JOANNEUM RESEARCH LIFE
Institut für Klima, Energie und Gesellschaft

klima+ energie fonds

Agri-Photovoltaik Obstbau

Monitoringkonzept und wissenschaftliche Projektbegleitung

Manuel Strohmaier
Dominik Kortschak
Michael Kernitzkyi
Franz Prettenthaler

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik“ durchgeführt.

This project is funded by the Climate and Energy Fund and is carried out under the program "Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik"

Graz, November 2024

INHALTSVERZEICHNIS

1 EINLEITUNG 1

2 AP1 - LEISTUNGSVERGLEICHE AGRI-PV UND EINRICHTUNG EINES DASHBOARDS 2

2.1 Technische Implementation des Dashboards 2

2.2 Dashboard Komponenten 3

2.2.1 PV-Vorhersage, Strahlungsprognose und Berechnung des potentiellen Ertrages der PV-Anlagen 4

2.3 Erzeugung im Beobachtungszeitraum 12

2.4 Leistungsvergleich der PV-Anlagen 13

2.4.1 Ausgangslage 13

2.4.2 Simulierte Leistungsvergleiche 14

2.4.3 Reale Leistungsvergleiche 18

3 AP2 - MONITORING UND OPTIMIERUNG DER SYSTEMINTEGRATION 23

3.1 Allgemeines 23

3.2 Empirische Ergebnisse für den viertelstündlichen Verbrauch 24

3.3 Modellschätzung zur Produktionsberechnung und Modellqualität 26

3.4 Monatsweise Gegenüberstellung von Verbrauch und Produktion 31

3.4.1 Jänner 32

3.4.2 Februar 33

3.4.3 März 34

3.4.4 April 35

3.4.5 Mai 36

3.4.6 Juni 37

3.4.7 Juli 38

3.4.8 August 39

3.4.9 September 40

3.4.10 Oktober 41

3.4.11 November 42

3.4.12 Dezember 43

3.5 Berechnungen zur Nutzung optimalen Auslegung einer Batterie 44

4 AP3 - SCREENING ZUR ÜBERTRAGBARKEIT DER UNTERSUCHTEN SYSTEME UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON GESAMTENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN ASPEKTEN 47

4.1 Ziel 47

4.2 Methodik 47
4.3 Kriterienkatalog 47
4.4 Quantifizierungsschema 48
4.5 Datenprozessierung 48
4.5.1 Automatisierte Bestimmung der Ausrichtung der Pflanzenreihen von Obstkulturen 49
4.5.2 Berechnung der potentiellen Einspeiseleistung 51
4.5.3 Nähe zu Verbrauchern 52
4.5.4 Nähe zu bestehenden Energiegemeinschaften 52
4.5.5 Strompreis und PV-Ertrag 53
4.5.6 Kultur 53
4.5.7 Maximal zulässige Einspeiseleistung 53
4.5.8 Netzzutrittspauschale 54
4.5.9 Netzkapazität 54
4.6 Ergebnisse 55
4.6.1 Ergebnisauszug aus dem Raum Leutschach an der Weinstraße 55
4.6.2 Gesamtanalyse Steiermark 57
4.7 Explorative Clusteranalyse 61
4.8 Zusammenfassung AP3 64
5 FAZIT UND AUSBLICK 65
6 LITERATURVERZEICHNIS 67

1 EINLEITUNG

Die steigenden Anforderungen an eine nachhaltige und effiziente Energieerzeugung erfordern innovative Ansätze, die sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile vereinen. Das vorliegende Projekt widmet sich der umfassenden Analyse und Weiterentwicklung von Agri-Photovoltaikanlagen (Agri-PV) und untersucht deren Potenzial, erneuerbare Energien in landwirtschaftlichen Betrieben effizient zu integrieren. Ein zentrales Ziel des Projekts ist, die Entwicklung eines detaillierten Monitoringkonzepts, das nicht nur die Funktionsweise und Leistung verschiedener PV-Anlagen erfasst, sondern auch deren Auswirkungen auf die Systemintegration am Standort analysiert. Diese systematische Datenerhebung bildet die Grundlage für Optimierungsvorschläge, die im Laufe des Projekts erarbeitet werden.

Der Fokus liegt dabei auf der wissenschaftlichen Begleitung und dem Leistungsvergleich unterschiedlicher Anlagentypen, darunter speziell konzipierte Agri-PV-Anlagen mit variabler Lichtdurchlässigkeit. Ein eigens entwickeltes Dashboard ermöglicht die Visualisierung und Analyse relevanter Daten wie Einspeisewerten, Stromverbrauch und Wetterbedingungen. Aufbauend auf diesen Informationen werden Optimierungspotenziale identifiziert, um den Eigenverbrauch zu steigern und die Netzbelastung zu minimieren.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Übertragbarkeit der entwickelten Systeme auf die steirischen Obst-Dauerkulturen. Durch die Erstellung eines Kriterienkatalogs und die Analyse potenzieller Standorte sollen die entwickelten Lösungen auf andere Flächen angewendet werden können. Mit der Verbindung von technologischer Innovation, datengetriebenem Monitoring und praxisorientierten Anwendungen leistet das Projekt einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung der Agri-PV-Technologie und zur Erreichung der Klimaziele.

2 AP1 - LEISTUNGSVERGLEICHE AGRI-PV UND EINRICHTUNG EINES DASHBOARDS

2.1 Technische Implementation des Dashboards

Die Visualisierung von Energieerzeugung und -verbrauch erfolgt über ein Web-Dashboard, das unter agripv.joanneum.at abrufbar ist. Hier werden alle Erzeugungsdaten der PV-Anlagen gesammelt und sowohl die Einspeisung der PV-Anlagen ins Netz als auch der Gesamtverbrauch des Areals mithilfe von Daten der Trafostation visualisiert. Das Dashboard bietet einen übersichtlichen Gesamtüberblick über die wichtigsten Kennzahlen und zeigt den Eigenversorgungsgrad des Areals anhand von Grafiken und Diagrammen. Neben der historischen Energiebilanz wird eine Last- und PV-Prognose für die nächsten 3 bis 10 Tage bereitgestellt. Außerdem werden der aktuelle und historische Stromverbrauch des Areals, der PV-Bezug sowie der Netzbezug dargestellt. Der Zugang zum Portal erfolgt über ein Login-System, und zur besseren Verständlichkeit sind alle Diagramme mit einer Hilfestellung ausgestattet.

