

Energieautarker Betrieb der Campus-Wetterstation*

Jan Kretschmar
jan.kretschmar@student.hs-rm.de
Hochschule Rhein-Main
Wiesbaden, Hessen, Deutschland

Nicolas Moeller
nicolas.moeller@student.hs-rm.de
Hochschule Rhein-Main
Wiesbaden, Hessen, Deutschland

Zusammenfassung

Der zuverlässige Betrieb autonomer IoT-Wetterstationen stellt in gemäßigten Breiten eine Herausforderung dar, insbesondere während winterlicher Phasen mit geringer Einstrahlung. Diese Arbeit untersucht die energetische Ertüchtigung der Campus-Wetterstation der Hochschule RheinMain mit dem Ziel einer ganzjährigen Autarkie. Ausgehend von einer Analyse der Bestandsdefizite wurde eine neue Systemarchitektur entwickelt, die auf einer erweiterten PV-Leistung (510 Wp), LiFePO₄-Speichertechnologie (1536 Wh) und einem strombasierten Energiemonitoring mittels Cerbo GX und SmartShunt basiert. Die Validierung erfolgte durch eine standortspezifische Offgrid-Simulation mit PVGIS.

Die Ergebnisse zeigen, dass die hardwareseitige Erweiterung die Versorgungssicherheit im Jahresmittel erhöht, im Kernwinter jedoch ein Restrisiko verbleibt. Während im Normalbetrieb (448,8 Wh/Tag) im Dezember Ausfallwahrscheinlichkeiten von bis zu 38,5 % auftreten, erreicht ein konsequenter Low-Power-Betrieb (241,08 Wh/Tag) eine rechnerische Verfügbarkeit von 99,99 %. Die Arbeit zeigt damit, dass für Offgrid-Systeme mit hohen Verfügbarkeitsanforderungen die Kombination aus Erzeugungsdimensionierung und lastseitigem Energiemanagement in den betrachteten Szenarien wirksamer ist als eine alleinige Überdimensionierung von PV- und Speicherkomponenten.

Keywords: Autonome Wetterstation, Off-Grid PV-System, LiFePO₄, Energiemanagement, Demand Side Management, IoT-Monitoring

1 Einleitung

Die kontinuierliche Erfassung meteorologischer Daten bildet an Hochschulstandorten eine gemeinsame Grundlage für Lehre, angewandte Forschung und infrastrukturelles Monitoring. Für eine stationäre Messplattform ist deshalb nicht nur die Messgenauigkeit einzelner Sensoren relevant, sondern vor allem die Dauerverfügbarkeit der gesamten Kette aus Sensorik, Datenübertragung, Speicherung und Visualisierung. In der bestehenden Installation der Campus-Wetterstation zeigte sich jedoch, dass diese Verfügbarkeit in den Wintermonaten nicht durchgängig gewährleistet war. Wiederkehrende Phasen niedriger Batterieladung führten zu Unterbrechungen im Datenfluss und erhöhtem manuellem Wartungsaufwand [1, 9, 10].

*Projektseite mit Live-Ansicht, Historiendaten und Systeminformationen: <https://wetterstation.cs.hs-rm.de>.

Die bisherige Systementwicklung hatte bereits eine tragfähige IoT-Datenarchitektur mit Ser[LOG], MQTT und InfluxDB etabliert; die Visualisierung erfolgt über das Projektportal [1, 16, 28]. Diese Ebene adressiert den Informationsfluss, nicht aber die energetische Robustheit des autarken Gesamtsystems. Für Offgrid-Anwendungen ist diese Trennung kritisch, weil die Datenverfügbarkeit physikalisch an den Energiehaushalt gebunden bleibt. Daraus folgt methodisch die Notwendigkeit, die Wetterstation als gekoppeltes Energie- und Informationssystem zu betrachten und nicht als reine Messinfrastruktur [1, 16].

Die vorliegende Arbeit untersucht daher, in welchem Maß eine gezielte Systemerweiterung den energieautarken Betrieb stabilisiert. Dazu werden Lastprofil, Speicherkonzept, Erzeugungsseite und Monitoringkomponenten in einem konsistenten Modellrahmen zusammengeführt und über eine standortspezifische Offgrid-Simulation bewertet [2]. Im Zentrum steht die Forschungsfrage, ob mit der implementierten Erweiterung ein ganzjährig stabiler Betrieb erreichbar ist und welche Grenzen trotz Ausbau bestehen bleiben.

Die Forschungsfrage wird durch zwei konkrete Unterfragen präzisiert:

- Welche technischen Änderungen an PV-Leistung, Speicher und Energiemonitoring sind für eine messbare Verbesserung der Autarkie erforderlich?
- Welche saisonalen Restrisiken verbleiben trotz Ausbau im Kernwinter und wie stark können diese über Lastmanagement reduziert werden?

Der wissenschaftliche Mehrwert liegt nicht in der Einführung eines neuen Simulationswerkzeugs, sondern in der transparenten Verknüpfung von realem Lastmodell, konkreter Hardwareauswahl und reproduzierbaren Bewertungsmetriken. Die Arbeit liefert damit einen übertragbaren Auslegungsansatz für vergleichbare autonome IoT-Stationen in gemäßigten Breiten [2, 11].

2 Ausgangssystem und Vorarbeiten

Die Ausgangssituation der Campus-Wetterstation wurde in der Bachelorarbeit dokumentiert und in nachfolgenden Projektphasen fortgeführt [1]. Das Basissystem bestand aus meteorologischer Sensorik, Ser[LOG]-Datenlogger, WLAN-Bridge/Router und einer solarbasierten 12,8-V-Versorgung mit 100-Wp-PV-Modul und 60-Ah-LiFePO₄-Speicher. Die Telemetriedaten wurden per MQTT in die Hochschul-VM übertragen, in InfluxDB gespeichert und im Projektportal bereitgestellt [1, 16, 28].

