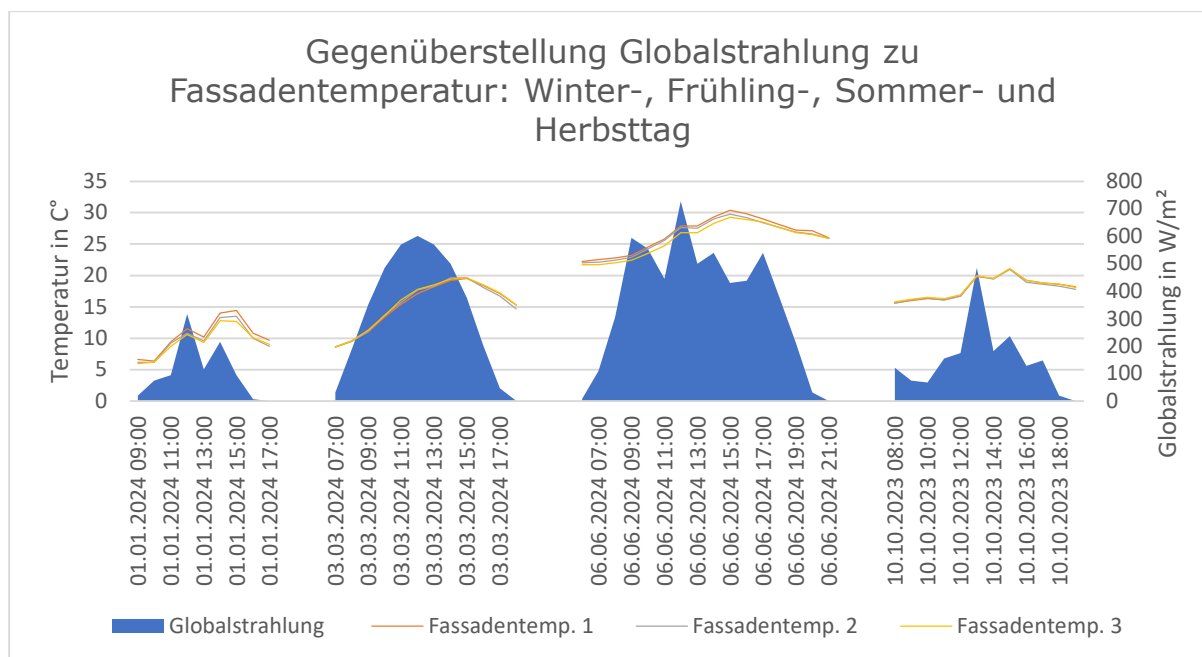


Abbildung 30: Gegenüberstellung Globalstrahlung zu Fassadentemperatur: Winter-, Frühling-, Sommer- und Herbsttag

Der potenzielle Kühleffekt der PV-Anlage konnte nicht untersucht werden, da in der Planung nicht berücksichtigt wurde, einen Vergleichssensor an einer Fläche ohne PV-Module zu installieren. Ein solcher Sensor hätte es ermöglicht, anhand realer Daten zu beurteilen, ob die PV-Anlage einen Kühleffekt auf die Fassade ausübt. Zwar wurden Berechnungen zur Abschätzung der Fassadentemperatur einer unbedeckten Fläche angestellt, doch führten diese zu keinen verlässlichen und aussagekräftigen Ergebnissen. Da eine exakte Berechnung des Kühleffekts nur vage Resultate geliefert hätte, wurde auf eine weitere Analyse verzichtet. Die Berechnung der Fassadentemperaturen gestaltet sich aus mehreren Gründen schwierig:

- Reale Bedingungen sind schwer exakt zu berechnen: Faktoren wie Wind, Sonneneinstrahlung oder Schattenverläufe lassen sich nur eingeschränkt simulieren, da sie dynamisch und lokal stark variieren.
- Einfluss der Schutzbleche: Die an den Seiten, oben und unten installierten Schutzbleche haben einen nicht exakt vorhersehbaren Einfluss auf das Temperaturverhalten der Fassade. Ein Vergleich mit einer Fassade ohne Schutzbleche ist daher besonders schwierig, da dieser Effekt in Modellen schwer nachzubilden ist.

Grundsätzlich ist jedoch anzunehmen, dass die vorgehängte PV-Anlage einen Kühleffekt auf die Fassade hat. Die PV-Module absorbieren einen Großteil der Solarstrahlung und lassen nur einen kleinen Teil davon durch, was aller Wahrscheinlichkeit nach dazu führt, dass sich die Fassade weniger stark aufheizt. Ein weiterer wichtiger Effekt, der zur Kühlung von Fassaden beiträgt, ist der Wind. Im vorliegenden Projekt könnte dieser Abkühleffekt jedoch durch die Schutzbleche beeinträchtigt werden.

Um diese Aspekte im Detail zu untersuchen, wäre eine weiterführende Forschung oder ein umfassenderes Forschungsprojekt notwendig.

Untersuchung der Windlasten welche auf die PV Module wirken

Die Bewertung der Windlasten erfolgte auf Basis eines technischen Gutachtens, das von einer externen Firma zu Beginn des Projekts durchgeführt wurde. Dabei wurden die statischen Anforderungen an die Unterkonstruktion sowie an die Module berechnet, simuliert und geprüft. Folgende Maßnahmen wurden ergriffen, um die Windlasten zu reduzieren und das Risiko einer Überlastung zu minimieren:

- Herstellung eines geschlossenen Randbereichs: Um die Angriffsfläche für den Wind zu reduzieren, wurden seitlich sowie oberhalb und unterhalb Schutzbleche installiert.
- Verwendung von Glas-Glas-PV-Modulen: Diese Spezialmodule wurden aufgrund ihrer hohen Steifigkeit und Stabilität auch bei hohen Lasten eingesetzt. Herkömmliche PV-Module ohne Glas-Glas-Aufbau hätten die Anforderungen nicht erfüllt.

Das statische Gutachten hat ergeben, dass der gewählte PV-Modultyp am gegebenen Standort unter den vorherrschenden Bedingungen allen Technischen Produkthanforderungen entsprechen. Konkret konnte anhand der Berechnungen festgestellt werden, dass die Module für die Installation am Silo auch in der gewählten Höhe geeignet sind.

In der nachfolgenden Tabelle (neben Abbildung 31) werden die Windlasten, aufgeteilt in Sog- und Zuglasten, für die verschiedenen Mittel- und Randbereiche dargestellt. Die Berechnungen und Simulationen zeigen, dass das gewählte System allen Anforderungen gerecht wird und in keinem Mittel- oder Randbereich kritische Werte erreicht werden. Auffällig ist, dass die Windlast mit zunehmender Höhe steigt.

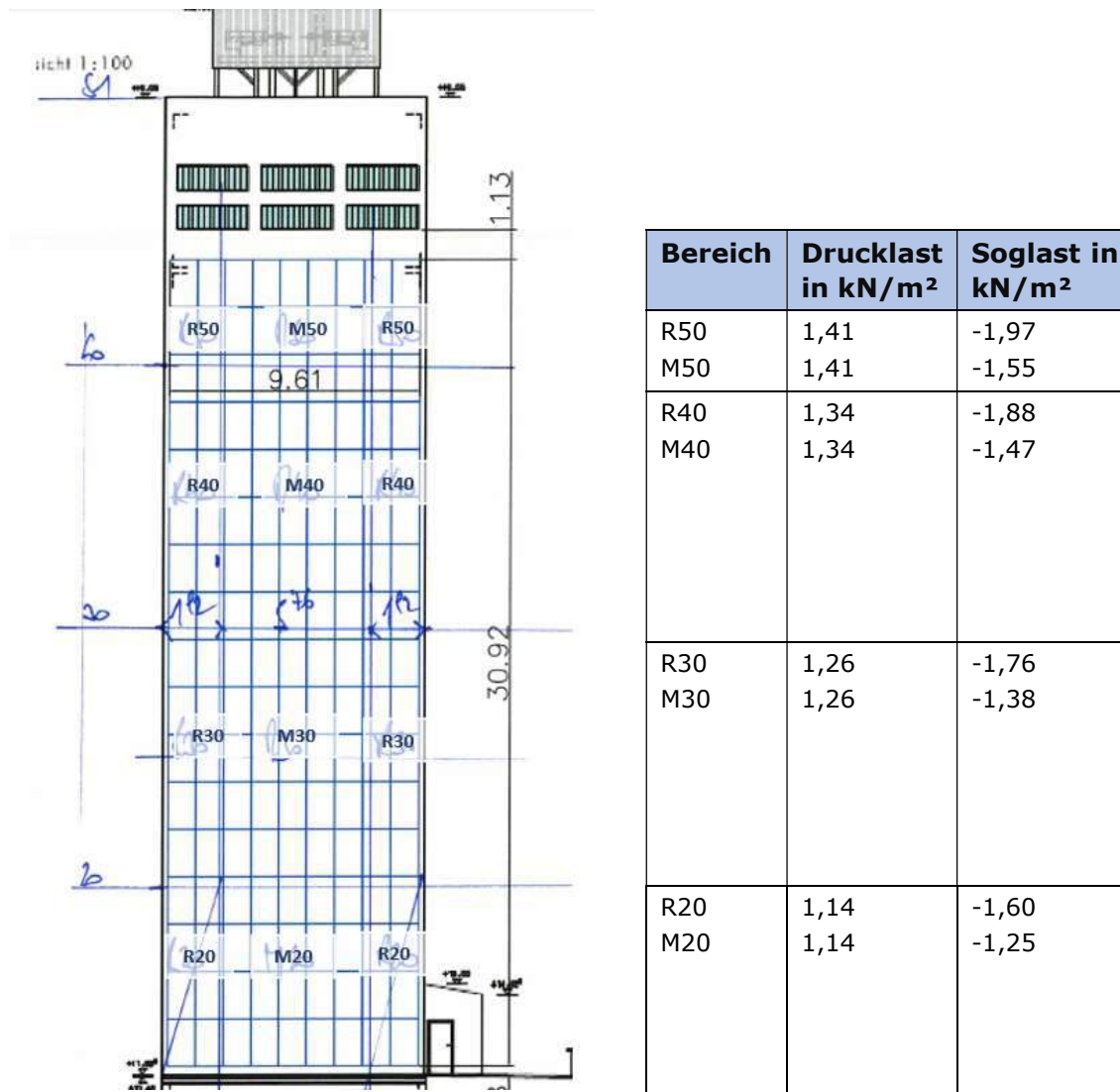


Abbildung 31: Darstellung der untersuchten Bereiche der PV-Anlage (links), Ergebnistabelle Windlasten auf PV Module im jeweiligen Bereich (rechts)

Die Abbildung 32 zeigt einen Ausschnitt eines Simulationstools, das veranschaulicht, an welchen Stellen es zu kritischen Belastungen kommen kann. Zu erkennen ist, dass insbesondere bei den PV-Modulhalterungen (pro Modul sechs Stück) erhöhte Belastungen auftreten können. In diesem Beispiel wurde die Simulation mit einer Windlast von 1,41 kN/m² durchgeführt. Die kritischsten Stellen befinden sich jedoch in den mittleren Randbereichen der PV-Module, wo teilweise keine Halterungen vorgesehen sind. Dadurch entstehen dort erhöhte Spannungen, die in der Simulation durch rote Flächen dargestellt werden.