Das Grundgerüst der Programmierung der Applikation bildet ein sogenannter **PERN** stack. Als Datenbank dient **P**ostgreSQL, als REST Backend Framework **E**xpress, GUI Framework **R**eact und als Webserver **N**odeJS. Die Applikation wird auf einem Ubuntu 20 Server der JOANNEUM RESEARCH gehostet und zur Gewährleistung der Stabilität, alle Services mit Icinga2 überwacht. Zusätzlich zur graphischen Benutzeroberfläche wurde eine Programmierschnittstelle (API) entwickelt, mit der es einfach und standardisiert möglich ist, alle visualisierten Ergebnisse automatisiert abzufragen. Die Applikation wurde so programmiert, dass Endgeräte wie Standrechner, Tablets und Mobiltelefone unterstützt werden.

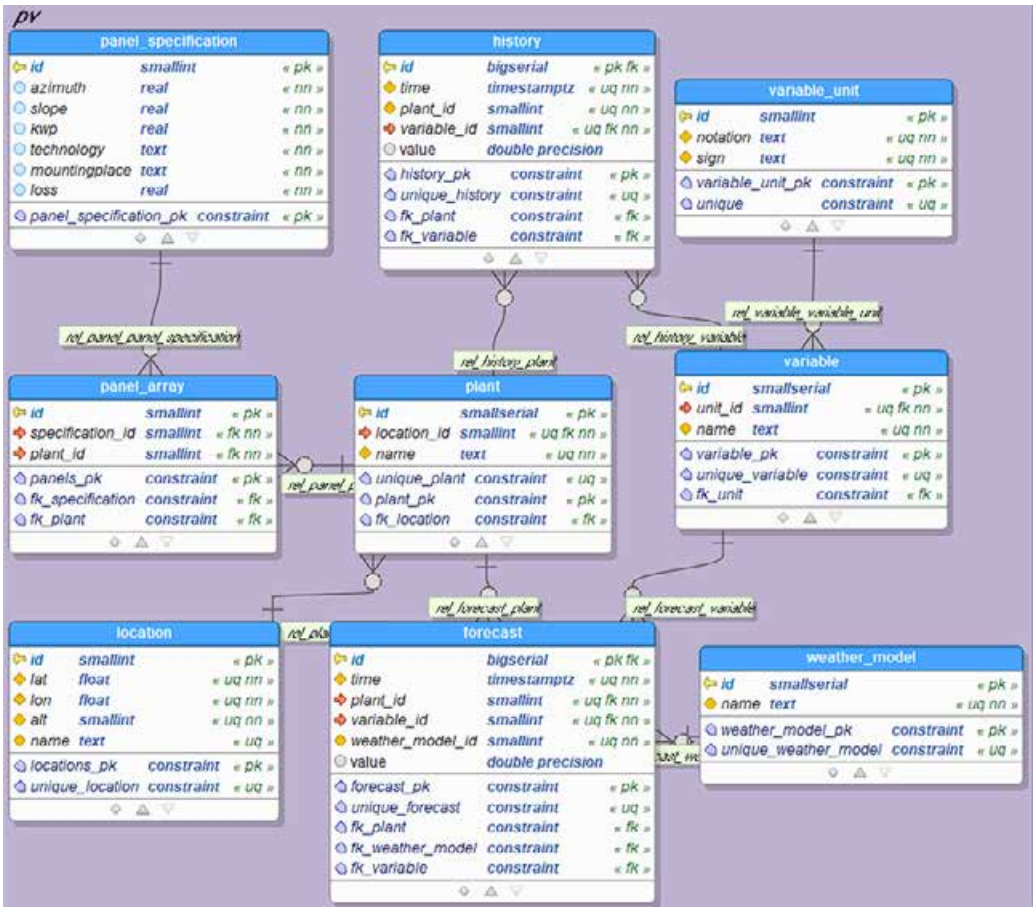


Abbildung 1: PostgreSQL Datenbankstruktur.

2.2 Dashboard Komponenten

Neben der Visualisierung von Wetterdaten, Stromverbrauchsdaten und historischer PV-Erzeugung, wird zusätzlich über das Dashboard, die zukünftige PV-Erzeugung pro Anlage berechnet und dargestellt. Diese Forecasts können im operativen Betrieb die Optimierung von Regelsystemen am Areal unterstützen. So können zum Beispiel in intelligent gesteuerten Gebäuden oder Energiegemeinschaften, Lastspitzen verschoben und der Eigenbedarf optimiert werden. Gewisse Einheiten werden besonders dann mit PV-Energie versorgt, wenn auch das Erzeugungspotential hoch ist. Eine in gewisser Hinsicht träge Baukernaktivierung soll an Tagen mit besonders hoher PV-Erzeugung stattfinden und einen flexiblen Puffer für kommende, potentiell schwache Strahlungstage darstellen. Da solche Systeme zukünftig eine relevante Rolle spielen werden, gilt es das PV-Ertragspotential so gut wie möglich auf Tagesbasis in 15-minütiger Auflösung vorherzusagen.

Wie hoch das Potential von PV-Anlagen letztendlich ist, hängt neben der Abschattung durch umliegende Objekte und der Jahres-/Tageszeit, auch von Faktoren wie den physikalischen Eigenschaften des PV-Systems und besonders vom Wetter ab. Letzteres ist vor allem die Strahlung bzw. Bewölkung betreffend schwierig zu prognostizieren, was eine Analyse unterschiedlicher Methoden und die Implementation von hybriden Modellen nötig macht.

Im nachfolgenden Abschnitt wird die Berechnung der Sonneneinstrahlung und des potentiellen PV-Ertrages näher erläutert und Methoden zu PV-Ertragsvorhersagen aufgearbeitet.