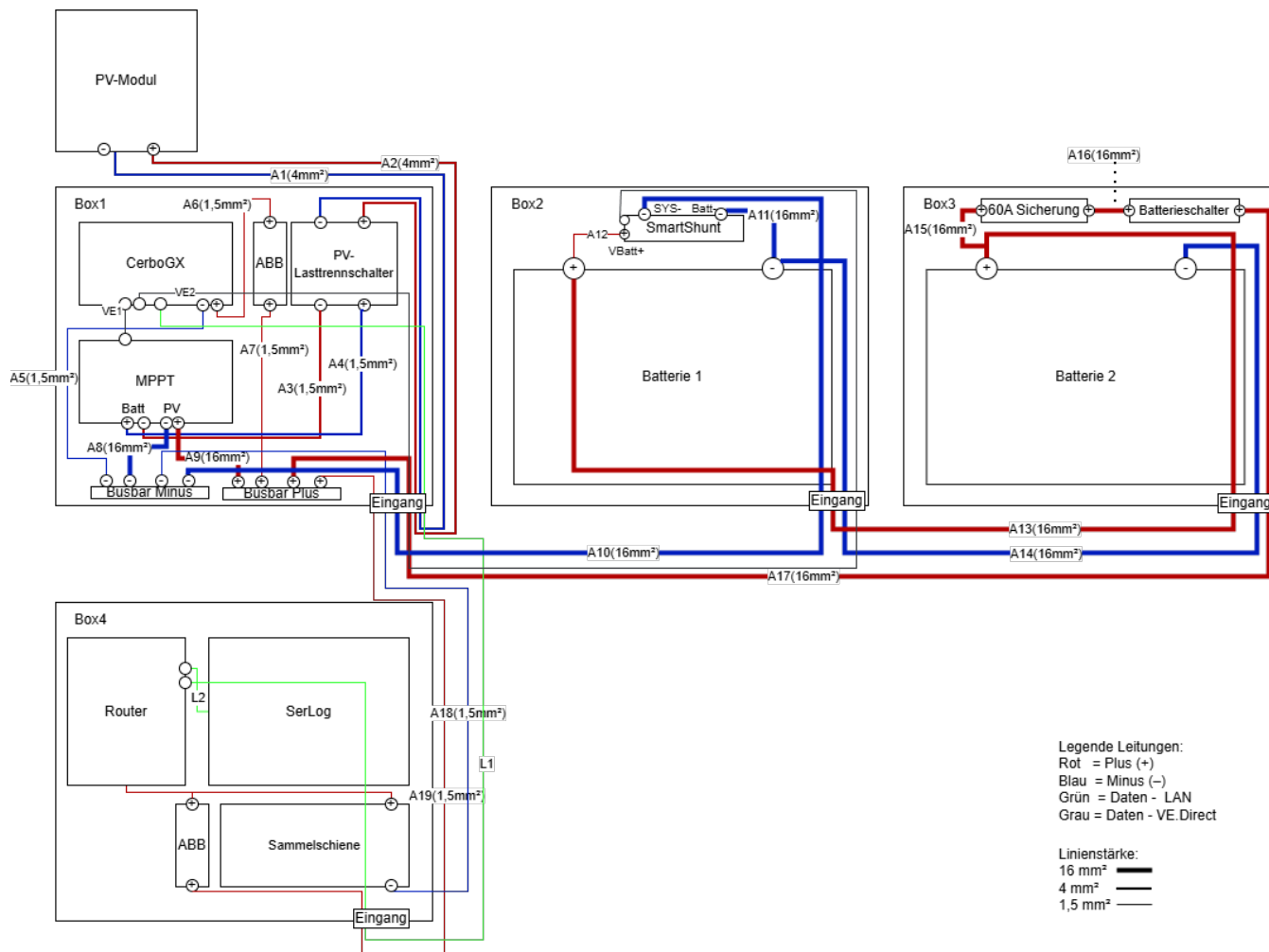


Abbildung 1. Systemarchitektur der erweiterten Campus-Wetterstation: DC-Bus-Topologie mit zentraler Sammelschiene und getrennten Pfaden für Ladung (PV/MPPT) und Entladung (Lasten).

Aus den Vorarbeiten ergeben sich zwei zentrale Ausgangspunkte: Erstens ist die Messkette von der Sensorerfassung bis zum Dashboard funktionsfähig und dokumentiert. Zweitens existiert ein stabiler Serverpfad mit klar definierten Datenobjekten. Gleichzeitig wurde deutlich, dass die energetischen Systemzustände nicht durchgängig beobachtet wurden. Im operativen Winterbetrieb war weder die tatsächliche Erzeugung noch der reale Verbrauch hinreichend transparent, wodurch Eingriffe hauptsächlich reaktiv erfolgten.

Diese Ausgangslage ist für die Bewertung der Erweiterung zentral, weil die Arbeit auf einem real betriebenen Bestandssystem aufsetzt. Die Frage ist daher nicht, ob ein Offgrid-System grundsätzlich aufbaubar ist, sondern wie ein vorhandenes System mit begrenzter Winterverfügbarkeit in einen belastbaren Dauerbetrieb überführt werden kann.

3 Stand der Forschung

Die Dimensionierung netzferner PV-Systeme wird in der Literatur als Zielkonflikt zwischen Versorgungssicherheit, Speichergröße und Generatorleistung beschrieben [11]. Während Jahresmittelwerte häufig eine ausreichende Bilanz suggerieren, zeigen standortbezogene Analysen für Mitteleuropa, dass die kritischen Zustände aus mehrtägigen Winterperioden mit niedriger Einstrahlung entstehen [9, 10]. Für Dauerlastsysteme wie autonome Wetterstationen ist diese Beobachtung besonders relevant, da Lastverschiebungen nur eingeschränkt möglich sind.

Zur quantitativen Bewertung werden in der Offgrid-Literatur Kennwerte wie LOLP oder LPSF verwendet, da sie die Unterversorgung direkt auf Lastseite erfassen [11]. Damit ergänzen sie reine Ertrags- und Speichermetriken. Die in PVGIS bereitgestellten Größen „days with empty battery“ und „energy missing“ sind mit diesem Ansatz kompatibel und erlauben eine nachvollziehbare Einordnung der Betriebssicherheit [2].

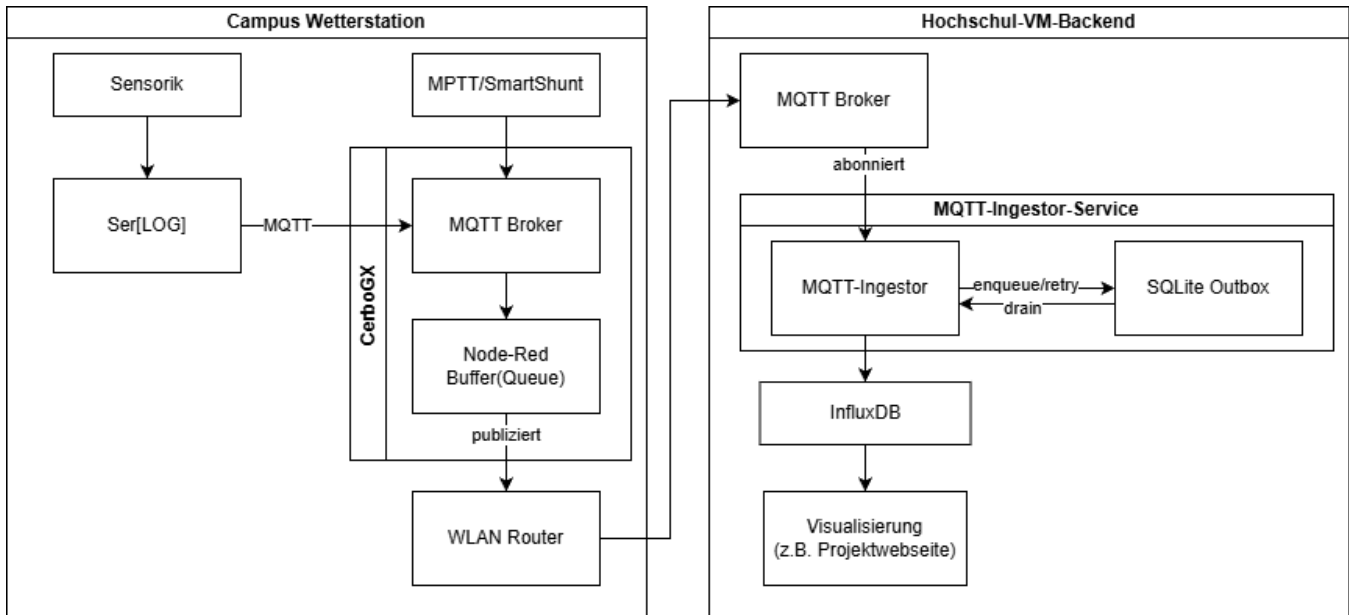


Abbildung 2. Datenflussdiagramm: Ser[LOG]- und Energiedaten werden auf dem Cerbo GX aggregiert und in Node-RED gepuffert. Nach Uplink zum MQTT-Broker der Hochschul-VM verarbeitet der MQTT-Ingestor die Topics mit SQLite-Outbox (Retry) und schreibt persistent nach InfluxDB; die Visualisierung liest aus InfluxDB.

Ein weiterer methodischer Schwerpunkt betrifft die Bestimmung des Ladezustands. Bei Lithiumsystemen liefert die reine Spannung in weiten SoC-Bereichen keine hinreichende Trennschärfe. Deshalb gelten strombasierte Verfahren, insbesondere in Verbindung mit modellgestützten Schätzansätzen, als belastbarer [14, 15]. Die Integration eines Shunt-basierten Monitorings folgt unmittelbar aus dieser Literaturperspektive und adressiert die im Bestand identifizierte Transparenzlücke.