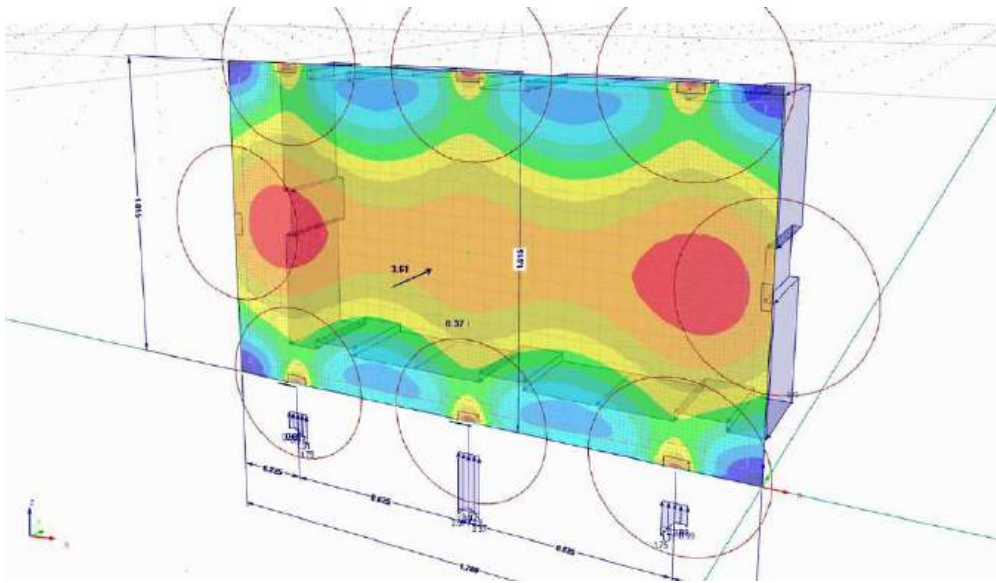


Abbildung 32: Ausschnitt aus dem Simulationstool, Darstellung der stark belasteten Stellen am PV-Modul (Bauer, 2022)

Die Berechnungen und Simulationen basierten auf der Annahme einer maximalen Windgeschwindigkeit von 25,5 m/s. Um zu beurteilen, ob das System bzw. die PV-Module unter realen Bedingungen gefährdet wären, wurden die tatsächlichen Wetterbedingungen analysiert. Hierbei wurde der Höchstwert der Windgeschwindigkeit pro Monat ermittelt. Anhand der folgenden Abbildung ist zu erkennen, dass nur im Dezember 2023 eine Windgeschwindigkeit von 27,12 m/s erreicht wurde. Dies bedeutet, dass im gesamten Analysezeitraum nur an einem Tag (dem 22.12.2023 – siehe Abbildung Y) riskante Bedingungen herrschten, die in der Simulation bzw. den Berechnungen nicht berücksichtigt wurden.

Diese erhöhte Windgeschwindigkeit führte zu höheren Windlasten auf die Module und die Unterkonstruktion. Dennoch kann festgestellt werden, dass selbst unter diesen kritischen Bedingungen keine Schäden an der Anlage auftraten. Nach dem 22.12.2023 wurden umfangreiche Sichtkontrollen am Projektstandort durchgeführt, bei denen keine Schäden wie lose Module, abgebrochene Halterungen oder gesprungenes Glas festgestellt wurden.

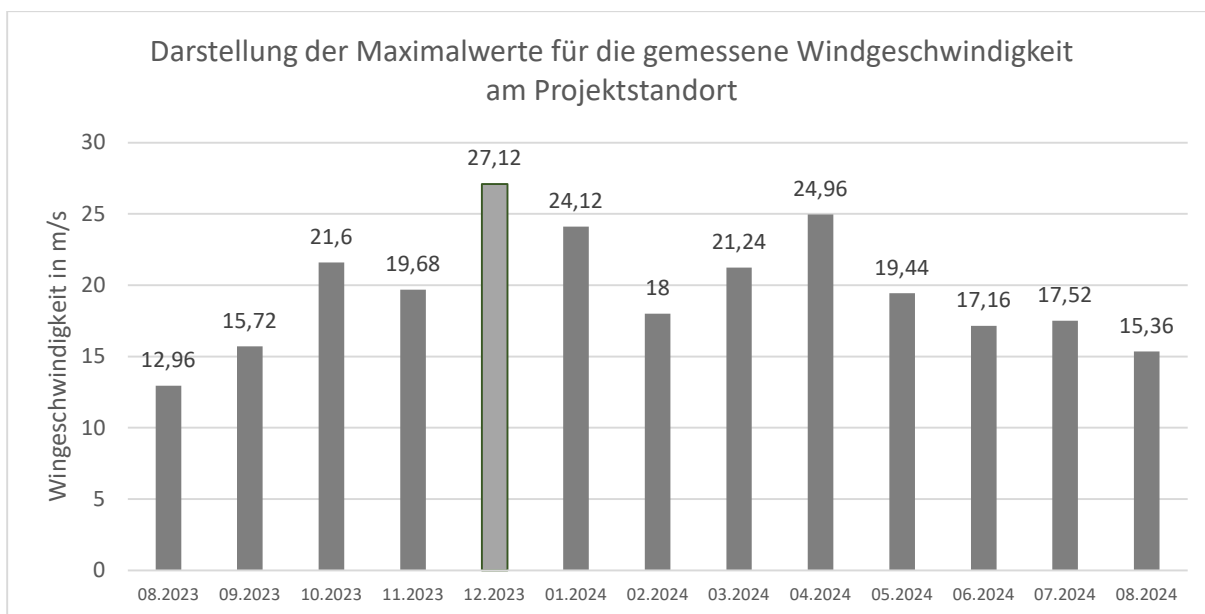


Abbildung 33: Darstellung der Maximalwerte für die gemessene Windgeschwindigkeit am Projektstandort

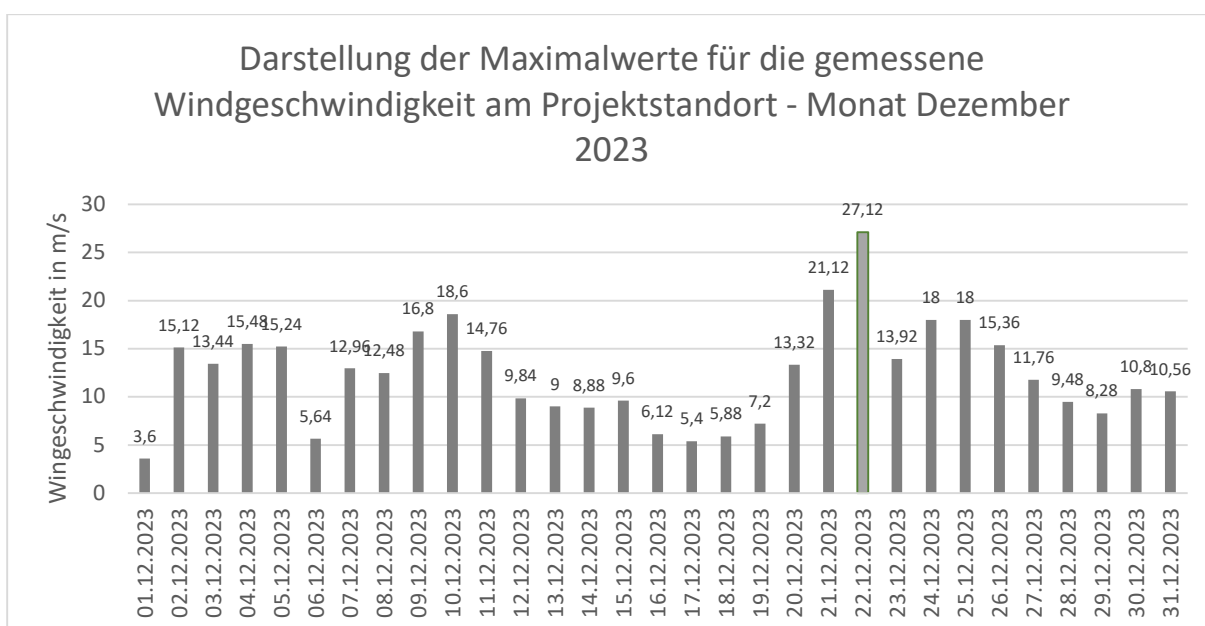


Abbildung 34 Darstellung der Maximalwerte für die gemessene Windgeschwindigkeit am Projektstandort - Monat Dezember 2023

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Wie bereits oben erwähnt, ist es entscheidend, die richtigen Komponenten auszuwählen, um einen reibungslosen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Besonders wichtig ist die Wahl der PV-Module, die mit einem passenden Montagesystem kombiniert werden müssen. Schutzbleche spielen ebenfalls eine zentrale Rolle, da sie die Angriffsfläche für Wind reduzieren und somit die Windlasten minimieren. In diesem Fall verlief die Planung und Installation reibungslos, und es lässt sich kein konkreter Optimierungsbedarf ableiten.

Ermittlung der Blendbelästigung bei tiefstehender Sonne der möglicherweise betroffenen Objekte und Straßen

Ein Blendgutachten nach ÖVE Richtlinie 11-3:2016-11-01 wurde in Auftrag gegeben. Laut dem Gutachten bzw. der Stellungnahme befinden sich im relevanten Umfeld 13 Immissionspunkte. Das bedeutet 13 Standorte bzw. Adressen befinden sich innerhalb eines Radius – ausgehend von der PV-Anlage – bei dem Blendbelästigung auftreten könnte. Die Untersuchung hat ergeben, dass keine Überschreitungen der Grenzwerte auftreten. Selbst bei tiefstehender Sonne in den Wintermonaten ist mit keiner Blendbelästigung für umliegende Haushalte zu rechnen. Im Bereich der umliegenden, südlich der Anlage gelegenen Verkehrsflächen können sich Reflexionen ergeben. Diese sind aufgrund der geringen scheinbaren Fläche der PV-Module (projizierte Fläche) zu vernachlässigen.

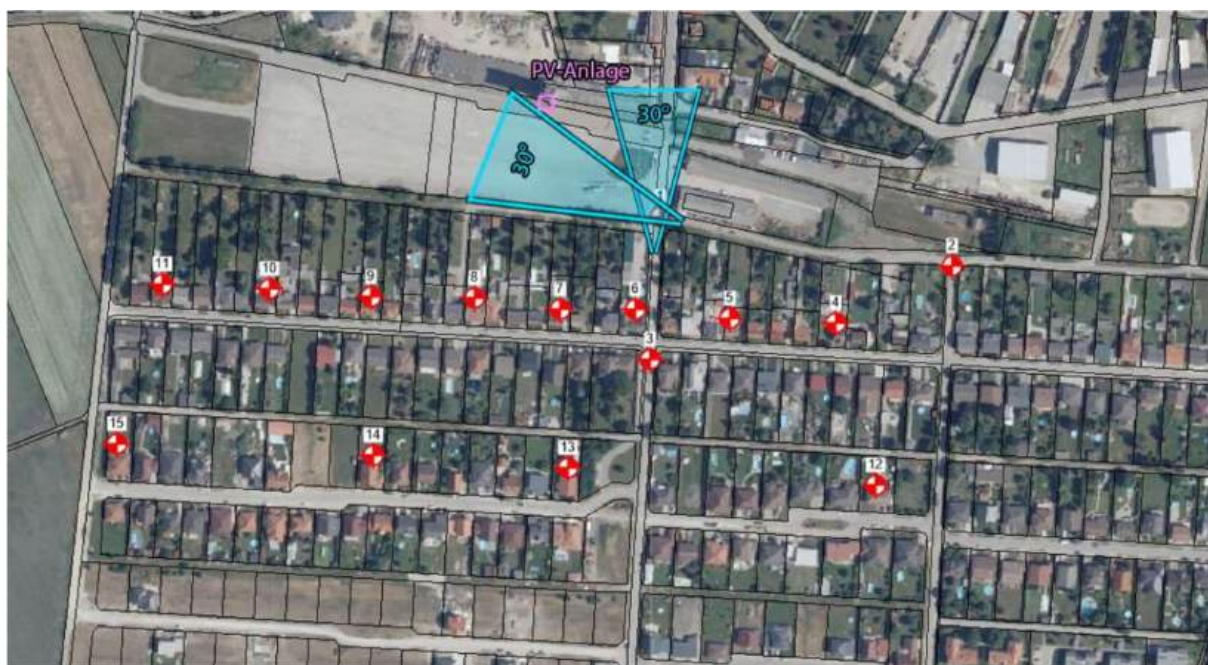


Abbildung 35: relevante Immissionspunkte und 30° Sichtkegel (Verkehrsteilnehmer) Quelle: DI(FH) Horst Pribitzer, 2022 (Gutachten ÖVE Richtlinie 11-3:2016-11-01 siehe Anhang)

Sichtkontrolle der Aufhängung auf Pflanzenbewuchs (z.B. Moos) und Tieransiedlungen (z.B. Wespen, Vögel etc.)