2.2.1 PV-Vorhersage, Strahlungsprognose und Berechnung des potentiellen Ertrages der PV-Anlagen

Um Performanceanalysen für PV-Anlagen durchzuführen benötigt es neben der bekannten Peak-Leistung auch den potentiellen PV-Ertrag bei idealen Wetterbedingungen (mäßig warmer wolkenenloser Tag mit geringer Luftfeuchtigkeit). Basis zur Abschätzung des potentiellen Ertrages bildet die Strahlungsprognose und die damit einhergehenden Abschattungen der Sonne durch umliegende Objekte und Wolken.

Um die Abschattung von PV-Anlagen durch statische Objekte, sowie allgemeine PV-Vorhersagen zu berechnen, können statistische sowieso physikalische Methoden eingesetzt werden. Physikalische Methoden berechnen den potentiellen PV-Ertrag hauptsächlich auf Basis der physikalischen Eigenschaften der PV-Anlage, wie Neigung, Ausrichtung, Leistungsverlust, Montageart und Technologie, sowie aufgrund der Abschattung durch umliegende Objekte, wie Gebäude oder Vegetation. Wie bereits ersichtig, ist für die physikalische Modellierung ein Satz von Eingangsparameter notwendig, der nicht immer leicht zu definieren ist. Im Gegensatz dazu bedienen sich statistische Modelle rein den Zeitreihendaten. Verknüpft mit Wetterdaten kann ein idealer Tagesgang auf Basis der PV-Erzeugung und den Wettervariablen modelliert werden. Vorteil dabei ist, dass keine physikalischen Parameter bekannt sein müssen. Liegt jedoch eine zu geringe Zeitreihe vor, kann dies für statistische Modelle als größter Nachteil betrachtet werden. In folgendem Abschnitt soll die physiaklische Methode, sowieso ein Satz von statistischen Modellen zur Anwendung kommen und analysiert werden.

2.2.1.1 Physikalische Modellierung

Die Stralhungsvorhersagegrößen, diffuse horizontale Bestrahlungsstärke (DHI), direkte normale Bestrahlungsstärke (DNI) und globale horizontale Bestrahlungsstärke (GHI) hängen vom Sonnenstand und der Jahreszeit, der Atmosphäre, insbesondere den Wolken und dem Wasserdampfgehalt der Luft und den umgebenden Objekten ab, die vor allem durch Verschattung und Reflexion beeinflusst werden. Um all diese Faktoren genau abbilden zu können und eine zuverlässige Vorhersage zu erstellen, wurde ein System aufgebaut, das verschiedene vorhandene Komponenten zusammenführt und auf der Grundlage von Wettervorhersagen und einem digitalen Oberflächenmodell präzise Strahlungsvorhersagen mit einer Auflösung von 1m ableitet. Damit ist es möglich, die Energie in W/m² für jeden Punkt auf einer Fläche zu einer bestimmten Tageszeit zu bestimmen.

Datengrundlage bildet ein Oberflächenmodell welches sich von einer oder mehreren LiDAR Aufnahmen ableitet. LiDAR (Light Detection and Ranging) ist eine optische Fernerkundungstechnik, bei der die Erdoberfläche mit Laserlicht abgetastet wird, um hochgenaue X-, Y- und Z-Werte zu erhalten. Die so ermittelten Punktwolken werden nach der LiDAR-Datenerfassung nachbearbeitet und in ein hochgenaues georeferenziertes XYZ-Koordinatensystem integriert, indem die Laserzeitdauer, der Laserscanwinkel, die GPS-Position und die INS-Informationen analysiert werden. Aus diesen Punktwolken werden dann Fernerkundungsprodukte wie digitale Oberflächenmodelle (DSM) erstellt. Der große Vorteil gegenüber reinen 3D-Modellen ist das meist offene Datenformat (TIFF), die einfache Verfügbarkeit und Integration. Nachteile sind einzelne Ungenauigkeiten in den 3D-Objekten und die Notwendigkeit der manuellen Anpassung bei der Modifikation bestehender Strukturen.

Die Berechnung der Strahlung erfolgt über 3 Faktoren: 1) Berechnung des Fluss-Transfer-Koeffizienten einer leeren Szene, 2) Berechnung des Verschattungsgrads jedes Himmelssegments, 3) Berechnung der reflektierten Strahlung von benachbarten Objekte. Die Strahlung für jeden Sensorpunkt (E_{SP}) wird wie folgt berechnet:

$$E_{SP} = \sum_{\alpha=0}^{n} \left(E_{cos,\alpha} * (1 - CR_{\alpha}) + E_{r,\alpha}\right) * L_{\alpha}$$

n steht für die Anzahl der Himmelssegmente, $E_{cos,\alpha}$ ist der Flussübertragungskoeffizient für eine Szene ohne Topografie oder abschattende Objekte und CR_{α} ist der Grad der Abschattung für einen bestimmten Sensorpunkt. $E_{r,\alpha}$ stellt die Reflexion von benachbarten Objekten als Lichtstromübertragungskoeffizient und L_{α} die Globalstrahlung für eine bestimmte Jahres- und Tageszeit dar.

Zur Berechnung der Sonneneinstrahlung bzw. Verschattung der beiden Agri-PV-Anlagen, wurde ein Ausschnitt mit der Abmessung 550m x 450m definiert und die Strahlungskoeffizienten aus einem digitalen Oberflächenmodell mit einer räumlichen Auflösung von 1m x 1m berechnet. Gerade in den Wintermonaten mit flachem Sonnenstand treten am Vormittag, besonders bei der südlichen Anlage, Abschattungen durch die Baumreihe in südlicher Richtung auf. Bei der nördlichen Anlage ist der Abschattungseffekt deutlich geringer (Abbildung 2). Dies betrifft aber hauptsächlich die Wintermonate und ist in den anderen Jahreszeiten kaum von Relevanz.

Eine gewisse Ungenauigkeit der Berechnungsmethode tritt in den verschiedenen Vegetationsperioden besonders durch das Blattkleid der Bäume auf. So ist bei Laubbäumen der Abschattungseffekt im Winter deutlich geringer als im Sommer bei vollem Laub.