Schließlich zeigt die Demand-Side-Management-Literatur, dass Verfügbarkeitsgewinne häufig effizienter über Laststeuerung als über reine Erzeugungsoberdimensionierung erzielt werden [12, 13]. Für den vorliegenden Anwendungsfall begründet dies die gleichrangige Betrachtung von Hardwareausbau und Betriebsstrategie.

Ergänzend ist die Auswahl der MPPT-Strategie für Systeme mit stark variierender Einstrahlung relevant. Vergleichsarbeiten zu Maximum-Power-Point-Tracking zeigen, dass Regelverfahren mit hoher Stabilität die nutzbare PV-Energie insbesondere bei schnell wechselnden Betriebsbedingungen verbessern, auch wenn die absolute Systemleistung durch Wetter und Lastprofil begrenzt bleibt [18, 19, 20]. Für ein standortgebundenes Offgrid-System bedeutet dies, dass die Qualität der Laderegulation zwar nicht die Winterlücke aufhebt, aber die tägliche Energienutzung konsistenter macht und damit die Defizitverteilung beeinflusst.

Für die Auslegungsmethodik von Standalone-Systemen liegt zudem eine breite Literatur zu techno-ökonomischer Optimierung vor. Diese Arbeiten zeigen übereinstimmend,

dass auslegungstechnisch belastbare Konfigurationen nicht durch ein einzelnes Optimum, sondern durch ein Verhältnis aus Erzeugergröße, Speichernutzung und Lastmanagement entstehen [21, 22, 23, 24]. Das ist für die vorliegende Arbeit wichtig, weil das Ziel keine rein kostenseitige Minimierung ist, sondern eine technische Verfügbarkeit im oberen Zielbereich bei saisonaler Unsicherheit.

Auch für die Mess- und Auswertungsebene existieren etablierte Referenzen. Die IEC-61724-Familie beschreibt PV-Monitoring und Kennzahlenbildung als Grundlage reproduzierbarer Performanceanalysen [26]. Für meteorologische Messungen liefert der WMO-Leitfaden standardisierte Rahmenbedingungen zur Instrumentierung und Beobachtungsmethodik [27]. Beide Perspektiven stützen die Entscheidung, Energie- und Wetterdaten in einer gemeinsamen Pipeline zu konsolidieren.

Insgesamt lassen sich aus dem Stand der Forschung vier Leitprinzipien ableiten, die in die Arbeit übernommen wurden:

- Verfügbarkeit muss über Last- und Defizitmetriken bewertet werden, nicht nur über Jahreserträge.
- Speicher- und Erzeugungsdimensionierung sind als gekoppeltes Problem zu behandeln.
- Messdatenqualität und Monitoringmethodik bestimmen die Aussagekraft der Betriebsbewertung.
- Lastmanagement ist für die Verfügbarkeit im Winterbetrieb ein gleichrangiger Auslegungshebel.

4 Methodik

Die Methodik beschreibt den vollständigen Weg von der Lastmodellierung über die Systemdimensionierung bis zur simulativen und empirischen Bewertung. Zur besseren Nachvollziehbarkeit ist der Abschnitt in klar abgegrenzte Teilschritte gegliedert.

4.1 Forschungsdesign und Bilanzgrenzen

Die Arbeit folgt einem engineering-orientierten Design-Science-Ansatz mit quantitativer Evaluierung. Das methodische Vorgehen umfasst fünf Schritte:

1. Aufbau eines konsistenten Lastmodells auf Basis dokumentierter Verbraucher,
2. Dimensionierung von Speicher- und Erzeugungsseite,
3. Überführung in ein implementierbares Systemdesign,
4. Bewertung mit standortspezifischer Jahreszeitsimulation,
5. Einordnung der Robustheit über technische und betriebliche Metriken.

Als Bilanzgrenze dient das autarke DC-Teilsystem der Station. Dazu zählen Sensorik, Datenlogger, Kommunikationskomponenten sowie die ergänzten Energiemanagementgeräte. Externe IT-Infrastruktur bleibt bewusst außerhalb der Energiebilanz, da sie den lokalen Offgrid-Betrieb nicht belastet.

4.2 Lastmodell und Datenvalidierung

Die Lastdaten wurden aus Herstellerunterlagen und Feldbeobachtungen konsolidiert. Für den Router zeigte sich eine relevante Differenz zwischen nominalen Datenblattwerten und realer Leistungsaufnahme. Während das Datenblatt höhere Spitzenwerte zulässt, ergaben Langzeitmessungen im Dauerbetrieb eine stabile Größenordnung von 3–4 W. Für die Auslegung wird konservativ mit 4 W gerechnet, um die Unterdimensionierung bei saisonaler Knappheit zu vermeiden.

Der Tagesenergiebedarf einer Komponente i ergibt sich aus

$$E_{\text{Tag},i} = P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

wobei bei Dauerlasten $t_i = 24$ h gilt und damit

$$E_{\text{Tag},i} = 24 \cdot P_i. \quad (2)$$

Der Gesamtbedarf des Systems ist

$$E_{\text{Tag,ges}} = \sum_i E_{\text{Tag},i}. \quad (3)$$

Die Basistabelle dient als Ausgangspunkt für die erweiterte Bilanzierung. Im weiteren Verlauf wird zusätzlich der Eigenverbrauch der neuen Monitoring- und Ladegeräte berücksichtigt, sodass zwei Betriebsmodi vergleichbar bleiben:

- **Normalbetrieb:** kontinuierlicher Vollbetrieb aller relevanten Verbraucher,
- **Low-Power-Betrieb:** zyklische Aktivierung der Sensorik durch den Datenlogger (15 s aktiv / 45 s Standby

pro Minute), wodurch die durchschnittliche Leistungsaufnahme der Messperipherie reduziert wird.

Tabelle 1. Lastprofil des Basissystems (ohne Energiemanagement)

Komponente	Leistung (W)	Tag (Wh)	Jahr (kWh)
Ser[LOG]	4,20	100,80	36,79
Router (gemessen)	4,00	96,00	35,04
Niederschlag	6,00	144,00	52,56
Lufttemperatur	0,84	20,16	7,36
Bodentemperatur	0,00	0,00	0,00
Globalstrahlung	0,00	0,00	0,00
Blattnässe	0,01	0,24	0,09
Luftfeuchte	0,01	0,24	0,09
Wind	0,48	11,52	4,20
Summe (Normal)	15,54	372,96	136,13
Summe (Low Power)	6,89	165,24	60,31

4.3 Speicher- und Erzeugungsdimensionierung

Der Speicher besteht aus zwei parallel geschalteten 12,8-V-LiFePO₄-Batterien mit jeweils 60 Ah. Daraus ergibt sich die nominelle Speicherkapazität

$$E_{\text{Batt,nom}} = 2 \cdot 12,8 \text{ V} \cdot 60 \text{ Ah} = 1536 \text{ Wh}. \quad (4)$$

Bei 15 % Entladegrenze ergibt sich die theoretisch nutzbare Energie

$$E_{\text{Batt,nutz}} = E_{\text{Batt,nom}} \cdot (1 - 0,15) = 1305,6 \text{ Wh}. \quad (5)$$

Zur Plausibilisierung wird daraus eine vereinfachte Autonomieabschätzung ohne Nachladung abgeleitet. Für den Normalbetrieb mit 448,8 Wh/Tag ergibt sich

$$t_{\text{aut,normal}} = \frac{1305,6}{448,8} \approx 2,91 \text{ Tage}, \quad (6)$$

und für den Low-Power-Betrieb mit 241,08 Wh/Tag

$$t_{\text{aut,low}} = \frac{1305,6}{241,08} \approx 5,41 \text{ Tage}. \quad (7)$$

Diese Überschlagswerte ersetzen keine Jahreszeitsimulation, liefern aber eine konsistente Größenordnung für das Speicherdesign.

Für die Erzeugungsseite wurde ein 510-Wp-Generator in Kombination mit einem MPPT-Regler 100/50 ausgelegt [3, 5]. Die Auslegung berücksichtigt die Spannungsgrenzen des Reglers ebenso wie die Notwendigkeit, in strahlungsarmen Monaten nutzbare Ladeenergie zu generieren.