Am Ende der Monitoringphase führte das Projektteam eine umfassende Begutachtung der PV-Anlage durch. Dabei wurde unter anderem eine Sichtkontrolle hinsichtlich Pflanzenbewuchs und Tieransiedlungen, insbesondere von Vögeln und Insekten, vorgenommen. Eine Tieransiedlung wird in diesem Kontext als der Bau von Nestern in unmittelbarer Nähe der PV-Anlage definiert, was langfristige Präsenz der Tiere bedeuten würde. Besonders relevante Bereiche für potenzielle Ansiedlungen waren die oberen und unteren Ränder der Anlage, wobei die obere Kante der PV-Anlage aufgrund eines leichten Vorsprungs als wahrscheinlicher galt.

Weder während noch nach dem Monitoringzeitraum konnten Anzeichen einer Ansiedlung von Vögeln festgestellt werden, weder am oberen noch am unteren

Ende der Anlage. Auch an den Seiten der PV-Anlage war keine Besiedelung zu beobachten. Ein möglicher Grund dafür sind die um die Anlage installierten Schutzbleche, die das Eindringen und Ansiedeln von Vögeln effektiv verhinderten. Auch Insektenansiedlungen konnten nicht festgestellt werden. Dies könnte auf die Höhe des Turms zurückzuführen sein, die für Arten wie Wespen oder Bienen untypisch ist, oder auf die natürliche Präsenz von Fressfeinden wie Vögeln. Auch hier scheinen die Schutzbleche eine zentrale Rolle bei der Vermeidung von Nistplätzen gespielt zu haben.

In Abbildung 36 sind die kritischen Stellen für mögliche Tieransiedlungen, insbesondere im oberen Bereich der Anlage, dargestellt. Zwar hielten sich gelegentlich Vögel dort auf, jedoch wurde keine langfristige Ansiedlung beobachtet.



Abbildung 36: Relevante/kritische Stellen für den Aufenthalt von Vögeln über der PV-Anlage (Lachmayr, GREENPEACE 2024)

Ebenso konnte kein Pflanzenbewuchs auf oder in der unmittelbaren Umgebung der Anlage festgestellt werden. Besonders auf Anzeichen von Moosbildung wurde die Oberfläche der PV-Anlage untersucht, doch auch hier ergaben sich über den gesamten Beobachtungszeitraum keine Hinweise auf Moosbildung.

Empfehlung und Optimierungsbedarf

Die in Abbildung 36 dargestellten kritischen Flächen sollten so gestaltet werden, dass ein Aufenthalt von Vögeln verhindert wird. Hierfür können handelsübliche

Systeme wie „Anti-Tauben-Spikes“ installiert werden, die eine effektive Lösung darstellen.

7 Leitfaden für die Umsetzung eines Solar Silos (AP2)

Das übergeordnete Ziel von AP2 ist es, einen allgemein gültigen Leitfaden für Fassadenflächen zu erstellen, die ähnliche Eigenschaften wie die PV-Anlage des Silos aufweisen. Der Fokus liegt dabei auf den technischen Unterschieden, es werden jedoch auch soziale und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. In Kapitel 7.1 werden die technischen Rahmenbedingungen und Unterschiede grob beschrieben. Ein detaillierter technischer Leitfaden ist im Anhang zu finden („Leitfaden_Solar_Silo_Final“). Kapitel 7.2 befasst sich mit möglichen Finanzierungsmodellen, während Kapitel 7.3 die sozialen Gegebenheiten und Besonderheiten eines derartigen Projekts im ländlichen Raum beleuchtet. Im letzten Unterkapitel wird eine Karte präsentiert, die Silos mit ähnlichen Eigenschaften wie das Projektsilo zeigt, um das Potenzial für eine Vervielfältigung zu verdeutlichen und zu fördern.

7.1 Technische Gegebenheiten (AP2.1)

Anbei wurden die Unterschiede in Bezug auf Planung, Montage, Wartung und Monitoring die eine großflächige Photovoltaik-Fassadenanlage auf einem Siloturm birgt im Vergleich zu Standard Photovoltaik-Anlagen zusammengefasst und in Tabellenform ausgeführt. Weiters wurden die Faktoren angeführt die zu diesen Unterschieden führen:

Tabelle 10: Zusammenfassung Unterschiede Fassadenphotovoltaikanlage & Schrägdachanlage

Technischer Projektprozessschritt	Unterschiede zu herkömmlichen Schrägdachanlagen	Maßgebender Faktor für die unterschiedliche Ausführung
Bestandsaufnahme	<ul style="list-style-type: none"> Begutachtung Zustand Stahlbetonwand Begutachten Gebäudetrennfungen Begutachten Niveauunterschiede Begutachten Umgebung (Blendung) 	Befestigungsuntergrund [Beton]; Gebäudealter [>50 Jahre]; Höhe [> 30 m]
Netzanschluss	<ul style="list-style-type: none"> Höhere Anschlussleistungen können vorhanden sein Direkte Verbindung zu Transformator kann vorhanden sein 	Anschluss auf Netzebene 6 kann vorhanden sein.
Behördenwege	<ul style="list-style-type: none"> Abstimmung mit der zuständigen Baubehörde über die Anforderungen jedenfalls notwendig 	Photovoltaikfassade erfüllt den Nutzen als Photovoltaikanlage & als hinterlüftete Fassade
Blendgutachten	<ul style="list-style-type: none"> Blendgutachten notwendig 	Höhe [> 30 m]; vertikale Anordnung der Module
Brandschutz	<ul style="list-style-type: none"> Brandschutz prüfen lt. R11-1 Brandschutz prüfen lt. OIB Brandschutz ausführen lt. Vorgaben Behörde 	Photovoltaikfassade erfüllt den Nutzen als Photovoltaikanlage & als hinterlüftete Fassade
Tragfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> Berechnung der Systemstatik durch Ziviltechniker 	Erhöhte Windlast [> 1,5 kN / m ²]

Systemplanung	<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung von Modulen notwendig die technischen Anforderungen erfüllen können • Unterkonstruktionssysteme aus dem hinterlüfteten Fassadenbereich beziehen • Zugentlastung für Leitungen berücksichtigen 	Erhöhte Anforderungen Brandschutz und Tragfähigkeit; Am Markt verfügbare Produkte limitiert
Normen	<ul style="list-style-type: none"> • Richtlinien aus dem hinterlüfteten Fassadenbereich müssen berücksichtigt werden 	Anzahl an verfügbaren Normen höher da Photovoltaikfassade erfüllt den Nutzen als Photovoltaikanlage & als hinterlüftete Fassade
DC-Montage	<ul style="list-style-type: none"> • Hilfsmittel für die vertikale Montage notwendig (Seilkletterer/Gerüst/Hebebühne) • Hilfsmittel für den vertikalen Warentransport notwendig (Seilkletterer/Gerüst/Kran/Hebebühne) • Geringe Toleranzen benötigen besondere Genauigkeit bei den Verbindungsmitteln (Betonanker) 	Höhe [> 30 m]; vertikale Anordnung der Module;

7.2 Wirtschaftlichkeit und Möglichkeiten der Finanzierung (AP2.2)

Im Leitfaden im Anhang sind ausführliche Informationen zur Wirtschaftlichkeit und eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse enthalten. Hinsichtlich der Finanzierungsmöglichkeiten wurden hauptsächlich drei Modelle mithilfe einer SWOT Analyse näher untersucht. Die Methodik der SWOT Analyse wurde gewählt, da diese gut geeignet für eine grobe und schnelle Analyse ist. Außerdem kann sehr übersichtlich dargestellt werden ob – abhängig der eigenen Bedürfnisse und Wünsche - eine der Finanzierungsformen besser für ein konkretes Projekt geeignet ist als eine andere. Hier eine kurze Erklärung der Methodik:

- „S“ Stärken (Strengths): Interne Faktoren, die dem Unternehmen einen Vorteil verschaffen.
- „W“ Schwächen (Weaknesses): Interne Faktoren, die das Unternehmen schwächen.
- „O“ Chancen (Opportunities): Externe Faktoren, die das Unternehmen nutzen kann.
- „T“ Risiken (Threats): Externe Faktoren, die das Unternehmen bedrohen.

Eine konventionelle Bankfinanzierung wurde bewusst nicht vertieft, da sie zwar in der Praxis häufig angewendet wird, jedoch nur begrenzte Möglichkeiten zur Bürgerbeteiligung bietet. Dennoch kann eine Bankfinanzierung in bestimmten Fällen sinnvoll sein. Die folgenden drei Finanzierungsmodelle wurden näher betrachtet und anhand einer SWOT-Analyse bewertet:

- Bürger*innenbeteiligung mit Sale and Lease Back
- Crowdfunding
- Genossenschaftliche Finanzierung

Sale and Lease Back Modell

Dieses Modell ermöglicht eine direkt finanzielle Beteiligung der Bevölkerung und ist in Niederösterreich und Wien weit verbreitet. Die Beratungsstelle für Energie und Umwelt des Landes NÖ (ENU) bietet dabei Unterstützung in Form von Unterlagen, Verträgen und weiteren Ressourcen. Das Modell funktioniert folgendermaßen:

- Ankauf von Modulen („Sale“): Bürger*innen erwerben einzelne Photovoltaikmodule direkt von einem Anbieter.
- Rückmietung („Lease Back“): Die gekauften Module werden umgehend an den Anbieter zurückvermietet.
- Ertrag: Die Bürger*innen erhalten regelmäßige Mietzahlungen für ihre Module
- Rückkaufoption: Nach einer festgelegten Zeit haben die Bürger*innen in der Regel die Möglichkeit, die Module zurückzukaufen.

	Positive Aspekte	Negative Aspekte
Interne Analyse	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> •Geringer Verwaltungsaufwand •Flexible Gestaltung •Rasche Umsetzung •Keine Prospektspflicht •Passendes Investitionsvolumen •Gut für PV-Projekte geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> •Zusatzkosten (Öffentlichkeitsarbeit) •Vertragserstellung • kein Mitbestimmungsrecht der BürgerInnen
Externe Analyse	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> •Bewusstseinsbildung •Vorbildwirkung •Leasinggeber: wirtschaftlicher Nutzen •Zusammenarbeit mit EVU 	<ul style="list-style-type: none"> •Projektinitiator trägt volle Haftung •Hohe Rückzahlungskosten •Kein Interesse der Bevölkerung •Stark sinkende Einspeisetarife •PV-Ertragsverluste --> wirtschaftliche Verluste

Abbildung 37: SWOT Analyse Sale and Lease Back

Crowdfunding mittels Crowdinvestment-Plattform

„Crowd4Energy“ bzw. „klimja“ ist eine Crowdinvestment Plattform, die es ermöglicht, Projekte bezüglich Nachhaltigkeit und Erneuerbare Energien durch die Einbindung von Privatpersonen mittels Nachrangdarlehen mit qualifizierten Rangrücktritt zu finanzieren (www.klimja.org, 2024). Der grobe Ablauf bei einer Abwicklung mittels einer derartigen Plattform wäre folgendermaßen:

- Projektregistrierung → Beurteilung des Projektes → Projektveröffentlichung → Investoren/ Bürger*innen Anmeldung → Investment → Projektumsetzung → Ertragsbeteiligung

	Positive Aspekte	Negative Aspekte
Interne Analyse	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung über die gesamte Projektlaufzeit • Flexible Gestaltung der Darlehensbedingungen • crowd4energy kümmert sich um Fragen und Probleme der Investoren → Entlastung des Projektträgers • Finanzierungsprozess läuft online ab 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Zusatzkosten • Kein Mitbestimmungsrecht der BürgerInnen • Kapitalertragssteuer
Externe Analyse	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> • Möglichkeit einer regionalen Marketingkampagne/Investition • KESt Befreiung • Unterstützung bzgl. Projekt Vermarktung und Werbung 	<ul style="list-style-type: none"> • Projekt erfüllt die geforderten Kriterien nicht und wird abgewiesen • Zusatzkosten Erschweren die Rückzahlungen • Abhängig von PV-Ertrag → Rückzahlungen müssen durch Eigenkapital gedeckt werden

Abbildung 38: SWOT Analyse durch Crowdfunding

Genossenschaftliche Finanzierung

Die Gründung einer Genossenschaft zur Finanzierung einer PV-Anlage bietet eine weitere Möglichkeit, ein Projekt zu finanzieren. In diesem Modell schließen sich Bürger*innen zusammen, um als Teil einer Genossenschaft die Anschaffung und den Betrieb einer PV-Anlage zu finanzieren. Jedes Genossenschaftsmitglied bringt einen finanziellen Beitrag ein und erwirbt damit Anteile an der Anlage. Eine genossenschaftliche Finanzierung ist vergleichsweise mit erhöhtem Aufwand verbunden. Die Rechtsform der Genossenschaft könnte jedoch in Zukunft für weitere Projekte wie beispielsweise die Gründung einer Energiegemeinschaft genutzt werden.