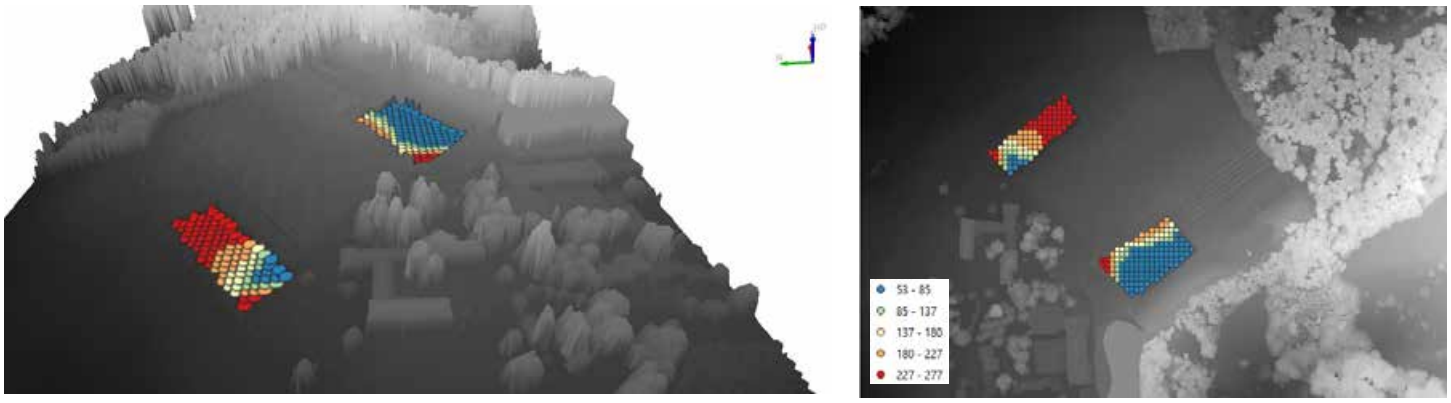


Abbildung 2: Agri-PV-Anlagen eingebettet in einem digitalen Oberflächenmodell. Die Farbskalierung definiert sich über W/m², in einer Spanne von 53 bis 277 W/m².

Wird wie im oben beschriebenen Fall bei der Berechnung der potentiellen PV-Produktion lediglich Sonnenstand und Gelände berücksichtig, so wird bei abgeschatteten Anlagen das Potential deutlich überschätzt. Im Beispiel der Agri-PV-Anlage erkennt man vormittags in der Zeit von 08:00 bis 12:00, dass die produzierte Strommenge deutlich unter der potentiellen liegt, obwohl die Kurven nahe beisammen liegen müssten (siehe Abbildung 3, Abbildung 4). Wird bei der Berechnung die Topographie, vor allem in südöstlicher Richtung in die Modellierung integriert, so ergibt sich ein deutlich realistischerer Tagesgang, mit Ertragseinbußen am Vormittag (Abbildung 4). Dennoch bleiben gewisse Unsicherheiten den realen Tagesgang vollständig abzubilden. Es gibt mehrere Gründe, warum das physikalisches Modell die Energieproduktion zu Mittag unterschätzt. Dies könnte auf ungenaue Wetterdaten (simulierte

Globalstrahlung), falsche Systemspezifikationen, Verluste der PV-Anlage, Veränderungen des örtlichen Geländes oder Veränderungen des örtlichen Klimas zurückzuführen sein. In diesem Fall kann die Unterschätzung auch auf die blattfreie, dünnere Vegetation in den Wintermonaten zurückzuführen sein. Da die Aufnahme des Luftbildes und die Erstellung des digitalen Oberflächenmodelles im Sommer bei vollem Blätterkleid stattfand, wird eine stärkere Abschattung berechnet, als dies im Winter der Fall wäre. Die Berücksichtigung dieser Faktoren ist aber ohnehin nur sehr schwierig zu anzustellen und deshalb wird die Güte der physikalischen Modellierung als adäquat angesehen. Abschließen sei erwähnt, dass auch bei der Definition der Systemparameter Ungenauigkeiten entstehen können.

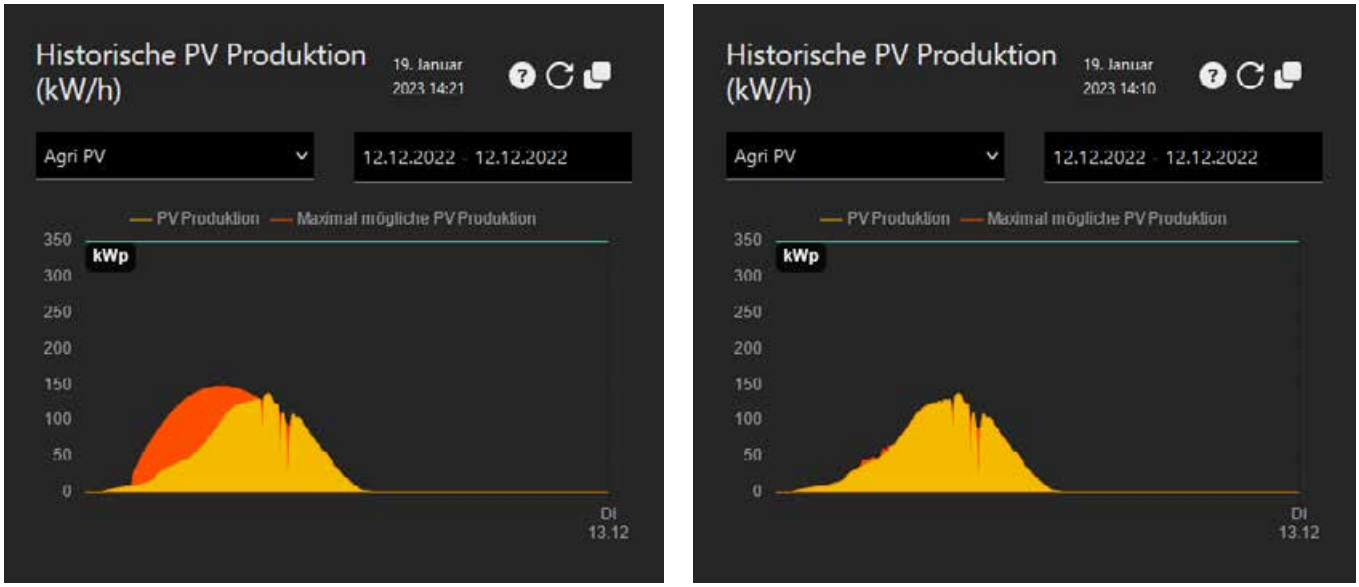


Abbildung 3: Berechneter Tagesgang der maximal möglichen PV-Produktion für einen wolkenlosen Tag am 12.12.2022. Im linken Diagramm wurde die Abschattung durch Vegetation und Gebäude bei der Berechnung der potentiellen PV-Erzeugung nicht berücksichtigt