4.4 Simulation und Bewertungsgrößen

Zur Jahresbewertung wurde das PVGIS-Offgrid-Modell genutzt [2]. Die Eingaben lauten: Standort 50.095/8.217, PV-Leistung 510 Wp, Batteriekapazität 1536 Wh, Entladegrenze

15 %, Lastprofil 448,8 Wh/Tag sowie Ausrichtung $55^\circ/0^\circ$. Diese Parametrisierung entspricht dem implementierten Zielsystem und erlaubt eine direkte Rückbindung der Simulation an die reale Hardware.

Die Bewertung basiert auf den Kennwerten f_f , f_e , E_l und E_{miss} [2]. Ergänzend wird LPSP zur Einordnung verwendet:

$$\text{LPSP} = \frac{\sum_t E_{\text{def}}(t)}{\sum_t E_{\text{load}}(t)}. \quad (8)$$

Die Zielerreichung wird nicht binär, sondern als gradueller Robustheitsgewinn interpretiert. Als erfolgreich gilt die Erweiterung dann, wenn die Häufigkeit kritischer Entladezustände sinkt, die winterliche Unterversorgung abnimmt und gleichzeitig ein hoher Anteil regulärer Betriebstage ohne manuelle Eingriffe erreichbar ist.

Für die Zielbewertung werden die Kennzahlen wie folgt gelesen:

- f_f beschreibt den Anteil von Tagen mit voller Batterie,
- f_e quantifiziert Tage mit leerer Batterie und damit kritische Betriebszustände,
- E_l erfasst nicht nutzbare Überschussenergie,
- E_{miss} beschreibt die fehlende Energie als Unterversorgungsindikator.

4.5 Sensitivitäts- und Unsicherheitsbetrachtung

Da Offgrid-Ergebnisse sensitiv auf Last- und Randbedingungen reagieren, wurde zusätzlich eine deterministische Szenariobetrachtung durchgeführt. Dabei wurden vor allem folgende Größen variiert:

- Lastniveau (Normalbetrieb versus Low-Power),
- nutzbare Speicherkapazität über die gewählte SoC-Untergrenze,
- Betriebsmodus mit konstanten übrigen Randbedingungen.

Dieses Vorgehen dient nicht der globalen Optimierung, sondern der Einordnung, welche Eingangsgrößen die Winterlücke dominant beeinflussen.

Methodische Grenzen bleiben bestehen: PVGIS arbeitet mit klimatologischen Datensätzen, kurzfristige Extremereignisse werden nur begrenzt abgebildet, und Alterungsbeziehungsweise Temperatureffekte der Komponenten sind im Modell vereinfacht [2]. Die ausgewiesenen Kennzahlen sind deshalb als belastbare Planungsschätzung zu verstehen, deren endgültige Validierung im Feldbetrieb erfolgen muss.

4.6 Reproduzierbarkeit und Auswertungsablauf

Um die Ergebnisse nachvollziehbar zu halten, wurde der Auswertungsablauf in einer festen Reihenfolge durchgeführt. Zuerst wurden für alle relevanten Verbraucher Mittelwerte der Leistungsaufnahme festgelegt und in Tageslasten überführt. Danach wurde das erweiterte Lastprofil mit Eigenverbrauch

der Energiemanagementkomponenten gebildet. Im nächsten Schritt erfolgte die Parametrisierung des PVGIS-Offgrid-Modells mit den standortspezifischen Eingaben und der definierten SoC-Untergrenze. Abschließend wurden Jahres- und Monatskennzahlen gemeinsam ausgewertet und zwischen Normal- und Low-Power-Betrieb verglichen.

Dieser Ablauf entspricht inhaltlich den Empfehlungen zur strukturierten PV-Performanceanalyse, bei der Eingabedaten, Betriebszustand und Kennzahlenbildung klar voneinander getrennt dokumentiert werden [26]. Für eine spätere Feldvalidierung kann derselbe Prozess mit gemessenen Zeitreihen erneut angewendet werden, wodurch die Vergleichbarkeit zwischen Simulation und Betrieb erhalten bleibt.

5 Systemdesign und Umsetzung

Die neue Architektur (vgl. Abbildung 1) ersetzt das bisherige direkte Versorgungskonzept durch eine DC-Bus-Topologie mit zentraler Sammelschiene. Erzeuger, Speicher und Verbraucher sind über definierte Sicherheits- und Trennelemente angebunden. Diese Topologie reduziert den Verdrahtungsaufwand für spätere Erweiterungen und schafft klare Bilanzgrenzen am Speicherpfad.

Energiefluss und Kommunikation sind bewusst getrennt. Der aktualisierte Datenpfad ist in Abbildung 2 dargestellt. Auf der Datenseite fungiert das Cerbo GX als zentraler Aggregationsknoten. Es empfängt die meteorologischen Daten des Ser[LOG] sowie die Energiedaten der Victron-Komponenten über einen lokalen MQTT-Broker [16]. Gegenüber dem Ausgangssystem wurde die Datenkette um eine Store-and-Forward-Stufe erweitert. Eine Node-RED-Instanz auf dem Cerbo GX puffert die Datenströme in einer rate-limitierten Queue und überträgt sie gebündelt an den MQTT-Broker der Hochschul-VM. Der MQTT-Ingester abonniert dort die relevanten Topics und übernimmt mit SQLite-basierter Warteschlange und Retry-Logik die persistente Weiterverarbeitung in die InfluxDB. Diese Entkopplung erhöht die Übertragungssicherheit bei variabler WLAN-Verbindungsqualität, reduziert das Risiko von Datenverlusten bei temporären Verbindungsabbrüchen und verbessert die betriebliche Resilienz der Messkette.

Für die Erzeugung wurde ein Trina Solar Vertex S+ mit 510 Wp gewählt [3]. Die Laderegelung übernimmt ein Victron SmartSolar MPPT 100/50 [5]. Das Speichersystem besteht aus zwei parallel geschalteten Victron LiFePO₄ SuperPack-Batterien [4]. Für Monitoring und Aggregation wurden Cerbo GX und SmartShunt 500A integriert [6, 7]. Die zentrale Komponentenwahl lautet damit:

- PV-Generator: 510 Wp Trina Solar Vertex S+,
- Laderegler: Victron SmartSolar MPPT 100/50,
- Speicher: 2x 12,8 V / 60 Ah LiFePO₄,
- Monitoring: Cerbo GX und SmartShunt 500A.

Die Auswahl folgt jeweils derselben Logik: messtechnische Transparenz und betrieblich belastbare Funktion haben Vorrang vor minimalem Eigenverbrauch einzelner Komponenten.

Die Verkabelung wurde sternförmig um die Sammelschienen ausgeführt. Hauptstrompfade zwischen Batterie, Shunt, Sicherung und Busbar sind mit 16 mm² dimensioniert, der Ladestrompfad liegt bei 4–6 mm², Verbraucherzweige bei 1,5 mm². Ein zentraler Batterieschalter ermöglicht Wartungstrennung; eine 60-A-MEGA-Sicherung am Batteriepol schützt den Hauptverteiler. Damit sind sowohl Kurzschlussfall als auch Wartungsfall betrieblich klar abgedeckt.

Besonderes Gewicht erhält die Inbetriebnahmesequenz. Sie erfolgt in fünf Schritten:

1. mechanische Montage und spannungsfreie Vorverdrahtung,
2. Aufbau des Batteriekreises mit Shunt und Hauptsicherung,
3. Anschluss der Datenverbindungen,
4. stabiler DC-Systemstart,
5. Zuschaltung des PV-Moduls.

Die Reihenfolge Batterie vor PV ist für den MPPT-Regler funktional notwendig, da die Reglerinitialisierung die Batteriespannung als Referenz verwendet [5]; die zugehörigen Hauptpfade sind in Abbildung 1 dargestellt.