	Positive Aspekte	Negative Aspekte
Interne Analyse	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung des ÖGV • Verwaltungsaufwand im „laufenden Betrieb“ ist gering • Pro Kopf eine Stimme“- Prinzip → Mitgestaltung der BürgerInnen • Unkomplizierter Ein- und Austritt von Mitgliedern • Zweck der Genossenschaft ist die Förderung der Mitglieder 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Kosten und Aufwand bei der Gründung • Kapitalertragssteuer (KESt) und Körperschaftssteuer (KöSt) • Notwendigkeit eines Genossenschaftsverbandes
Externe Analyse	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> • Erleichterte Implementierung von weiteren Projekten • KESt Befreiung und KöSt -Entlastung auf 21% • Stärkung der regionalen Wirtschaft • Bindung der BürgerInnen an die Gemeinden 	<ul style="list-style-type: none"> • Prospektspflicht • Haftung der Mitglieder im Konkursfall

Abbildung 39: SWOT Analyse Genossenschaftliche Finanzierung

7.3 Soziale Gegebenheiten (AP2.3)

Die aus den rund um die Turmtransformation gesetzten Aktionen abgeleitete Praxistheorie, die bei der Multiplikation des Solarsilo Projekts dienen soll, kann wie folgt zusammengefasst werden:

Anfängliche Skepsis von Seiten der Gemeinde kann künftig durch konkrete Zahlen, Fakten und Gutachten (Bsp. Blendung) begegnet werden. Um eine weitreichende Akzeptanz des Projekts zu gewährleisten, ist es ratsam eine oder mehrere Infoveranstaltungen mit der Möglichkeit für Fragen aus der lokalen Bevölkerung abzuhalten und Projektdetails in der Gemeindezeitung zu kommunizieren. Das begleitende Erscheinen von Artikeln in regionalen Zeitungen hilft bei der Bewerbung und Distribution des Projekts. Eine Kooperation mit einschlägigen und regionalen Institutionen ist ratsam. In der Projektregion hat das Projektteam bspw. mit der KEM Marchfeld, der Marchfelder Bank und einem lokalen Künstler kooperiert. Eine partizipative Gestaltungsaktion scheint lediglich mit pädagogischen Einrichtungen wie Kindergärten, Schulen, Jugendzentren etc. sinnvoll. Ggf. können künftig im Zuge der Infoveranstaltungen bereits Motivvorschläge eingebracht werden und auf einer Projekthomepage zusätzlich eine Partizipationsmöglichkeit bestehen. Bei weiteren künstlerischen Turmgestaltungen sollte wieder auf lokale Motive gesetzt werden, da dies eine Identifikation der lokalen Bevölkerung mit dem neuen Wahrzeichen bewirkt. Die Einrichtung eines Infostands während der Turmgestaltungen (sowohl PV als auch Kunst) ist ratsam, um der lokalen Bevölkerung Fragen beantworten zu können und Feedback zu sammeln. Der größte Partizipationseffekt konnte indirekt beobachtet werden, nämlich in dem gesteigerten Interesse gegenüber den Themen Photovoltaik und Energiegemeinschaft bei der lokalen Bevölkerung. Im Laufe des Projekts konnten wir zahlreiche Fragen über Bau, Betrieb und Funktionsweise von Photovoltaik-Anlagen beantworten und beobachteten die Errichtung einiger Aufdach-Anlagen unmittelbar nach Fertigstellung des Solarsilos, welche nach Angaben der Hausbesitzer durch das Projekt angestoßen wurde. Ein Jahr nach Fertigstellung des Projekts "Turm der Zukunft" wurde in Engelhartstetten auch ein Windpark (jedoch unabhängig von Projekt Solar Silo) eröffnet und der Solarsilo gilt somit als Wahrzeichen für eine auf erneuerbare Energien ausgerichtete Gemeinde.

Solar Silo als Leuchtturm einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft

Das 2021 erlassene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) bietet die rechtliche Grundlage für die neu geschaffenen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (EG). Dadurch bekommt die Bevölkerung die Gelegenheit, sich zusammenzuschließen, um Energie gemeinsam zu nutzen. Durch diese flexible Zusammensetzung können Mitglieder einer Energiegemeinschaft erstmals Energie über Grundstücksgrenzen hinweg produzieren, speichern, verbrauchen und verkaufen.

D.h. schon jetzt kann ein Gebäude dank der richtigen Kombination aus Energieerzeugung und -speicherung bilanziell energieautark sein – und sogar überschüssigen Strom produzieren. Innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft kann dieser Überschuss mit anderen geteilt werden.

Die gesetzliche Grundlage hierfür bilden v.a. § 79 und 80 des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG), sowie § 16c bis § 16e des Elektrizitätswirtschafts- und Organisations-Gesetzes (EIWOG).

Beim Projekt Solar Silo in Engelhartstetten hatten die Bürger Fragen wie die auf der Fassade produzierte Energie genutzt werden kann und ob dies durch eine Energiegemeinschaft in der Region genutzt werden konnte. Infolge führte das Projektteam auch Telefonate mit Verantwortlichen aus der Gemeinde durch um über Optionen zu informieren.

Durch die weitreichende Sichtbarkeit des Projekts wird das Bewusstsein für die regionale Versorgung mit erneuerbarer Energie gestärkt. Im Juli 2024 wurde in Engelhartstetten, basierend auf dem Silo-Projekt, eine Energiegemeinschaft gegründet. Das Interesse, direkt Strom aus der PV-Anlage am Silo zu beziehen, war groß. Dies zeigte sich nicht nur in der höheren Besucherzahl der Infoveranstaltung zur „Energiegemeinschaft der Zukunft“, sondern auch in den Gesprächen mit den Bürger*innen, in denen ein starkes Interesse und hohe Motivation deutlich wurden.



Abbildung 40: Flyer Info-Veranstaltung "Energie-Tag" am 31.08.2024, Mitte: Infoveranstaltung am „Energie-Tag“ durch SMOBI und Silosophie, Rechts: Fest beim Silo - 1 Jahresfeier und Info für Energiegemeinschaften im Zuge des „Energie-Tages“

7.4 Karte mit allen potenziellen für Photovoltaik nutzbaren Silotürmen

Im Zuge dieser Untersuchung wurden Silotürme, vorwiegend in Österreich, recherchiert, die ähnliche Eigenschaften wie der Silo in Engelhartstetten aufweisen. Dabei wurden folgende Kriterien berücksichtigt:

- Ist eine nutzbare Fassadenfläche vorhanden? (Ja/Nein)
- Baujahr (ab 1965)
- Bauform des Silos (keine Rundsilos, keine Silos unter 20 m Höhe)
- Höhe des Silos

Anhand von Fotos wurde die Eignung der Silos grob abgeschätzt; eine Vor-Ort-Untersuchung fand nicht statt. Eine wertvolle Quelle, insbesondere für Silos in Niederösterreich, war Siloarchiv.org (www.siloarchiv.org, 2024). Aufgrund begrenzter Ressourcen konnte keine detaillierte Recherche für alle rund 300 Silotürme durchgeführt werden.

In der folgenden Abbildung ist ein Ausschnitt der Silo-Landkarte dargestellt. Über den beigefügten Link kann die öffentlich zugängliche Karte eingesehen werden. Insgesamt wurden 79 Silotürme als geeignet identifiziert. Diese befinden sich hauptsächlich in Niederösterreich, aber auch im Burgenland und Oberösterreich.

Um das PV-Potenzial grob zu schätzen, wurde die nutzbare Fassadenfläche der identifizierten Silos berechnet. Im Durchschnitt wiesen die Silos folgende Abmessungen auf: Höhe: 42,9 m, Breite: 12,4 m und 11,4 m. Unter der Annahme, dass pro Turm eine Fassadenfläche für PV geeignet ist, ergibt sich eine theoretisch nutzbare Fläche von 530,5 m². Bei einer Annahme, dass 60 % dieser Fläche für PV nutzbar ist, ergibt sich eine technisch nutzbare PV-Fläche von 318,3 m² pro Turm. Bei einer Leistung von 212,5 Wp/m² ergibt dies ein technisches Potenzial von 67,64 kWp pro Turm. Bei 79 Silotürmen ergibt sich somit ein technisches PV-Potenzial von 5,3 MWp.

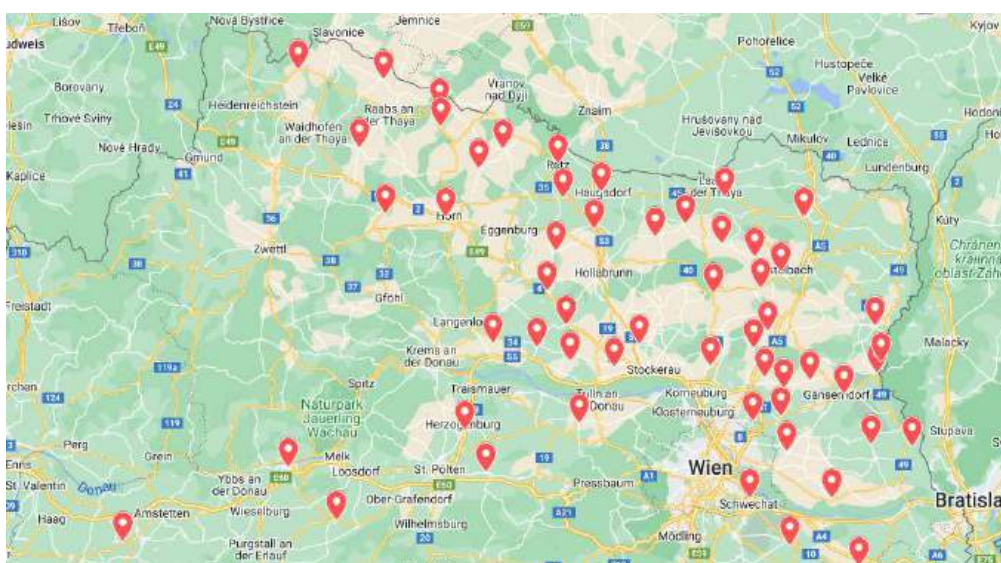


Abbildung 41: Kartenausschnitt, Online Karte Abrufbar unter: <https://www.google.com/maps/d/edit?mid=10q3uFybpPX4LkqZRSV4SPAT4t2WiLjA&usp=sharing>

8. Sozialwissenschaftliche Untersuchung (AP3)

Zur Erfassung der Stimmen der AkteurInnen rund um die Transformation des Siloturms in Engelhartstetten wurde Ansatz des "Action Research" gewählt. Dieses Konzept geht auf Kurt Lewin zurück und beschreibt die "systematische Sammlung und Analyse von Daten mit dem Ziel, Aktionen zu setzen und Veränderung zu bewirken" (Gillis, 2002). Nach Herbert Altrichter u.A. charakterisiert diesen methodischen Ansatz das stetige Wechselspiel zwischen Aktion und Reflexion. Konkret werden dabei immer wieder Aktionen des Forschenden gesetzt und anschließend aus der Handlungserfahrung Schlüsse gezogen.

Durch dieses Wechselspiel kann der/die Forschende nach getätigten Aktionen eine sogenannte "Praxistheorie" entwickeln. Aus dieser können wiederum neue Ideen für eine weitere praktische Handlung entspringen, aus der weitere Schlüsse gezogen werden können. So werden praktisches Handeln und Reflexion immer wieder miteinander in Beziehung gesetzt und ein Kreislauf kreierte (Altrichter, 2018).

Die Methode des Action Research wurde gewählt, weil die Aktionen, welche rund um die Transformation des Getreidespeichers zum Solar Silo gesetzt wurden, stets auf Interaktion und Partizipation der lokalen Bevölkerung ausgerichtet waren. Somit konnte in einem konstanten Kreislauf von Aktionen und Reflexion von Projektbeginn bis Projektende eine entsprechende Praxistheorie zum sozialen Nutzen eines Solar Silos abgeleitet werden.