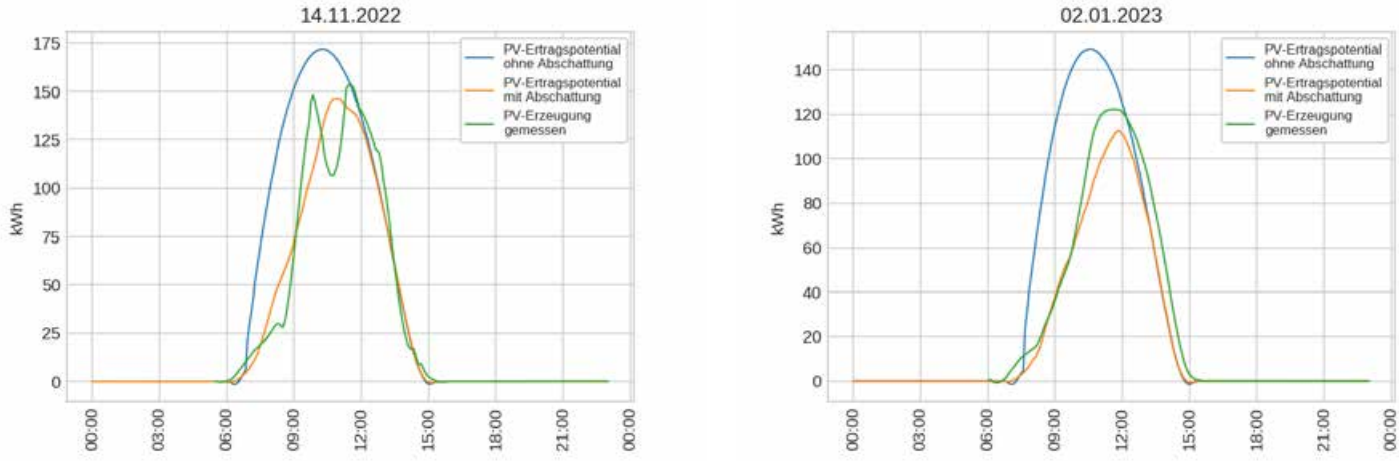


Abbildung 4: Modellierung der potentiellen PV-Erzeugung an zwei nahezu wolkenlosen Tagen. Der orange Tagesgang veranschaulicht die Abschattung durch Bäume am Vormittag, während abschirmende Objekte im blauen Tagesgang nicht berücksichtigt werden. Die grüne Linie zeigt die reale PV-Erzeugung der Agri-PV-Anlage in kWh.

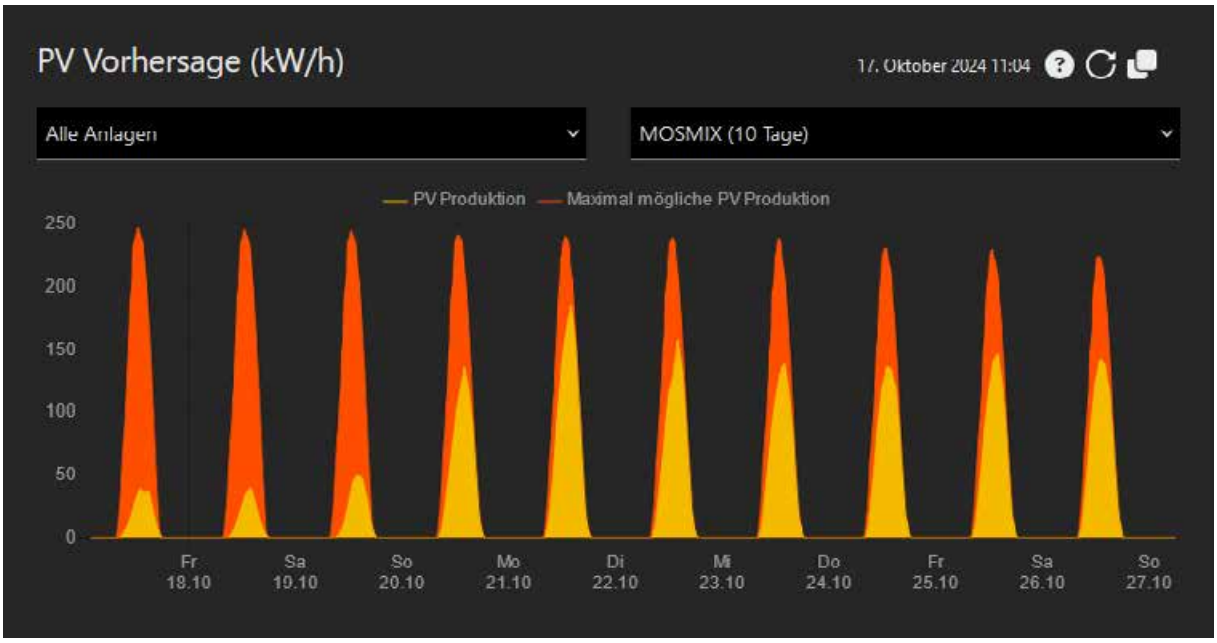
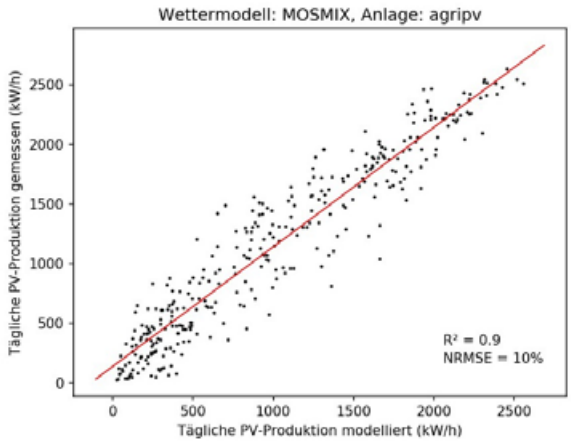