Tabelle 2. Lastprofil des erweiterten Systems (inkl. Victron-Komponenten)

Komponente	Leistung (W)	Tag (Wh)	Jahr (kWh)
Basissystem (Sensoren)	11,54	276,96	101,09
Router	4,00	96,00	35,04
Victron Cerbo GX	2,80	67,20	24,53
Victron SmartShunt	0,00	0,00	0,00
Victron MPPT 100/50	0,36	8,64	3,15
Summe (Normal)	18,70	448,80	163,81
Summe (Low Power)	10,05	241,08	87,99

Tabelle 2 zeigt, dass die Systemerweiterung den Grundverbrauch anhebt, zugleich aber die für den geregelten Betrieb notwendige Datengrundlage erzeugt. Diese Lastmehrung ist deshalb nicht isoliert als Nachteil zu interpretieren, sondern als Voraussetzung für eine belastbare Betriebsstrategie unter knappen Winterbedingungen.

6 Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in zwei komplementären Perspektiven dargestellt: zunächst als simulationsbasierte Jahres- und Saisonbewertung, anschließend als erste Feldvalidierung mit Realdaten aus den ersten 72 Betriebsstunden.

6.1 Simulationsergebnisse und Szenariovergleich

Die Offgrid-Simulation des erweiterten Systems zeigt im Jahresmittel eine hohe Versorgungssicherheit [2]. Die zentralen Kennzahlen lauten:

- $f_f = 71,18\%$ (Tage mit voller Batterie),
- $f_e = 7,48\%$ (Tage mit leerer Batterie),
- $E_l = 1160$ Wh/Tag (nicht nutzbare Überschussenergie),
- $E_{miss} = 164,37$ Wh/Tag (fehlende Energie).

Diese Kennzahlen sind gemeinsam zu lesen: Der Überschusswert von 1157 Wh/Tag zeigt, dass die Erzeugungsseite über weite Teile des Jahres ausreichende Reserven aufweist, während der Anteil leerer Batterietage auf eine ausgeprägt saisonale Verwundbarkeit hinweist. Das System ist damit weder global unterdimensioniert noch über alle Monate gleich stabil, sondern weist eine saisonale Winterlücke auf.

Die Monatsauswertung bestätigt diese Interpretation. Im Sommerhalbjahr liegt f_e praktisch bei null, in den Übergangsmonaten bleibt die Versorgung überwiegend stabil, und im Kernwinter steigt das Entladerisiko deutlich an [9, 10]. Besonders relevant sind Dezember und Januar, da dort mehrere aufeinanderfolgende Tage mit geringer Einstrahlung auftreten und die Batterie auch bei größerer Nennkapazität nicht zuverlässig nachgeladen wird.

Der Vergleich mit dem Low-Power-Szenario (241,08 Wh/Tag) zeigt einen ausgeprägten Einfluss auf die Verfügbarkeit. Die wichtigsten Unterschiede sind:

- f_e sinkt von 7,48 % auf 0,0 %,
- die Dezember-Ausfallwahrscheinlichkeit sinkt von 38,5 % auf 0,0 %,
- die fehlende Energie reduziert sich auf 0 Wh/Tag.

Damit wird quantitativ erkennbar, dass die Lastseite den ausschlaggebenden Beitrag zur Verfügbarkeit im Winterbetrieb liefert [2].

Zur besseren Einordnung der Saisonalität fasst Tabelle 3 die zentralen Monatsaussagen zusammen. Die Tabelle kombiniert die aus PVGIS berichteten kritischen Winterwerte mit den stabilen Bereichen in Sommer- und Übergangsmonaten.

Tabelle 3. Saisonale Einordnung der Unterversorgungswahrscheinlichkeit

Zeitraum	Normalbetrieb	Low-Power
April–September	$f_e \approx 0,0\text{--}0,2\%$	praktisch 0 %
März / Oktober	$f_e < 1\%$	praktisch 0 %
Dezember	$f_e = 38,5\%$	praktisch 0 %
Januar	$f_e = 29,2\%$	praktisch 0 %
Jahreswert	$f_e = 7,48\%$	praktisch 0 %

Die Tabelle zeigt, dass die Systemerweiterung zwei unterschiedliche Betriebszustände erzeugt: ein energieüberschüssiges Halbjahr und ein winterlich defizitgefährdetes Zeitfenster. Durch den Low-Power-Modus verschiebt sich dieses

Bild hin zu einem nahezu ganzjährig stabilen Betrieb, ohne dass dafür eine weitere Vergrößerung der PV-Nennleistung erforderlich ist.

Aus betrieblicher Sicht ergibt sich daraus eine Priorisierung. Der Hardwareausbau ist notwendig, um den Grundbetrieb energetisch abzusichern und Monitoringdaten zu erzeugen. Für die Erreichung hoher Verfügbarkeit im Winter ist jedoch ein regelbasiertes Lastmanagement erforderlich, das bei sinkendem SoC nicht kritische Verbraucher reduziert.

6.2 Erste Feldvalidierung (72 h)

Zur ersten Plausibilisierung der Systemauslegung wurden die Messdaten der ersten drei vollständigen Betriebstage nach dem Neuaufbau ausgewertet (2026-02-13 bis 2026-02-15). Die Datengrundlage bilden Zeitreihen aus Cerbo GX und SmartShunt für Batteriezustand, Batterieflussleistung und PV-Leistung. Für die Tagesbilanz wurde die Batterieflussleistung zeitlich integriert und in Lade- und Entladeanteile getrennt.

Die Auswertung zeigt an allen drei Tagen ein stabiles Betriebsbild mit hoher Ladezustandsreserve. Am 13.02. lag der SoC zwischen 93,2 % und 100,0 % und endete bei 97,1 %. Am 14.02. lag der SoC zwischen 93,1 % und 100,0 % und endete bei 97,1 %. Am 15.02. lag der SoC zwischen 93,9 % und 100,0 % und endete bei 96,9 %. Damit blieb das System in allen Fällen deutlich oberhalb kritischer Entladebereiche.

Auch der Leistungsfluss folgt dem erwarteten Tagesgang. In der Nacht wurde an allen drei Tagen eine nahezu konstante Entladeleistung von rund 8,0 W beobachtet, während tagsüber positive Batterieflussleistungen dominierten. Am 13.02. lag die PV-Spitzenleistung bei 412 W bei einer Nettotagesbilanz von +324,0 Wh. Am 14.02. erreichte die PV-Spitze bei überwiegend bedecktem Himmel 116 W; die Nettobilanz lag mit $-0,7$ Wh nahezu bei null. Am 15.02. wurden 181 W PV-Spitzenleistung und eine Nettobilanz von +85,7 Wh gemessen.

Tabelle 4. Kennzahlen der ersten 72 h Feldbetrieb

Kennzahl	13.02.	14.02.	15.02.
Datensätze [n]	106	108	112
SoC min [%]	93,2	93,1	93,9
SoC max [%]	100,0	100,0	100,0
SoC Tagesende [%]	97,1	97,1	96,9
PV-Leistung max [W]	412	116	181
PV-Fenster ($P > 0$)	08:09–17:24	08:54–16:54	08:09–16:39
Ladeenergie [Wh]	440,2	135,2	211,2
Entladeenergie [Wh]	116,2	135,9	125,5
Nettobilanz [Wh]	+324,0	-0,7	+85,7
Nachtmittel Bat.-fluss [W]	-7,93	-8,00	-8,03

Der 14.02. zeigt als einstrahlungsarmer Tag mit nahezu neutraler Nettobilanz ($-0,7$ Wh), dass die Grundlastversorgung auch bei geringer PV-Erzeugung ohne nennenswerten

SoC-Verlust aufrechterhalten wurde. Für die initiale Feldvalidierung sind alle drei Tage als vorläufige Evidenz geeignet: Das System zeigt stabile Grundlastversorgung, überwiegend positive Tagesenergiebilanzen und keine Annäherung an kritische SoC-Zonen.