Aktionen, welche rund um die Neugestaltung des Turms in Engelhartstetten gesetzt wurden:



1. Artikel in der Gemeindezeitung

Die erste Ankündigung des Projekts erfolgte in Form eines Artikels in der Gemeindezeitung von Engelhartstetten, die an alle Haushalte der Kastralgemeinden ausgesandt wurde. Der Artikel stellte das Projekt "Turm der Zukunft" allgemein vor. Zudem wurde zur Partizipation am Projekt aufgerufen. Daraufhin meldeten sich erste Interessent*innen, die sich unterstützend für das Projekt aussprachen. Im Laufe des Projektzeitraums berichteten regionale Medien immer wieder über die aktuellen Entwicklungen.

2. Postwurfsendung

Folgende Postkarte wurde per Postwurfsendung an alle Haushalte der Gemeinde Engelhartstetten ausgesandt:



Abbildung 42: Postkarte für Postwurfsendung, Links Rückseite, Rechts Vorderseite (zum Bemalen für Bürger*innen)

Zudem wurden die Postkarten an die Schüler*innen der Volksschule Engelhartstetten mit der Einladung zur Mitgestaltung übergeben. Durch die Postkartenaktion konnten zahlreiche Menschen in Engelhartstetten und den zugehörigen Kastralgemeinden erreicht werden und abermals zur Partizipation eingeladen werden. Für die Finanzierung der künstlerischen Bemalung des Turms wurde von der Silosophie ein Crowdfunding ins Leben gerufen, welches auch auf den Postkarten beworben. Zwar erreichten uns vereinzelt positive Stimmen aus der Gemeinde. Bspw. sprach sich ein lokaler Künstler für das Projekt aus. Auf Nachfrage bei der Gemeinde und AnwohnerInnen zeichnete sich ein vorerst skeptisches Bild dem Projekt Solarsilo gegenüber. Man betrachte das Projekt als Luftschloss, welches ohnehin nicht umgesetzt werden würde, so der Grundtenor. Die Einladung zur Partizipation mittels Postkartengestaltung fand nur vereinzelt Anklang. Lediglich die Volksschule Engelhartstetten begrüßte die Aktion vollends und lud alle SchülerInnen zur Mitgestaltung ein. Insgesamt wurden 232 an die Silosophie retourniert, was rund 15 % der ausgesandten Karten entspricht.

3. Infoveranstaltung inkl. Fragebogen & Turmprojektionen



Abbildung 43: Infoveranstaltung im Mai 2022

Auf Wunsch des Bürgermeisters wurde am 21.05.2022 im Vorfeld zur eigentlichen Infoveranstaltung eine eigene Veranstaltung für die Bewohner*Innen jenes Ortsteils von Engelhartstetten abgehalten, der im unmittelbaren Umfeld der PV-Fassade liegt. Bei dieser wenig besuchten Veranstaltung wurde auf die Thematik der möglichen Blendung eingegangen und den Bewohner*innen das vorliegende positive Blendgutachten erläutert, um die Sorge über eine mögliche Blendung auszuräumen.

Die auf der Postkarte angekündigte Infoveranstaltung am 21.05.2022 wurde genutzt, um das Projekt ausgiebig vorzustellen und im Dialog mit der lokalen Bevölkerung Fragen zu beantworten. Die anschließende Galerieeröffnung eines lokalen Künstlers und Unterstützers des Projekts wurde genutzt, um eine partizipative Aktion umzusetzen: Mittels eines Hochleistungsprojektors wurden Bilder der gestalteten Postkarten sowie ein zehnmütiges Video mit historischen Ansichten aus Engelhartstetten auf die Nordseite des Siloturms projiziert. Die Besucher*innen der Veranstaltung wurden zudem eingeladen, ihre Botschaft oder Bilder von sich auf dem Turm sichtbar zu machen. Diese Aktion fand positiven Anklang bei den meisten Veranstaltungsbesucher*innen. Auf den beiden Veranstaltungen wurden insgesamt 32 Fragebögen verteilt.

4. Bemalung von zwei Turmseiten



Abbildung 44: Foto der Turmbemalung

Die Bemalung des Turms durch das Street Art Kollektiv "Rip Off Crew" erfolgte von 5. bis 14. Juli 2022. Im Vorfeld wurden den drei Künstlerinnen alle gestalteten Postkarten (232 Stück) übergeben. Aus der Motivsammlung wählten die Künstlerinnen die häufigsten aus (Getreidepflanzen, Vogel, etc.).

Die Darstellung der Bäuerin basiert auf einer Fotografie aus den 1940er Jahre, die unmittelbar neben dem heutigen Silogebäude aufgenommen wurde. Während der neun Tage der Bemalung waren wir mit einem Info-Stand präsent, der einerseits dazu diente, die lokale Bevölkerung über den Ablauf des Projekts zu informieren und Fragen zu beantworten. Andererseits wurden im Zuge der Bemalung 8 weitere Fragebögen verteilt. Zahlreiche Bewohner*innen äußerten sich während der Bemalung beeindruckt von den Künstler*innen und dem gewählten Motiv. Die Darstellung der Bäuerin missfiel anfangs einigen Anwohner*innen. Nachdem durchdrang, dass die Frau einst in Engelhartstetten wohnte änderte sich diese Sichtweise schlagartig und die dargestellte Landwirtin wurde zur lokalen Heldin. Einige Anwohner*innen gaben an, die Frau gekannt zu haben und trugen Informationen über ihr Leben zusammen. Dies wirkte wie ein Wendepunkt in der Akzeptanz dem Projekt gegenüber. Die anfängliche Skepsis schien mehr und mehr der Begeisterung zu weichen.

5. Montage Photovoltaikfassade



Abbildung 45: Installation der PV-Anlage durch Seilkletterer

Im April 2023 wurde innerhalb von 2 Wochen die Photovoltaik-Anlage auf der Südseite des Siloturms montiert. Wir waren während der Montage vor Ort und beantworteten den AnwohnerInnen aufkommende Fragen und nahmen Feedback entgegen. Unter anderem wurde von einer Anwohnerin, die von ihrem Haus einen Blick auf die neue PV-Anlage hat, Bedauern geäußert, dass für sie nun nur ein "schwarzer Brocken" zu sehen sei. Der graue Siloturm sei ihr lieber gewesen, der wäre zumindest nicht aufgefallen. Der Großteil der AnwohnerInnen äußerte sich jedoch wohlwollend bis begeistert zu der Montage der PV-Anlage und berichteten von Bestrebungen, nun selbst am eigenen Heim Anlagen errichten zu wollen. Die Bedenken bezgl. Blendung der Silo-PV schienen zu diesem Zeitpunkt gänzlich beseitigt.

6. Bemalung 3.Turmseite

Nachdem die Finanzierung der kunstvollen Bemalung im Jahr 2022 lediglich für die Gestaltung von zwei Turmseiten ausreichte, konnte schlussendlich auch die dritte Seite finanziert werden. Die Bemalung der Westseite und damit die Fertigstellung des Projekts fand im Mai 2023 statt. Vor allem BewohnerInnen der Nachbarortschaft Loimersdorf äußerten sich positiv über die Bemalung der Westseite, da diese Seite vom Ort aus sichtbar war und man bereits befürchtete, man würde nach der Neugestaltung des Silos immer noch auf eine graue Turmseite schauen. Dies hätte laut Stimmen einiger AnwohnerInnen dann "wie eine Attrappe gewirkt".

7. Einweihungsveranstaltung

Am 3.Juni 2023 wurde der "Turm der Zukunft" in Engelhartstetten feierlich eröffnet. Die rund 300 BesucherInnen, darunter zahlreiche GemeindevertreterInnen, konnten sich aus nächster Nähe von dem neuen Antlitz

des Solarsilos überzeugen und erhielten durch Vorträge der Silosophie Einblicke in den Prozess von der ersten Idee bis zur Umsetzung des Projekts. Als Highlight wurde der neue Solarsilo am Abend kunstvoll beleuchtet. Sowohl von Seiten des Bürgermeisters als auch der Gemeindevertretung wurde von dem Projekt geschwärmt. Man sei stolz auf dieses Leuchtturmprojekt in Engelhartstetten und habe nun großes Interesse daran, eine lokale Energiegemeinschaft zu gründen. Auch von Seiten der AnwohnerInnen und den weither gereisten Gästen wurde durchwegs positives Feedback geäußert.

8.1 Umfrageergebnisse

Mittels des sozialwissenschaftlichen Fragebogens wurden Faktoren die zu Selbstermächtigung und Partizipation der lokalen Bevölkerung im Gebiet von Erneuerbaren Energien beitragen erhoben. Insgesamt wurden 40 Fragebögen ausgewertet. 28 der 40 befragten Personen stammten aus der Region Marchfeld. Die befragten Personen können folgenden Alterskategorien zugeordnet werden:

- 15-35 Jahre: 6 Personen
- 36-55 Jahre: 16 Personen
- Älter als 56: 15 Personen
- Keine Angabe: 3 Personen

Die befragten Personen stammen aus allen Bildungsschichten, die am häufigsten genannte Berufsgruppe ist Pensionist/Pensionistin.

Folgende Erkenntnisse entspringen der Auswertung des Fragebogens:

31 der 40 befragten Personen sehen die Bedrohung durch den Klimawandel als sehr groß an und 34 Personen halten den Ausbau von Erneuerbaren Energiesystemen für absolut notwendig. Es lässt sich also grundlegend von einem Problembewusstsein der befragten Personen im Hinblick auf den Klimawandel sprechen. Die Mehrheit (30/40 Personen) würde sich gerne mehr für Klimaschutz engagieren. Im Hinblick auf die Selbstwirksamkeitserwartung in Sachen Klimaschutz geben 26 Personen an, dass sie das Gefühl haben, als Einzelperson etwas bewirken zu können. Die Mehrheit der befragten Personen gibt an, sich bereits vor dem Bekanntwerden des Solarsilo Projekt in Engelhartstetten für die Neuzugung von Erneuerbaren Energien interessiert zu haben, jedoch habe sich das Interesse durch das Projekt beim Großteil der Befragten verstärkt.



Abbildung 46: Ergebnisdarstellung: Umfrage zum Interesse an Erneuerbaren Energien durch SolarSilo / Turm der Zukunft

Ebenso sehen 30 von 40 befragten Personen durch das Solarsilo Projekt die Möglichkeit gegeben, sich näher mit Erneuerbaren Energien zu beschäftigen. 75 % der Befragten hatten zum Zeitpunkt der Befragung keine eigene Photovoltaikanlage, jedoch plant die Mehrheit, sich in den kommenden 5 Jahren eine eigene Anlage zuzulegen.

Zum Thema Energiegemeinschaften gaben 65% der Befragten an, bereits vor dem Solarsilo Projekt etwas von dem Konzept gehört zu haben. 35% haben durch die Vorstellung des Projekts davon erfahren. Bei 21 Personen hat das Projekt das Interesse an der Teilnahme an einer EG eher, bei 10 Personen sogar stark verstärkt.



Abbildung 47: Ergebnisdarstellung: Umfrage zum Interesse an Erneuerbaren Energiegemeinschaft

Ein Großteil der befragten Personen gibt an, dass sie einer neu gegründeten Energiegemeinschaft in der Region eher wahrscheinlich beitreten würden.

Eine überwiegende Mehrheit (37/40) gibt an, dass sie die Nutzung von Siloturmflächen für Photovoltaik für sinnvoll halten. Eine grundlegende Akzeptanz der Projektidee in der Bevölkerung kann also angenommen werden.

Zudem gibt die Mehrheit der Befragten an, dass sie Photovoltaikanlagen auf Silotürmen gegenüber jenen auf Freiflächen bevorzugen. Es kann also davon ausgegangen werden, dass ein Solarsilo aus ästhetischen Gründen Akzeptanz findet. Beinahe alle Befragten sehen durch das Solarsilo Projekt einen Nutzen für die Region.