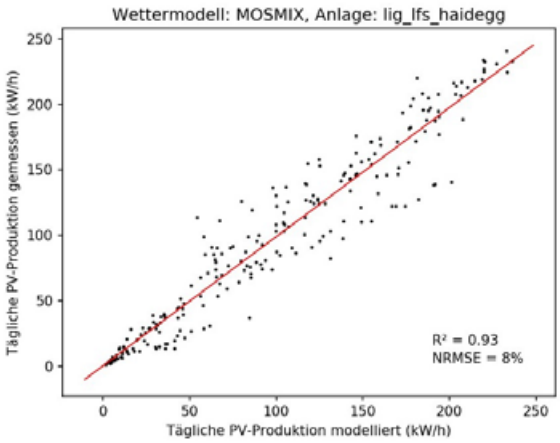
Abbildung 5: Prognose der realen PV-Produktion und der maximal möglichen Produktion. Die maximal mögliche PV-Produktion leitet sich von einem wolkenlosen Tag mit geringer Luftfeuchtigkeit ab. Für die Vorhersage werden zurzeit drei verschiedene Wettermodelle als Berechnungsgrundlage herangezogen: GFS (Global Forecast System) der NOAA, ICON und MOSMIX des DWD.

2.2.1.2 Physikalische Modellierung - Evaluierung

Die physikalische Modellierung dient zur Erstellung der PV-Vorhersage im Dashboard und kann sowohl für alle Anlagen zusammen als auch separat abgerufen werden. Die Berechnungen basieren auf drei verschiedenen Wettermodellen, die jeweils unterschiedliche Prognosezeiträume abdecken. In diesem Abschnitt wird die Evaluierung der verwendeten Modelle und deren Prognosegüte zur Vorhersage der PV-Produktion (vgl. Abbildung 5) aller Anlagen analysiert. Mit Abschluss des Projekts steht nun eine ausreichend lange, repräsentative Zeitreihe aller Anlagen für den Zeitraum vom 01.01.2022 bis zum 01.10.2024 zur Verfügung. Zur Bewertung der Modellgüte wurden das Bestimmtheitsmaß (R^2) und der normierte Root Mean Square Error (NRMSE) als Gütekriterien herangezogen.

Über alle Anlagen hinweg zeigt sich eine sehr gute Prognosegüte, mit einem Bestimmtheitsmaß (R^2) von 0,89 bis 0,93 und einem normierten Root Mean Square Error (NRMSE) von 8 % bis 10 % (vgl. Abbildung 6). Besonders auffällig ist die deutlich bessere Prognosegüte des Wettermodells MOSMIX in Bezug auf die Globalstrahlung (Abbildung 7). Das Wettermodell GFS schneidet hier am schlechtesten ab, was unter anderem darauf zurückzuführen ist, dass die Globalstrahlung in den GFS-Daten nicht direkt als Prognosevariable vorliegt, sondern erst abgeleitet werden muss.





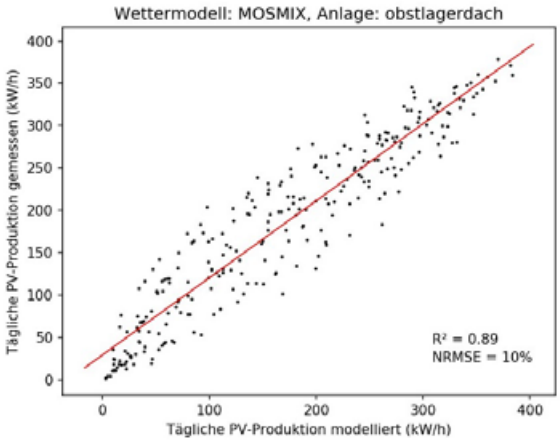


Abbildung 6: Regressionsplot der prognostizierten (x-Achse) und gemessenen (y-Achse) PV-Produktion für die drei PV-Anlagen. Wettermodell: MOSMIX.

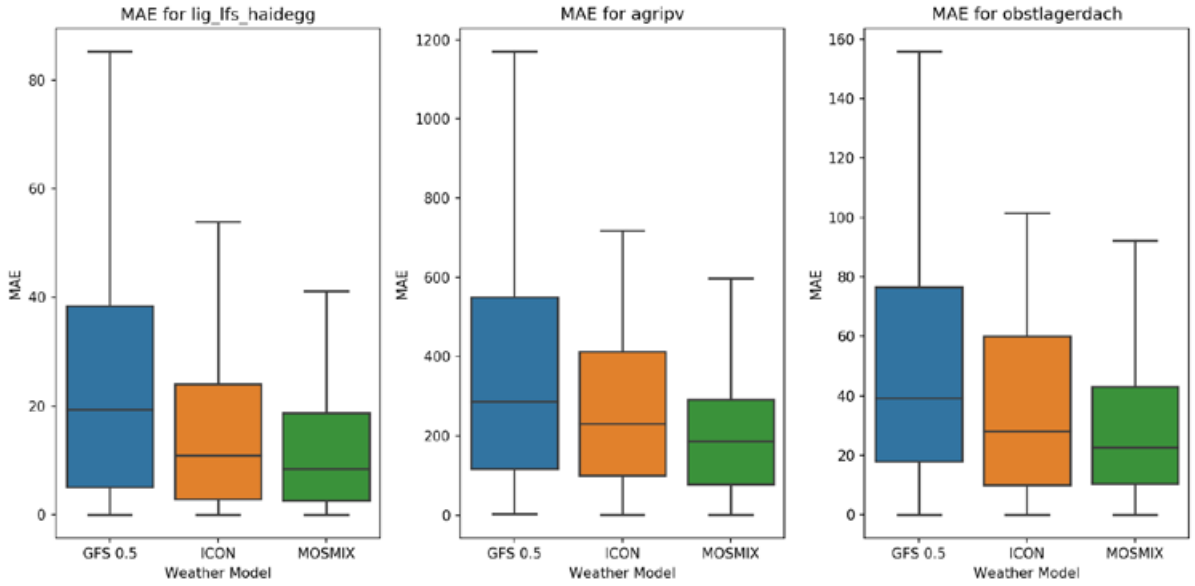


Abbildung 7: Mittlerer absoluter Fehler (MAE) für die drei Anlagen und Wettermodelle.