7 Diskussion

Die Diskussion verknüpft die simulationsgestützte Jahresbewertung mit den ersten Realmessungen und ordnet die Aussagekraft beider Evidenztypen methodisch ein.

7.1 Verknüpfung von Simulation und erster Realmessung

Die Ergebnisse sind konsistent mit Befunden zu netzfernen PV-Systemen in gemäßigten Breiten, in denen Sommerüberschüsse und winterliche Defizite parallel auftreten können [10, 9]. Für die vorliegende Station zeigt sich dieser Effekt in der Kombination aus hoher Volladewahrscheinlichkeit über das Jahr und gleichzeitig erhöhtem Entladerisiko im Kernwinter.

Die 72-h-Feldvalidierung aus Abschnitt 6.2 ergänzt diese Simulationsergebnisse um eine erste Betriebsbeobachtung unter Realbedingungen. Alle drei Tage zeigen SoC-Werte von 93,1 % bis 100,0 % sowie überwiegend positive Tagesbilanzen, was mit der simulierten Erwartung für nicht-kritische Wintertage vereinbar ist. Der einstrahlungsarme 14.02. mit nahezu ausgeglichener Bilanz ist dabei konsistent mit der erwarteten Grundlastdeckung. Gleichzeitig bestätigt die kurze Messdauer nicht die saisonale Verfügbarkeit über längere Schlechtwetterperioden. Die Feldmessung stützt daher die technische Grundfunktion des Aufbaus, ersetzt jedoch nicht die jahreszeitliche Bewertung.

Die Gegenüberstellung von Normal- und Low-Power-Betrieb unterstützt die in der Literatur beschriebene Rolle der Lastseite als zentraler Verfügbarkeitshebel [13, 12]. Eine weitere Skalierung von PV und Speicher kann Defizite reduzieren, adressiert aber die Ursache langer Schlechtwetterphasen nur begrenzt. Lastmanagement wirkt in diesen Phasen unmittelbar auf die Defizitgröße und verbessert damit die operative Robustheit [11].

7.2 Methodische Grenzen und Übertragbarkeit

Methodisch ist zu beachten, dass PVGIS klimatologische Mittelwerte und typische Verteilungen abbildet. Die wichtigsten Einschränkungen sind:

- kurzfristige Extremereignisse werden nur näherungsweise erfasst,
- außergewöhnliche Verschattungssituationen sind nicht vollständig modelliert,
- Alterungs- und Temperatureffekte werden vereinfacht behandelt.

Die ausgewiesenen Kennzahlen sind daher als Planungsindikatoren mit begrenztem Prognosebereich und nicht als exakte Vorhersage einzelner Tage zu interpretieren [2].

Für die externe Übertragbarkeit ist die Vorgehensweise dennoch gut geeignet: Wenn lokale Lastmessungen und standortspezifische Einstrahlungsdaten verfügbar sind, kann der gleiche Bewertungsprozess auf andere autonome IoT-Installationen angewendet werden. Die methodische Kernidee bleibt dabei unverändert, nämlich Erzeugung, Speicher und Lastseite im selben Bilanzrahmen auszulegen.

Für die Wirtschaftlichkeits- und Auslegungsdiskussion ist außerdem relevant, dass hybride Optimierungsarbeiten wiederholt auf die Grenzen einer reinen Komponentenskalierung verweisen. Zusätzliche PV-Leistung erhöht in vielen Fällen vor allem Überschussenergie, während die kritischen Winterereignisse nur begrenzt sinken, sofern das Lastprofil unverändert bleibt [22, 23, 25]. Dieses Muster stimmt mit den hier beobachteten Ergebnissen überein und unterstützt die Entscheidung, den operativen Schwerpunkt auf regelbasiertes Lastmanagement zu legen.

8 Fazit und Ausblick

Die Arbeit zeigt, dass die energetische Autarkie der Campus-Wetterstation durch die Neuauslegung auf 510 Wp PV-Leistung und 1536 Wh Speicherkapazität erhöht werden kann. Für den Normalbetrieb bleibt im Kernwinter eine Versorgungslücke bestehen, die durch zusätzliche Erzeugungsleistung allein nur begrenzt adressiert wird. Ein zusätzlicher Verfügbarkeitsgewinn entsteht in den betrachteten Szenarien aus der Kopplung von Hardwareausbau und lastseitiger Betriebsstrategie.

Für den weiteren Ausbau ist die Automatisierung des Low-Power-Modus ein naheliegender nächster Schritt. Das Cerbo-GX-System auf Venus OS bietet Integrationspunkte für regelbasierte Schaltlogiken, mit denen nicht kritische Verbraucher bei unterschrittenen SoC-Schwellen automatisch reduziert werden können [6]. Damit würde der derzeit konzeptionelle Betriebsmodus in einen reproduzierbaren Regelbetrieb überführt.

Ein weiterführender Entwicklungspfad ist der Ersatz des proprietären Datenloggers (Ser[LOG]) durch eine offene, modulare I/O-Architektur, beispielsweise auf Basis MQTT-fähiger Relais- und Gateway-Module. Dadurch wäre eine feingranulare Laststeuerung auf Sensorebene („Sensor Power Gating“) realisierbar, sodass einzelne Messpfade abhängig vom Ladezustand priorisiert oder temporär deaktiviert werden können. Der technische Vorteil läge in einer reduzierten Herstellerabhängigkeit und einer höheren Flexibilität bei der Umsetzung von Energiemanagementstrategien.

Dem steht ein erheblicher Migrationsaufwand gegenüber. Funktionen, die im Ser[LOG] nativ bereitgestellt werden, insbesondere SDI-12-Kommunikation, Windvektorberechnung und abgeleitete meteorologische Kenngrößen wie der

Taupunkt, müssten in einer Middleware (z. B. Node-RED) reproduzierbar implementiert und qualitätsgesichert werden. Ein solcher Übergang ist daher weniger als Hardwaretausch zu verstehen, sondern als schrittweise Neuentwicklung der Messwertverarbeitung mit klaren Validierungs- und Vergleichstests zum Bestandssystem.

Die nächste Validierungsstufe sollte auf realen Zeitreihen basieren. Dafür sind insbesondere folgende KPIs kontinuierlich zu erfassen:

- SoC-Verlauf und Entladetiefe,
- Lastprofil je Betriebsmodus,
- Lade- und Defizitenergie,
- dokumentierte Ausfallereignisse.

Erst durch diesen Abgleich kann die Simulation kalibriert und der verbleibende Modellfehler quantitativ ausgewiesen werden. Auf dieser Grundlage lässt sich anschließend entscheiden, ob eine weitere Hardwareanpassung notwendig ist oder ob die angestrebte Verfügbarkeit bereits über softwareseitige Laststeuerung erreicht wird.

Die vorliegende Feldvalidierung umfasst 72 Stunden und ist damit als Initialvalidierung zu verstehen. Eine saisonale Verifikation der Winterverfügbarkeit erfordert längere Messreihen über mehrere strahlungsarme Perioden.

Data Availability Statement

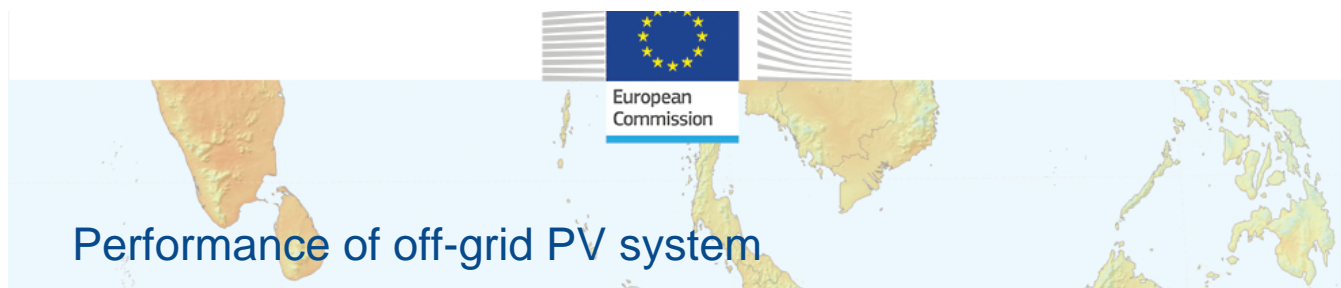
Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Betriebs- und Monitoringdaten der Campus-Wetterstation sind über das Projektportal der Hochschule RheinMain öffentlich zugänglich [28]. Die in den Ergebnissen ausgewerteten Tagesdatensätze (CSV-Export) sind auf Anfrage bei den Autoren verfügbar.