Abbildung 48: Ergebnisdarstellung: Umfrage zum Nutzen durch SolarSilo / Turm der Zukunft

Auf die Frage nach dem konkreten Nutzen für die Region wurden folgende Antworten gegeben:

Tabelle 11: Antworten zur Frage nach Nutzen der Bürger*innen

Antworten	
Klimaschutz durch EE Nutzung	Anregung zum Umdenken/ offener sein für Neues (aus künstlerischer Sicht)
Stromankauf	sinnvolle Nutzung alter Gebäude
Regionale Energiegewinnung (2)	Energiegemeinschaften
Vorbildfunktion/Vorzeigeprojekt (4)	Unabhängigkeit
Werbefaktor	Kooperation/Miteinander (2)
Verschönerung	Kommunikation
Imageverbesserung	Aus holistischer Sicht (Umwelt, Soziales, ökologisch, ökonomisch)

63% der Befragten sieht zudem einen persönlichen Nutzen durch das Projekt gegeben und nennen dazu folgende Stichworte:

Tabelle 12: Antworten zur Frage nach persönlichen Nutzen der Bürger*innen

Antworten	
Regionaler Strom	Gutes Gefühl bezgl. nachhaltiger Initiative in der Region
Aussehen/Schöner Anblick (2)	unabhängige Energieversorgung
Stolz auf Vorbildwirkung	Beitrag zu "Raus aus Öl und Gas"
Freude über neue Gestaltung	

Alle befragten Personen geben an, dass es in ihrem Sinne ist, dass zahlreiche Silotürme in Österreich mit Photovoltaik und Kunst neugestaltet werden.

Der Großteil der Befragten fühlte sich in die Neugestaltung des Solarsilos in Engelhartstetten ausreichen eingebunden.

Im Laufe des Projekts zeigten sich folgende Herausforderungen betreffend der sozialen Akzeptanz der Turmtransformation:

- Grundlegende Skepsis/Ablehnung: Sowohl von Seiten der Gemeinde als auch den Anwohner*innen wurde anfänglich große Skepsis an dem Projekt Solarsilo geäußert.
- Misstrauen gegenüber Projektumsetzung: Konkret wurde bezweifelt, dass ein solches Projekt im Endeffekt umgesetzt werden würde. Man solle das Projekt lieber anderswo das erste Mal umsetzen, so der anfängliche Grundtonus.
- Bedenken bezgl. Blendung: Wie bereits weiter oben erläutert wurde eine Beeinträchtigung des südlichen Ortsteils durch Blendung der PV-Anlage und demfolgend Missmut der Anwohner*innen der Gemeinde gegenüber befürchtet.
- Geringe Beteiligung an Partizipationsmöglichkeit: Die beschriebene Postkartenaktion wurde nur vereinzelt von der lokalen Bevölkerung genutzt, lediglich die Volksschule beteiligte sich vollends an der Aktion.
- Ästhetikfragen: Sowohl PV-Anlage als auch die künstlerische Bemalung wurde aus ästhetischer Sicht vereinzelt kritisiert. Die Frage, ob der graue Turm ein schönerer Anblick gewesen sei verneinten jedoch die meisten.

9 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In folgendem Kapitel werden die Herausforderungen und Empfehlungen in den Kategorien "Wirtschaftlich", "Technisch", "Organisatorisch" und "Sozial" sowohl für die PV-Anlagen Installation als auch für die Begleitforschung dargestellt. Hier handelt es sich nur um eine Grobe Zusammenfassung. Details zu den Arbeitspaketen sind in den 6, 7 und 8 dargestellt.

Wirtschaftlich

Während der Projektumsetzung kam es zu einer Erhöhung der geplanten Investitionskosten, bedingt durch Lieferengpässe am Markt. Diese Herausforderungen wurden durch verschiedene Maßnahmen erfolgreich bewältigt:

- **Preisanpassung:** Die Firma Smobi musste die gestiegenen Einkaufspreise an das Projekt weitergeben und konnte daher keinen Gewinn erwirtschaften.
- **Ehrenamtliche Unterstützung:** Smobi hat zusätzlich ehrenamtlich gearbeitet, um das Projekt zu ermöglichen.
- **Sponsoring:** Der benötigte Wechselrichter wurde großzügig von der Firma Fronius gesponsert.
- **Sonderrabatt:** Das beauftragte Montageunternehmen gewährte einen Sonderrabatt, um die Kosten weiter zu senken.

Ein weiterer Rückschlag war der Verlust des ursprünglichen Investors. Dies wurde gelöst, indem ein neuer, geeigneter Investor gesucht wurde. Schließlich übernahm der Turmbesitzer selbst die Finanzierung des Projekts.

Abschließend lässt sich festhalten, dass ein solches Vorhaben nur durch Förderungen realisierbar war. Ohne diese Förderungen wäre das Projekt vermutlich für Investoren nicht attraktiv genug gewesen.

Technisch

Die Installation der Photovoltaikanlage stellte aufgrund mehrerer technischer und baulicher Anforderungen eine besondere Herausforderung dar. Diese wurden wie folgt gelöst:

- **Auswahl eines geeigneten Moduls:** Die Anforderungen in Bezug auf Geometrie, Statik, Investitionskosten und Leistung machten die Modulauswahl schwierig. Um dies zu bewältigen, wurden zunächst alle Hersteller von Spezialmodulen ermittelt und deren Produkte mit den Anforderungen verglichen. Schließlich wurde das passendste Modul ausgewählt.
- **Berücksichtigung von Gebäudetrennfugen:** Auf der Südfassade befanden sich Gebäudetrennfugen, die nicht überbaut werden durften. Um diese Vorgabe einzuhalten, wurde die Unterkonstruktion so verlegt, dass die Fugen ausgespart und passend in das Fassadenbild integriert wurden.

- **Vertikale Montage in großer Höhe:** Die Montage der Module erfolgte vertikal in einer Höhe von bis zu 45 Metern. Um dies sicher durchzuführen, kamen Seilkletterer und ein Flaschenzug zum Einsatz.
- **Verschattung durch den Balkon:** Die oberen beiden Modulreihen wurden durch einen vorhandenen Balkon verschattet. Dieses Problem wurde durch eine optimierte Stringplanung gelöst, um den Ertrag trotz der Verschattung zu maximieren.
- **Beschädigungen an der bestehenden Fassade:** Es wurden kleinere Beschädigungen an der Fassade festgestellt. Diese wurden mittels kosmetischer Betonsanierung durch Seilkletterer behoben.

Das Monitoring der Anlage und des Energieverbrauchs stellte ebenfalls ein komplexes Arbeitspaket dar. Dank der engen Zusammenarbeit mit der Firma Thiesclima, die für die Lieferung der Sensoren und der Wetterstation zuständig war, konnte jedoch sichergestellt werden, dass die einzelnen Komponenten gut aufeinander abgestimmt sind.

- **Datenplausibilitätscheck:** Über den Projektzeitraum kam es gelegentlich zu kurzen Ausfällen bei der Datenerhebung, wodurch für kurze Zeiträume keine Wetterdaten erfasst wurden. Dieses Problem wurde gelöst, indem das System regelmäßig, teilweise täglich, überprüft wurde, um sicherzustellen, dass Daten geliefert werden. Zusätzlich wurde eine Fernwartung eingerichtet, die es ermöglichte, den Router aus der Ferne ein- und auszuschalten. Eine klare Empfehlung ist, die Möglichkeit zur Fernwartung bereits zu Projektbeginn einzuplanen.
- **Kamerapositionierung und Anzahl:** Um den Aufenthalt von Vögeln besser zu beobachten, wäre es sinnvoll gewesen, auch im oberen Turmbereich Kameras zu installieren.
- **Temperatursensoren:** Für eine präzisere Untersuchung des Kühleffekts der PV-Anlage als vorgehängte Fassade wäre es ratsam gewesen, auch Temperatursensoren an Fassadenbereichen zu installieren, die nicht von PV-Modulen bedeckt sind.
- **Datenaggregation:** Ein erheblicher Teil der Projektzeit wurde darauf verwendet, die Wetter-, Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in einer zentralen Datenbank zu aggregieren. Hier wäre die Nutzung einer Software zu empfehlen, die diesen Prozess standardmäßig abbildet. Ein Verbrauchsmessgerät, das direkt mit dem Wechselrichter kommunizieren kann, wie beispielsweise eines von der Firma Fronius, hätte viel Arbeit erspart – obwohl es vermutlich auch teurer gewesen wäre.

Organisatorisch

Bei der Installation der PV-Anlage traten verschiedene organisatorische Hürden auf, die wie folgt gelöst wurden:

- **Verlust des Generalunternehmens:** Nachdem das ursprünglich beauftragte Generalunternehmen, das für die Planung und Umsetzung verantwortlich war, ausfiel, wurde ein eigenes Unternehmen gegründet, das die Planung kompetent übernehmen konnte. Zudem wurden geeignete Partner für die elektrische Installation und die Fassadenmontage gefunden.

- **Materiallieferengpässe:** Aufgrund von Lieferengpässen musste das Projekt zeitlich verschoben werden. Ein entsprechender Antrag auf Fristverlängerung wurde bei der Förderstelle eingereicht und genehmigt.

Im Hinblick auf das Projektmanagement verlief die Begleitforschung weitgehend reibungslos. Einzig die Organisation regelmäßiger Vor-Ort-Besuche mit dem Projektteam und anderen Beteiligten gestaltete sich manchmal schwierig. Da der Projektstandort von Wien, dem hauptsächlichen Wohnort des Teams, über 1,5 Stunden mit öffentlichen Verkehrsmitteln entfernt war, musste für selbst kleinere Kontrollen ausreichend Zeit eingeplant werden. Die Unterstützung der Turmbesitzer war von großer Hilfe. Sie unterstützten beispielsweise bei kleineren Aufgaben wie der Überprüfung einer Kabelverbindung bei der Wetterstation oder dem Ein- und Ausschalten von Internet Router, was die Begleitforschung erheblich erleichterte.

Sozial

Die soziale Forschung stieß anfangs auf kleinere Herausforderungen. Zu Beginn herrschte Skepsis gegenüber dem Konzept eines Solarsilos. Diese Bedenken konnten jedoch durch gezielte Maßnahmen wie Infoveranstaltungen, das Bereitstellen von Zahlen und Fakten sowie durch Artikel in lokalen Medien erfolgreich adressiert werden. Ein zusätzlicher Infostand ermöglichte es, das Projekt noch zugänglicher zu machen, und der kontinuierliche Austausch mit der lokalen Bevölkerung trug dazu bei, Zweifel zu zerstreuen.

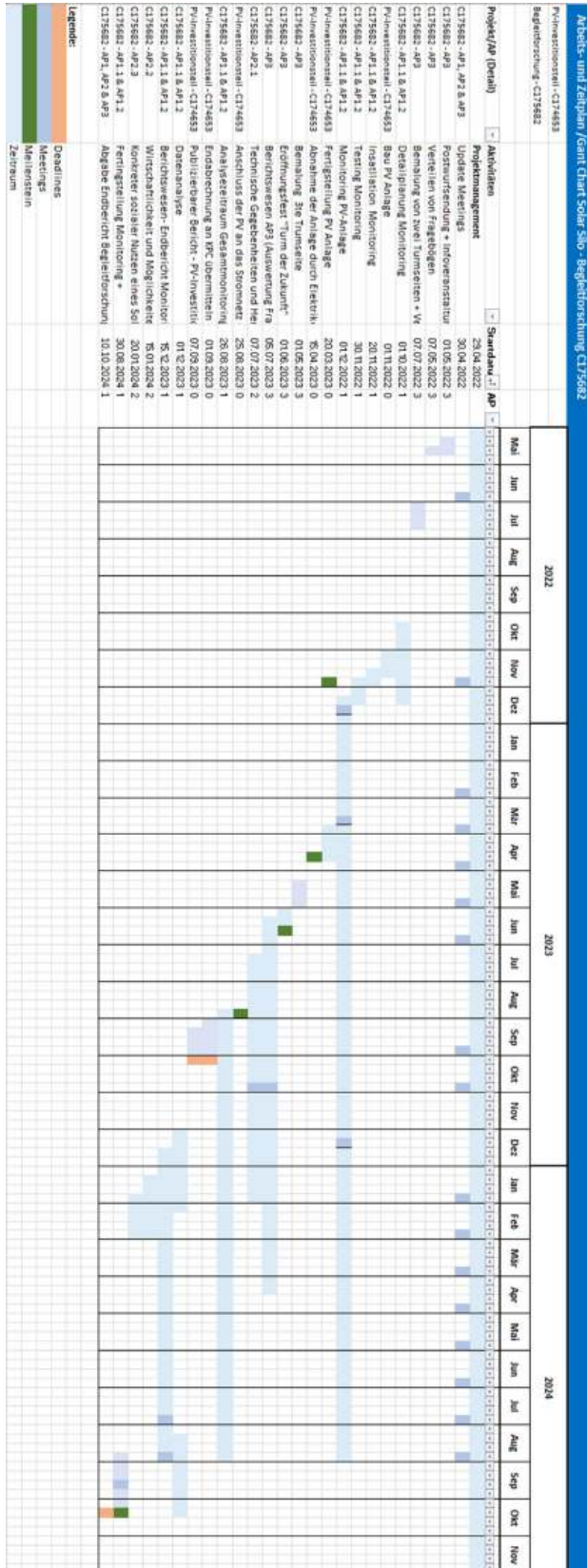
Langfristig kann ein Solarsilo nicht nur die Akzeptanz, sondern auch die Identifikation der Bevölkerung mit den Themen Erneuerbare Energien und Energiegemeinschaften stärken. Diese Wirkung wird durch eine partizipative, künstlerische Gestaltung mit regionalen Motiven zusätzlich gefördert, was die Verbindung zwischen dem Projekt und der örtlichen Gemeinschaft weiter vertieft.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Projekt im Großen und Ganzen sehr reibungslos ablief. Trotz einiger unerwarteter Herausforderungen – wie dem Anstieg der Preise für PV-Komponenten und den Lieferengpässen – konnte das Projektteam diese Schwierigkeiten erfolgreich bewältigen. Besonders die Blocker im Zuge der Finanzierung und Installation der Photovoltaikanlage hätten das Projekt erheblich gefährden können. Dank der Flexibilität und schnellen Reaktion des Teams sowie der engen Zusammenarbeit mit Partnern und Lieferanten konnten jedoch passende Lösungen gefunden werden.