2.2.1.3 Weitere Dashboard Komponenten

Um einen übersichtlichen Einblick in den Energiehaushalt zu ermöglichen, werden im Dashboard die aktuelle Effizienz und Auslastung der PV-Anlagen mithilfe von Kreisdiagrammen und Treecharts visualisiert.

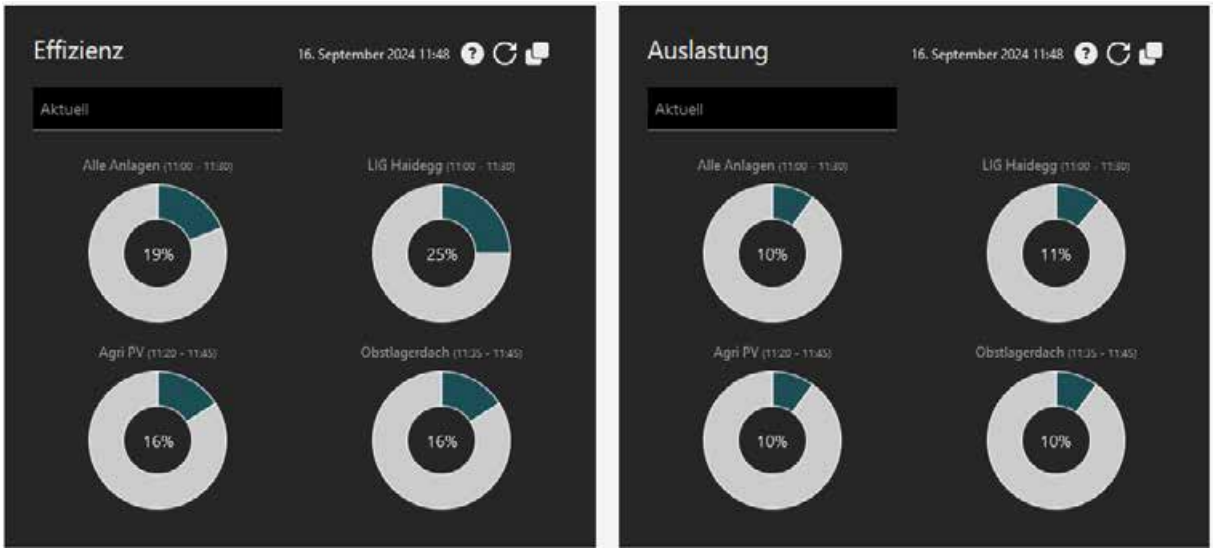


Abbildung 8: Das Diagramme links (Effizienz) zeigt die aktuelle PV-Produktion in Relation zur potentiell möglichen PV-Produktion. Die potentielle PV-Produktion leitet sich von einem wolkenlosen Tag mit geringer Luftfeuchtigkeit ab. 60 % würden bedeuten, dass der Himmel teilweise bewölkt ist und somit nicht das volle Potential ausgeschöpft werden kann. Für die Berechnung werden die letzten 30 Minuten herangezogen. Das Diagramm rechts

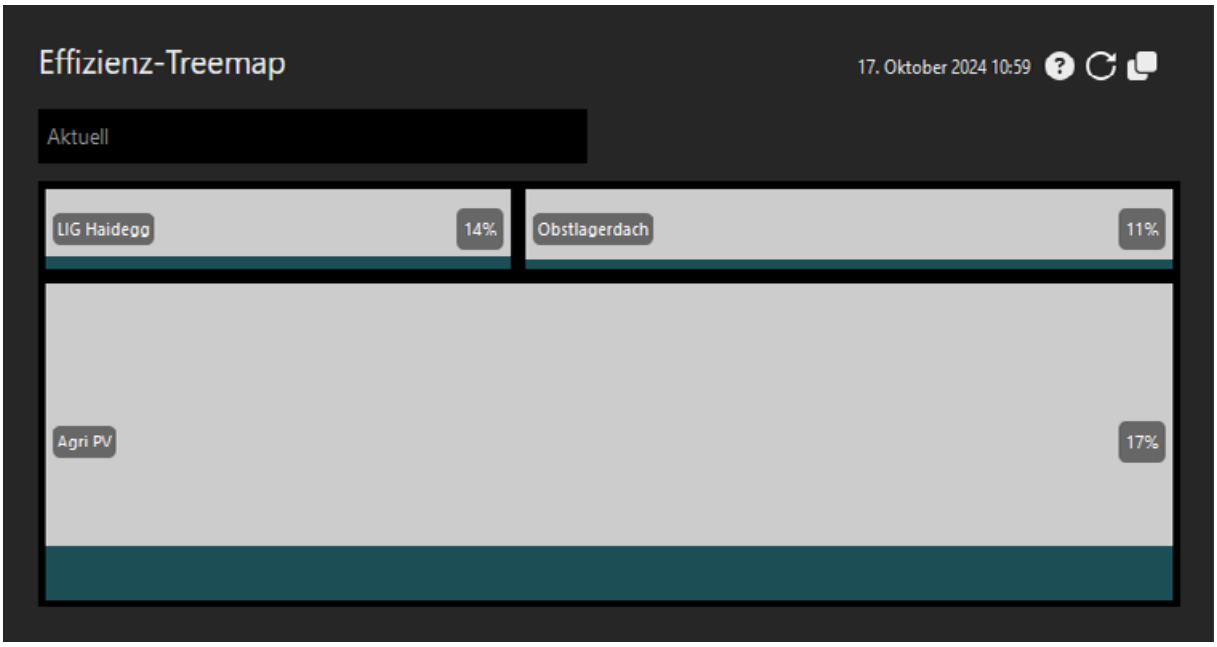


Abbildung 9 Die Diagramme zeigen die aktuelle PV-Produktion in Relation zu potentiell möglichen PV-Produktion. Die potentielle PV-Produktion leitet sich von einem wolkenlosen Tag mit geringer Luftfeuchtigkeit ab. 60 % würden bedeuten, dass der Himmel teilweise bewölkt ist und somit nicht das volle Potential ausgeschöpft werden kann. Für die Berechnung werden die letzten 30 Minuten herangezogen. Die Größe der Kachelfläche leitet sich von den kWp der jeweiligen PV-Anlage ab.