Literatur

- [1] N. Lammel. *CampusWetterstation Bachelorarbeit*. Bachelorarbeit, Hochschule RheinMain, 2024.
- [2] European Commission, Joint Research Centre (JRC). *PVGIS-5 Estimates of Solar Electricity Generation: Performance of Off-grid PV System*. Report generated on 2026-02-09. Available online: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- [3] Trina Solar. *Vertex S+ NEG18R.28 485–510 W Datasheet*. Version TSM_EN_2024_APAC_B, 2024. Available online: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Vertex%20S+_NEG18R.28-20_485-510%20EN_2024_APAC_B_web.pdf
- [4] Victron Energy. *Datasheet 12,8V & 25,6V Lithium SuperPack*. Technical Datasheet, 2024. Available online: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-12,8V-&-25,6-Lithium-SuperPack-DE.pdf>
- [5] Victron Energy. *SmartSolar MPPT 100/30 & 100/50 Manual*. Manual (DE), Rev. 07, 2024. Available online: https://www.victronenergy.com/upload/documents/Manual_SmartSolar_MPPT_100-30__100-50/29694-MPPT_solar_charger_manual-pdf-de.pdf
- [6] Victron Energy. *Ekrano GX / Venus GX / Cerbo GX / Cerbo-S GX Manual*. Manual (DE), 2025. Available online: https://www.victronenergy.com/upload/documents/Cerbo_GX/140558-Ekrano_GX__Venus_GX__Cerbo_GX__Cerbo-S_GX_Manual-pdf-de.pdf
- [7] Victron Energy. *Manual: BMV and SmartShunt (SmartShunt IP65)*. Manual (DE), 2025. Available online: https://www.victronenergy.com/upload/documents/Manual_BMV_and_SmartShunt_IP65.pdf

- victronenergy.com/upload/documents/SmartShunt_IP65/9172-Manual_BMV_and_SmartShunt-pdf-de.pdf
- [8] LAMBRECHT meteo. *Ser[LOG] / Ser[LOG] Plus / Ser[LOG]-NAV / Ser[LOG]-NAV-MIL Manual*. Manual, Version 5, 2024. Available online: https://api.lambrecht.net/upload/manuals/95770_SerLOG_NAV_MIL_Betriebsanleitung_7.pdf
- [9] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella. *A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa*. *Solar Energy*, 86(6):1803–1815, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>
- [10] M. Sári, T. A. Huld, E. D. Dunlop, and H. A. Ossenbrink. *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*. *Solar Energy*, 81(10):1295–1305, 2007. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.12.007>
- [11] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang. *Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm*. *Solar Energy*, 82(4):354–367, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.08.005>
- [12] G. Strbac. *Demand side management: Benefits and challenges*. *Energy Policy*, 36(12):4419–4426, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>
- [13] P. Palensky and D. Dietrich. *Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads*. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3):381–388, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>
- [14] G. L. Plett. *Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs: Part 2. Modeling and identification*. *Journal of Power Sources*, 134(2):262–276, 2004. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.02.032>
- [15] X. Hu, S. Li, and H. Peng. *A comparative study of equivalent circuit models for Li-ion batteries*. *Journal of Power Sources*, 198:359–367, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.10.013>
- [16] A. Banks and R. Gupta. *MQTT Version 3.1.1*. OASIS Standard, 29 October 2014. Available online: <https://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v3.1.1/os/mqtt-v3.1.1-os.html>
- [17] S. Piller, M. Perrin, and A. Jossen. *Methods for state-of-charge determination and their applications*. *Journal of Power Sources*, 96(1):113–120, 2001. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(01\)00560-2](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00560-2)
- [18] T. Eser and P. L. Chapman. *Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques*. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2):439–449, 2007. DOI: <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230>
- [19] R. Rawat and S. S. Chandel. *Review of Maximum-Power-Point Tracking Techniques for Solar-Photovoltaic Systems*. *Energy Technology*, 1(8):438–448, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1002/ente.201300053>
- [20] A. Anurag, S. Bal, S. Sourav, and M. Nanda. *A review of maximum power-point tracking techniques for photovoltaic systems*. *International Journal of Sustainable Energy*, 35(5):478–501, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1080/14786451.2014.918979>
- [21] T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian. *A review of photovoltaic systems size optimization techniques*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22:454–465, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.023>
- [22] H. Belmili, M. Haddadi, S. Bacha, M. F. Almi, and B. Bendib. *Sizing stand-alone photovoltaic-wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:821–832, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.011>
- [23] A. Kaabeche and R. Ibtiouen. *Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system*. *Solar Energy*, 103:171–182, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.017>
- [24] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche. *A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system*. *Energy Policy*, 35(11):5708–5718, 2007. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.020>
- [25] K. Anoune, M. Ghazi, M. Bouya, A. Lakhnizi, M. Ghazouani, A. Ben Abdellah, and A. Astito. *Optimization and techno-economic analysis of photovoltaic-wind-battery based hybrid system*. *Journal of Energy Storage*, 32:101878, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101878>
- [26] BSI British Standards. *Photovoltaic system performance monitoring. Guidelines for measurement, data exchange and analysis*. Standard record corresponding to IEC 61724. DOI: <https://doi.org/10.3403/01549027>
- [27] World Meteorological Organization (WMO). *Guide to Instruments and Methods of Observation (WMO-No. 8), Volume I – Measurement of Meteorological Variables*. 2024. DOI: <https://doi.org/10.59327/wmo/cimo/1>
- [28] CampusWetterstation HSRM. *Projektportal: Live- und Historiendaten der CampusWetterstation*. Available online: <https://wetterstation.cs-hs-rm.de/> Accessed: 2026-02-13.

A PVGIS-Simulationsberichte

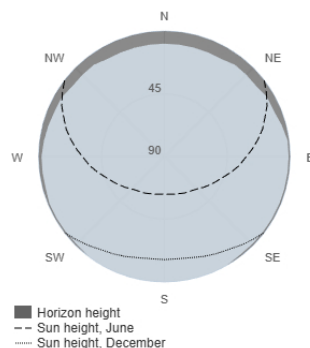


PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

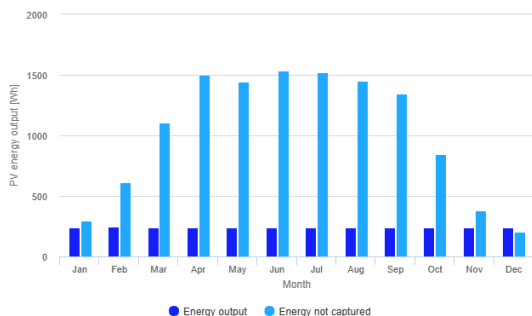
Provided inputs

Latitude/Longitude:	50.095,8.217	Slope angle:	55 °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	0 °
Database used:	PVGIS-SARAH3	Simulation outputs	
PV installed:	510 Wp	Percentage days with full battery:	86.37 %
Battery capacity:	1536 Wh	Percentage days with empty battery:	0 %
Cutoff limit:	15 %	Average energy not captured:	1182.37 Wh
Consumption per day:	241.08 Wh	Average energy missing:	0 Wh

Outline of horizon at chosen location:



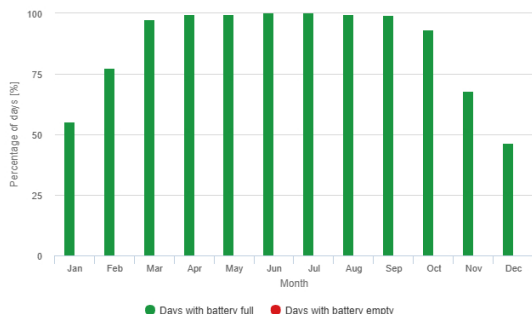
Power production estimate for off-grid PV:



Monthly average performance

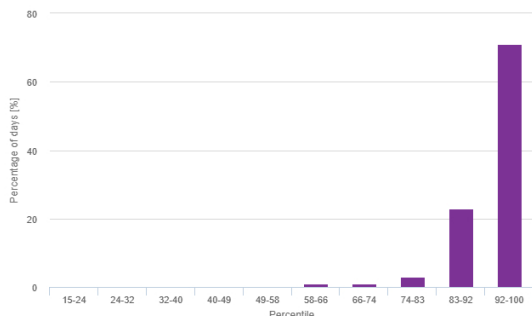
Month	E_d	E_l	f_f	f_e
January	241.4	293.4	55.1	0.0
February	245.0	610.9	77.4	0.0
March	241.3	1104.9	97.6	0.0
April	241.2	1498.9	99.7	0.0
May	241.2	1441.6	99.7	0.0
June	241.2	1533.9	100.0	0.0
July	241.0	1524.2	100.0	0.0
August	240.9	1453.1	99.7	0.0
September	240.8	1345.9	99.5	0.0
October	240.7	847.9	93.4	0.0
November	237.1	380.4	68.1	0.0
December	241.0	206.2	46.4	0.0

Battery performance for off-grid PV system:



E_d: Average energy production per day [Wh/day].
 E_l: Average energy not captured per day [Wh/day].
 f_f: Percentage of days when battery became full [%].
 f_e: Percentage of days when battery became empty [%].

Probability of battery charge state at the end of the day:



Cs	Cb
15-24	0.0
24-32	0.0
32-40	0.0
40-49	0.0
49-58	0.0
58-66	1.0
66-74	1.0
74-83	3.0
83-92	23.0
92-100	71.0

Cs: Charge state at the end of each day [%].
 Cb: Percentage of days with this charge state [%].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

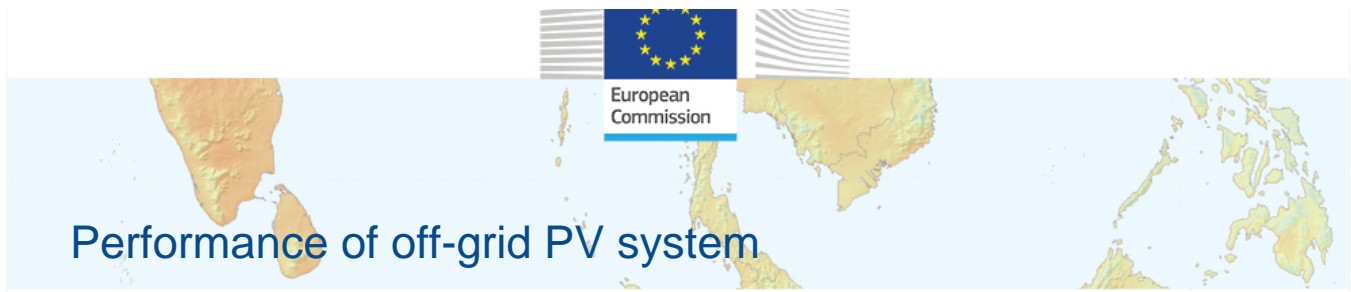
For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2026.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2026/02/17

Abbildung 3. PVGIS-Offgrid-Bericht für den Low-Power-Betrieb (241 Wh/Tag).

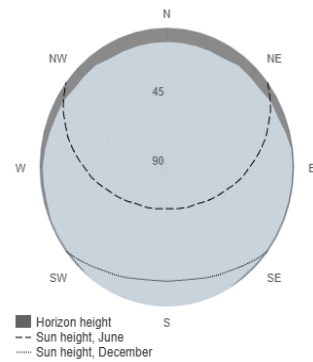


PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

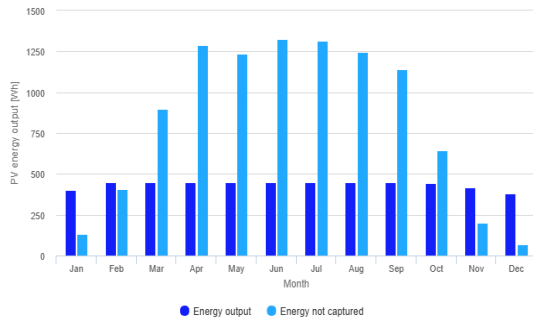
Provided inputs

Latitude/Longitude:	50.095,8.217	Slope angle:	55 °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	0 °
Database used:	PVGIS-SARAH3	Simulation outputs	
PV installed:	510 Wp	Percentage days with full battery:	71.18 %
Battery capacity:	1536 Wh	Percentage days with empty battery:	7.48 %
Cutoff limit:	15 %	Average energy not captured:	1160.22 Wh
Consumption per day:	448.8 Wh	Average energy missing:	164.37 Wh

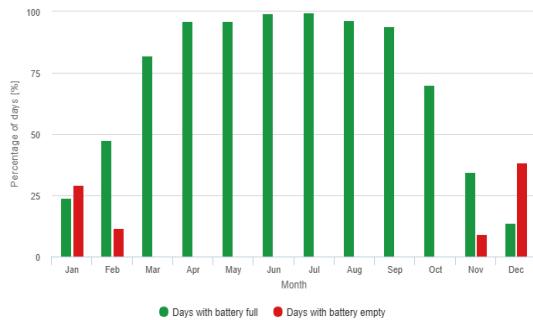
Outline of horizon at chosen location:



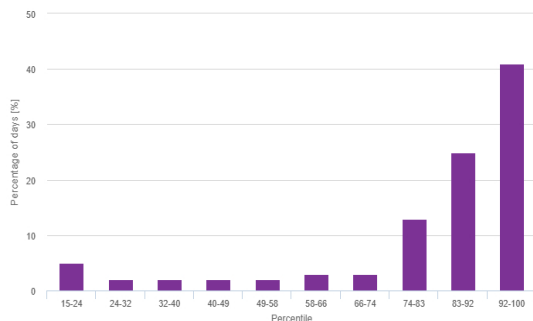
Power production estimate for off-grid PV:



Battery performance for off-grid PV system:



Probability of battery charge state at the end of the day:



Monthly average performance

Month	E_d	E_l	f_f	f_e
January	401.3	133.5	23.9	29.2
February	451.3	404.5	47.4	11.7
March	450.9	895.3	82.2	0.0
April	449.2	1290.9	96.1	0.0
May	449.0	1233.8	96.1	0.2
June	448.9	1326.2	99.5	0.0
July	448.7	1316.5	99.5	0.0
August	448.5	1245.5	96.6	0.0
September	447.9	1138.8	94.0	0.0
October	445.1	643.5	70.0	0.5
November	417.6	200.1	34.6	9.3
December	380.8	66.4	13.6	38.5

E_d: Average energy production per day [Wh/day].
 E_l: Average energy not captured per day [Wh/day].
 f_f: Percentage of days when battery became full [%].
 f_e: Percentage of days when battery became empty [%].

Cs	Cb
15-24	5.0
24-32	2.0
32-40	2.0
40-49	2.0
49-58	2.0
58-66	3.0
66-74	3.0
74-83	13.0
83-92	25.0
92-100	41.0

Cs: Charge state at the end of each day [%].
 Cb: Percentage of days with this charge state [%].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2026.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2026/02/17

Abbildung 4. PVGIS-Offgrid-Bericht für den Normalbetrieb (448,8 Wh/Tag).