Ein wesentlicher Faktor für den erfolgreichen Projektverlauf war die Unterstützung durch die Förderstelle, die eine Fristverlängerung genehmigte. Ohne diese Verlängerung wäre es möglicherweise nicht möglich gewesen, das Projekt im vorgesehenen Umfang zu realisieren. Dies unterstreicht die Bedeutung einer flexiblen und kooperativen Zusammenarbeit zwischen Förderstellen und Projektträgern, insbesondere bei innovativen und technisch anspruchsvollen Vorhaben.

10 Arbeits- und Zeitplan

Der Arbeits- und Zeitplan befindet sich als xlsx im Anhang



11 Quellenverzeichnis

- Altrichter, H. P. (2018). *Altrichter, Herbert/ Posch, Peter/ Spann, Harald (2018): Lehrerinnen und Lehrer erforschen ihren Unterricht: Unterrichtsentwicklung und Unterrichtsevaluation durch Aktionsforschung. 5. Auflage, Verlag Julius Klinkhardt, S.13 & 14.*
- Bauer, U. P. (2022). *Photovoltaikfassade Silo Engelhartstetten - Standberechnung.*
- Gillis, A. (2002). *Gillis, Angela/Jackson, Winston (2002): Research methods for nurses: Methods and interpretation. Philadelphia: F.A. Davis Company, S.264.*
- hik-connect.com.* (1. 11 2023). Von <https://ie.u.hik-connect.com/views/login/index.html?country=437#/main/overview> abgerufen
- <https://ie.u.hik-connect.com/views/login/index.html?country=437#/main/overview>. (1. 9 2023). Von <https://ie.u.hik-connect.com/views/login/index.html?country=437#/main/overview>: <https://ie.u.hik-connect.com/views/login/index.html?country=437#/main/overview> abgerufen
- megasol.ch.* (10. 09 2024). Von [megasol.ch: https://megasol.ch/wp-content/uploads/2022/02/0322.1487-M340-60-t-BF-GG3_DE.pdf](https://megasol.ch/wp-content/uploads/2022/02/0322.1487-M340-60-t-BF-GG3_DE.pdf) abgerufen
- nachhaltigwirtschaften.at.* (2023). Von [nachhaltigwirtschaften.at: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2023-36a-marktstatistik-2022.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2023-36a-marktstatistik-2022.pdf) abgerufen
- wikimedia.org.* (2024). Von [Wikipedia https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/1/18/Sonnenstandsdiagramm_Wien.png](https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/1/18/Sonnenstandsdiagramm_Wien.png) abgerufen
- www.klimja.org.* (kein Datum). Von <https://www.klimja.org/> abgerufen
- www.klimja.org.* (10 2024). Von www.klimja.org abgerufen
- www.siloarchiv.org.* (09 2024). Von <https://www.siloarchiv.org/> abgerufen
- www.solarweb.com.* (2024). Von <https://www.solarweb.com/>) abgerufen
- www.umweltbundesamt.at.* (2024). Von <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0871.pdf> abgerufen
- www.volker-quaschnig.de.* (12. 9 2024). Von <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php> abgerufen

12 Abbildung und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Arbeitspakete.....	4
Abbildung 2: Darstellung der groben Methodik des Monitorings	5
Abbildung 3: Methodik Monitoring	6
Abbildung 4: Darstellung der Methodik für die Erstellung des Leitfadens	7
Abbildung 5: PV-Anlagenstandort (Quelle Google Maps) und Foto des Solar Silos	8
Abbildung 6: links: 3D Skizze des Siloturms inkl. Darstellung der wesentlichen Komponenten des Monitoringkonzepts, Rechts: Darstellung der installierten Wetterstation + Pyranometer (eigene Darstellung).....	10
Abbildung 7: Vergleich PV-Ertrag: Simulation vs. Real (Hinweis: Vergleich auf Jahresbasis, tatsächlicher Zeitraum war von 24.08.2023 bis 24.08.2024)	15

Abbildung 8: Vergleich PV Ertrag 30° vs. 90° Neigungswinkel	16
Abbildung 9: Sonnenstandsdiagramm (Standort Wien) (wikimedia.org, 2024)	18
Abbildung 10: Vergleich Standard PV zu Silo PV für einen charakteristischen Tag im Jänner (links) und Juli (rechts)	19
Abbildung 11: Darstellung Eigenverbrauchsanteil.....	21
Abbildung 12: Darstellung der PV-Erzeugung und Verbrauch - Beispielhafter Tag im Frühjahr: 01.04.2024	22
Abbildung 13: Darstellung der PV-Erzeugung und Verbrauch - Beispielhafter Tag im Sommer: 01.08.2024	23
Abbildung 14: Darstellung Autarkiegrad	24
Abbildung 15: Darstellung der PV-Erzeugung und Verbrauch - Beispielhafter Tag im Winter: 01.12.2023.....	25
Abbildung 16: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung (Haushalt), (www.volker-quaschning.de, 2024).....	25
Abbildung 17: Vergleich: PV-Produktion pro Wechselrichter - Eingang vor Fehlerbehebung (links) und nach Fehlerbehebung (rechts).....	26
Abbildung 18: PV-Produktion pro Wechselrichter Eingang über den gesamten Analysezeitraum von 24.08.2023 bis 24.08.2024.....	27
Abbildung 19: Projektstandort inkl. Bodenbeschaffenheit der unmittelbaren Umgebung.	28
Abbildung 20: Darstellung täglicher Fotos im Zeitraum Montag 07.07.2024 bis Sonntag 13.07.2024, Rot markiert: Detailausschnitt F1 und F2 (siehe nächste Abbildung).....	29
Abbildung 21: Detailansicht Ausschnitt der Monitoringfotos vom unteren Bereich der PV-Anlage, links "Fenster1" (F1) vom 07.07.2024 und rechts "Fenster 2" (F2) vom 13.07.2024	29
Abbildung 22: Darstellung Verschmutzung durch Vogelkot, (links: 15.08.2024, rechts: 09.03.2024)	30
Abbildung 23: Drohnenaufnahme vom 15.08.2024, Darstellung von erhöhter Verschmutzung durch Vogelkot.....	31
Abbildung 24: Vergleich der Globalstrahlungs- und PV Erzeugungsdaten von 14.06.2024 und 15.08.2024.....	32
Abbildung 25: Beispiel 1: Webcamaufnahme vom 20.06.2024 (links) und 21.07.2024, Rot gekennzeichnet: Verunreinigung durch Vogelkot.....	33
Abbildung 26: Beispiel 1: Darstellung des Niederschlags im Zeitraum von 20.06 bis 21.07.2024 um die Selbstreinigung durch Regen beurteilen zu können (Messwerte der installierten Wetterstation).....	34
Abbildung 27: Beispiel 2: Webcamaufnahme vom 15.08.2024 (links) und 19.08.2024, Rot gekennzeichnet: Verunreinigung durch Vogelkot.....	35
Abbildung 28: Beispiel 2: Darstellung des Niederschlags im Zeitraum von 15.08.2024 bis 19.08.2024 um die Selbstreinigung durch Regen beurteilen zu können (Messwerte der installierten Wetterstation).....	35
Abbildung 29: Gegenüberstellung Indikator für PV-Anlageneffizienz und Temperatur, Hinweis: um eine Darstellung von jan bis dez zu ermöglichen wurde der Mittelwert der Daten von Aug 2023 und Aug 2024 errechnet.....	37
Abbildung 30: Gegenüberstellung Globalstrahlung zu Fassadentemperatur: Winter-, Frühling-, Sommer- und Herbsttag.....	38
Abbildung 31: Darstellung der untersuchten Bereiche der PV-Anlage (links), Ergebnistabelle Windlasten auf PV Module im jeweiligen Bereich (rechts).....	40
Abbildung 32: Ausschnitt aus dem Simulationstool, Darstellung der stark belasteten Stellen am PV-Modul (Bauer, 2022).....	41
Abbildung 33: Darstellung der Maximalwerte für die gemessene Windgeschwindigkeit am Projektstandort.....	42

Abbildung 34 Darstellung der Maximalwerte für die gemessene Windgeschwindigkeit am Projektstandort - Monat Dezember 2023	42
Abbildung 35: relevante Immissionspunkte und 30° Sichtkegel (Verkehrsteilnehmer) Quelle: DI(FH) Horst Pribitzer, 2022 (Gutachten ÖVE Richtlinie 11-3:2016-11-01 siehe Anhang)	43
Abbildung 36: Relevante/kritische Stellen für den Aufenthalt von Vögeln über der PV-Anlage (Lachmayr, GREENPEACE 2024).....	44
Abbildung 37: SWOT Analyse Sale and Lease Back.....	47
Abbildung 38: SWOT Analyse durch Crowdfunding	48
Abbildung 39: SWOT Analyse Genossenschaftliche Finanzierung.....	48
Abbildung 40: Flyer Info-Veranstaltung "Energie-Tag" am 31.08.2024, Mitte: Infoveranstaltung am „Energie-Tag“ durch SMOBI und Silosophie, Rechts: Fest beim Silo - 1 Jahresfeier und Info für Energiegemeinschaften im Zuge des „Energie-Tages“	50
Abbildung 41: Kartenausschnitt, Online Karte Abrufbar unter: https://www.google.com/maps/d/edit?mid=10q3uFybpPX4LkgZRSV4SPAT4t2WiLjA&usp=sharing	51
Abbildung 42: Postkarte für Postwurfsendung, Links Rückseite, Rechts Vorderseite (zum Bemalen für Bürger*innen)	53
Abbildung 43: Infoveranstaltung im Mai 2022.....	54
Abbildung 44: Foto der Turmbemalung	55
Abbildung 45: Installation der PV-Anlage durch Seilkletterer	56
Abbildung 46: Ergebnisdarstellung: Umfrage zum Interesse an Erneuerbaren Energien durch SolarSilo / Turm der Zukunft.....	58
Abbildung 47: Ergebnisdarstellung: Umfrage zum Interesse an Erneuerbaren Energiegemeinschaft.....	58
Abbildung 48: Ergebnisdarstellung: Umfrage zum Nutzen durch SolarSilo / Turm der Zukunft.....	59
Abbildung 49: Benutzeroberfläche Fronius Solar Web	69
Abbildung 50: Benutzeroberfläche Smart Meter Websportal.....	69
Abbildung 51: Webcam in unteren Bereich der PV-Anlage, Darstellung Datenlogger	70
Abbildung 52: Besuch der HTL Hollabrunn	70
Abbildung 53: Vogelperspektive Projektstandort	71
Tabelle 1: Technische Details PV	8
Tabelle 2: Technische Details zum Monitoring bzw. Darstellung der wichtigsten Komponenten	10
Tabelle 3: Darstellung der endgültigen Investitionskosten der PV-Anlage (Kosten real) und Marktübliche Investitionskosten (Kosten normal)	12
Tabelle 4: variable Simulationswerte Wirtschaftlichkeitssimulation	12
Tabelle 5: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitssimulation	13
Tabelle 6: Auflistung der Hardwarekosten rund um das Monitoring	13
Tabelle 7: Vergleich PV-Performance: Simulation vs. Realität	14
Tabelle 8: Vergleich PV-Ertrag auf Monatsbasis Standard PV (30°) vs. Silo PV (90°)	17
Tabelle 9: Darstellung relevanter Kennzahlen für den PV-Ertragsvergleich	31
Tabelle 10: Zusammenfassung Unterschiede Fassadenphotovoltaikanlage & Schrägdachanlage	45
Tabelle 11: Antworten zur Frage nach Nutzen der Bürger*innen.....	59
Tabelle 12: Antworten zur Frage nach persönlichen Nutzen der Bürger*innen	60
Tabelle 13: Auszug aus Monitoring "Mastersheet", relevante Spalten	71

13 Anhang

Als PDF mit eingereicht wurden folgende Dokumente

- Rechnung-Silosophie-RE-70
- Blendgutachten - SolarSiloBegleitforschung
- Simulationsbericht - Solarsilo-Final
- Leitfaden_Solar Silo_Final (inkl. weiteren Dokumentationen, Simulationen und Statikprüfung)
- Arbeits- und Zeitplan- Begleitforschung
- Datenblatt Megasol-Modul

Simulationsparameter (Wirtschaftlichkeitsrechnung PV-SOL):

Tabelle Fixe Simulationswerte Wirtschaftlichkeitssimulation

Simulationwert	Wert	Einheit	Quelle
Degradation der Module [Leistungsabnahme]	-0,5	%/Jahr	Datenblatt verwendetes Modul
Verschmutzungsverluste	2	% der Gesamtenergie	Annahme
Kabelverluste	1	% der Gesamtenergie	Annahme
Betrachtungszeitraum	30	Jahre	Lebensdauer Module
Investitionskosten	165.000	€ [Gesamt]	Angabe Projektpartner
Förderung	42.532	€ [Gesamt]	Angabe Projektpartner
Kapitalzinssatz	2	%	Annahme
Betriebskosten	1.500	€/Jahr	Annahme
Änderung der Betriebskosten über die Zeit	+ 2	%/Jahr	Annahme
Änderung des Einspeisepreises über die Zeit	+ 2	%/Jahr	Annahme
Änderung des Bezugspreises über die Zeit	+ 2	%/Jahr	Annahme

Tabelle variable Simulationswerte Wirtschaftlichkeitssimulation

Simulationwert	Wert	Einheit	Quelle
Bezugspreis Energie	SZ1: 0,1 SZ2: 0,15 SZ3: 0,2	€Cent/kWh	Annahme
Einspeisepreis Energie	SZ1: 0,08 SZ2: 0,13 SZ3: 0,18	€Cent/kWh	Annahme

Tabelle Ergebnisse Wirtschaftlichkeitssimulation

Simulation	Amortisationszeit	Kumulierter Cashflow
SZ1	Keine Amortisation	-57.441,43 €
SZ2	28,7 Jahren	4.790,65 €
SZ3	18,5 Jahren	67.022,74 €

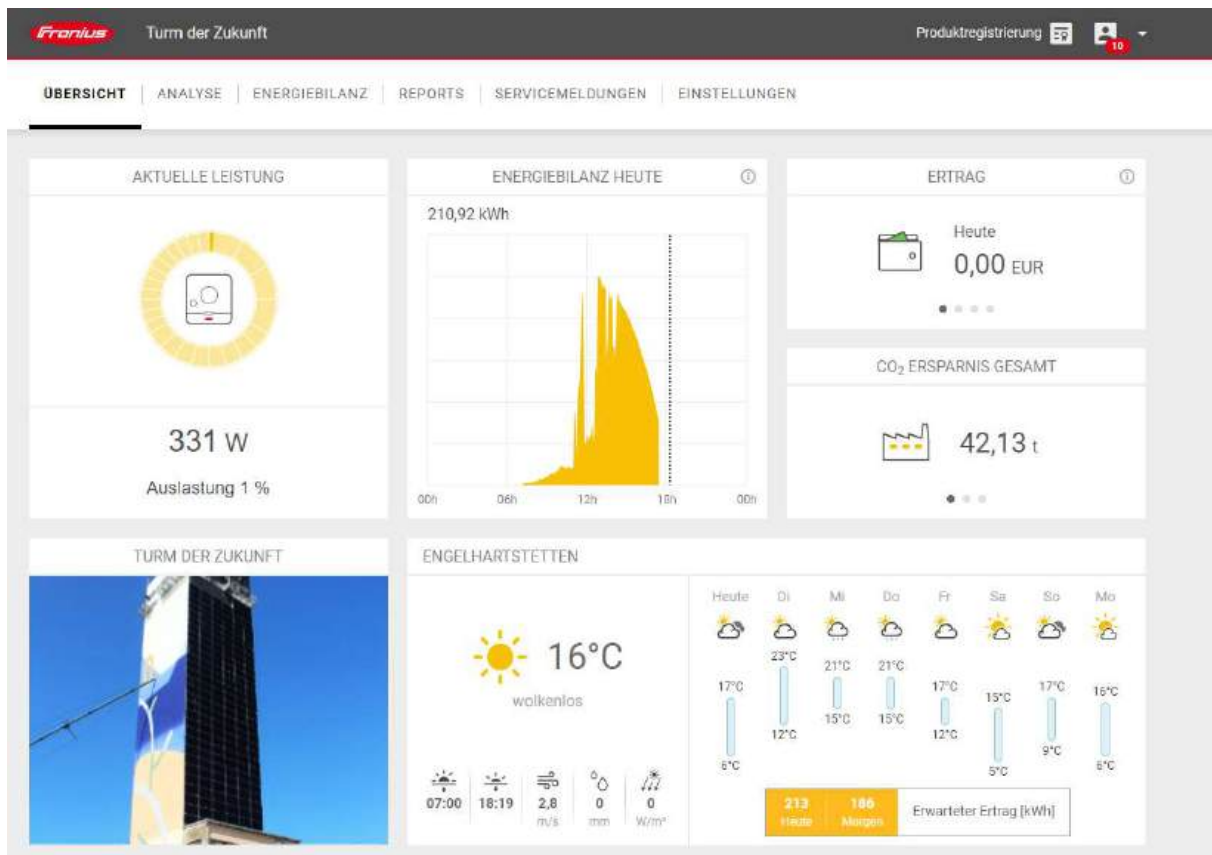


Abbildung 49: Benutzeroberfläche Fronius Solar Web

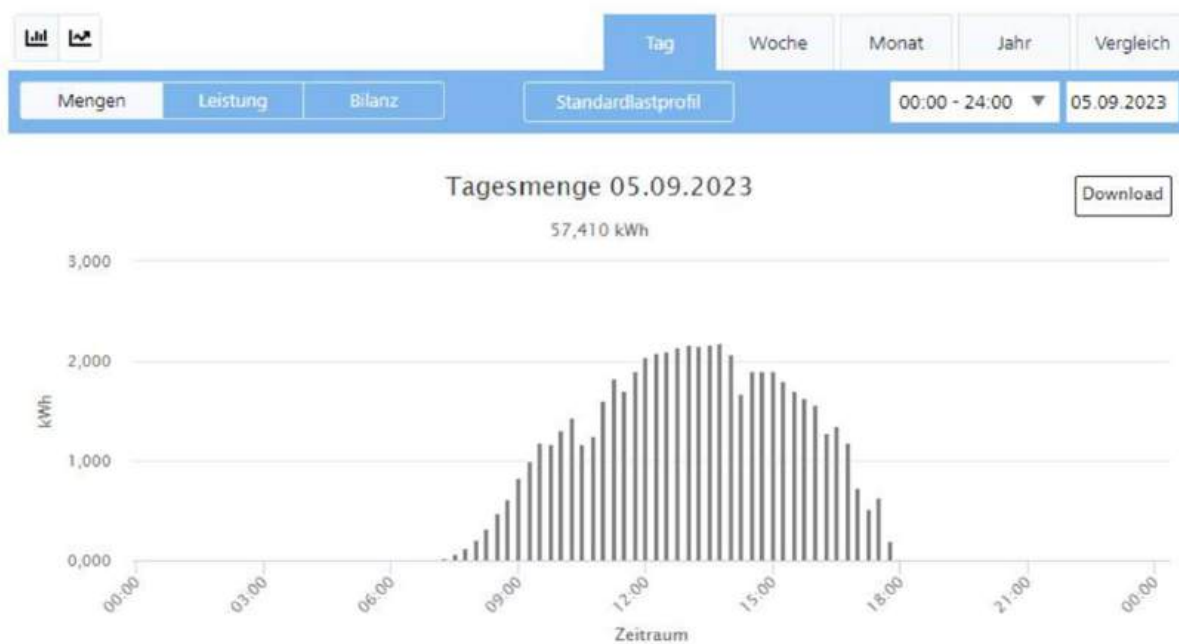


Abbildung 50: Benutzeroberfläche Smart Meter Webportal



Abbildung 51: Webcam in unteren Bereich der PV-Anlage, Darstellung Datenlogger



Abbildung 52: Besuch der HTL Hollabrunn





Abbildung 53: Vogelperspektive Projektstandort

Tabelle 13: Auszug aus Monitoring "Mastersheet", relevante Spalten

ID
Datum und Uhrzeit
Stunde am Tag
Tag
Monat
h im Jahr
ID-Dat
Value1[]
Temp1 [K]
Temp1[°C]
Temp2 [K]
Temp2[°C]
Temp3 [K]
Temp3 [°C]
Windgeschw[10m/s]
Windgeschw[m/s]
Windrichtung[°]
Lufttemperatur[K]
Lufttemperatur [C]
rel. Feuchte[%r.F.]
Taupunkttemp[°C]
Taupunkttemp°C]
Luftdruck abs.[hPa*100]
Luftdruck abs.[hPa]
Luftdruck red.[hPa]

Helligkeit Nord[kLux]
Helligkeit Ost[kLux]
Helligkeit Sued[kLux]
Helligkeit West[kLux]
Helligkeit max.[kLux]
Niederschlag[j/n]
Nied.Intensitaet[mm/h]
Nied.Summe[mm/d]
Niederschlagsart[SYNOP]
Sonne Elevation[Å°]
Sonne Azimut[Å°]
Globalstrahlung[W/sqrm]
Globalstrahlung[kW/sqrm]
Energie Tauro 50-3-D - 5 min
Energie Tauro 50-3-D - 15 min
Energie MPP1 Tauro 50-3-D - 5 min
Energie MPP1 Tauro 50-3-D - 15 min
Energie MPP2 Tauro 50-3-D - 5 min
Energie MPP2 Tauro 50-3-D - 15 min
Energie MPP3 Tauro 50-3-D - 5 min
Energie MPP3 Tauro 50-3-D - 15 min
Spannung AC L1 Tauro 50-3-D - 5 min
Spannung AC L1-L2 Tauro 50-3-D - 5 min
Spannung AC L2 Tauro 50-3-D - 5 min
Spannung AC L2-L3 Tauro 50-3-D - 5 min
Spannung AC L3 Tauro 50-3-D - 5 min
Spannung AC L3-L1 Tauro 50-3-D - 5 min
Spezifischer Ertrag Tauro 50-3-D - 5 min
Strom AC L1 Tauro 50-3-D - 5 min
Strom AC L2 Tauro 50-3-D - 5 min
Strom AC L3 Tauro 50-3-D - 5 min
PV Produktion - 5 min
PV Produktion - Gesamt 15 min wh
PV Produktion - Gesamt 15 min kwh
PV Produktion - Gesamt 1 h
Verbrauch (kWh)
Qualität - Verbrauch
Einspeisung [kWh]
Qualität - Einspeisung
Verbrauch berechnet
Verbrauch berechnet in h
Direktverbrauch
Direktverbrauch in h
Überschuss in netz

Überschuss in netz in h
Bezug aus Netz
Bezug aus Netz in h