Ein zusätzliches wichtiges Feature des Dashboards ist das Stromverbrauchsdiagramm, das für die Eigenoptimierung und potenzielle Lastverschiebungen besonders relevant ist. Es zeigt den historischen und aktuellen Verbrauch, den PV-Bezug und den Netzbezug. Die Daten werden direkt vor der Trafostation über ein Koppelrelaise erfasst und können über eine API abgerufen werden. Gemessen werden die Netzeinspeisung, der Netzbezug und die PV-Produktion der Agri-PV-Anlage. Die PV-Anlagen auf dem Obstlagerdach und dem Schuldach werden nicht direkt gemessen, da sie als Überschusseinspeiser fungieren, was die exakte Darstellung des Verbrauchs erschwert. Im Dashboard wird das so gelöst, dass angenommen wird, die beiden Anlagen speisen immer dann vollständig ein, wenn auch die Agri-PV-Anlage einspeist. Falls sie nicht einspeisen, wird die erzeugte Energiemenge dem Netzbezug hinzugerechnet. In AP2 (Kapitel 3) wurde ein Modell entwickelt das dieses Problem besser löst und die Überschusseinspeiser möglichst genau darstellt.

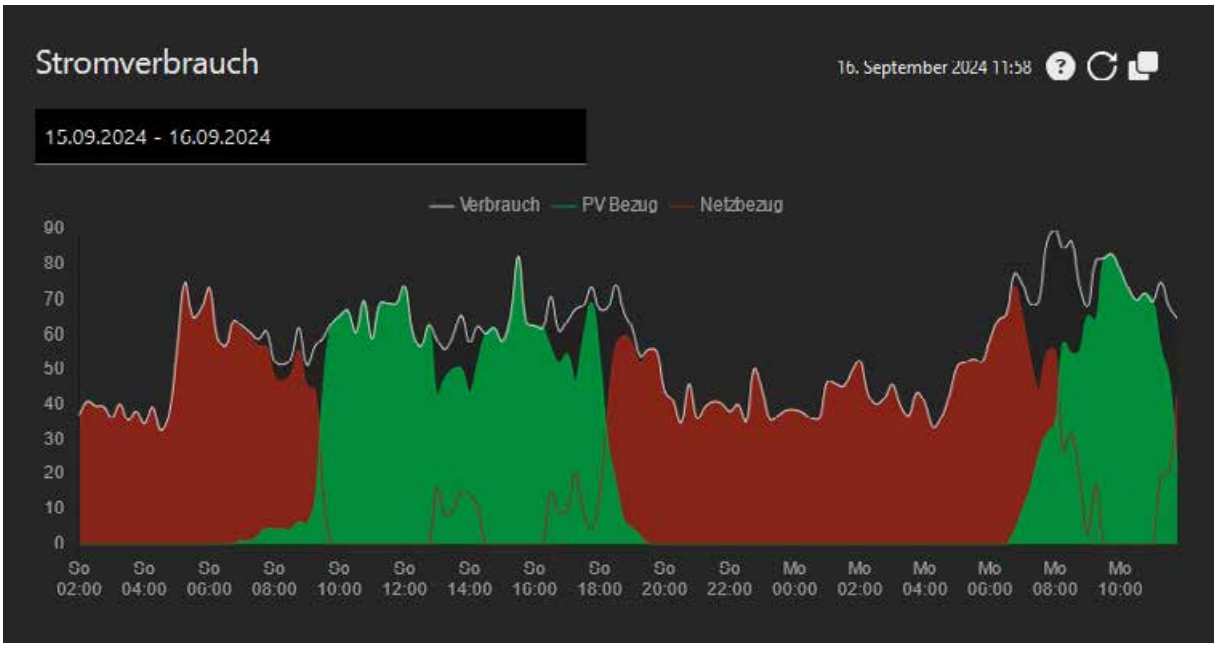


Abbildung 10: Historischer und aktueller Stromverbrauch (grau), sowie PV-Bezug (grün) und Netzbezug (rot).

2.2.1.4 Statistische Modellierung

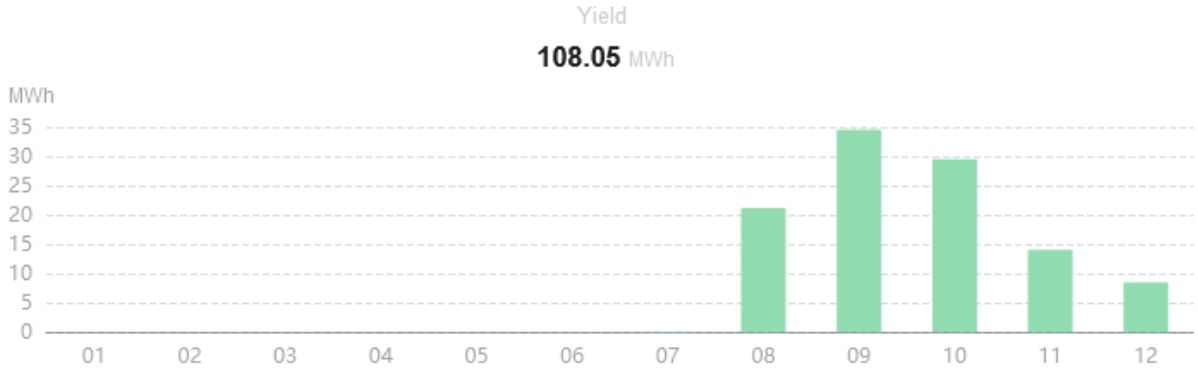
Für die statistische Modellierung wurde unterschiedliche Methoden untersucht. Zum einen die Verwendung von Black-Box-Modellen, welche den Input (Wettervariablen) mit dem Output (erzeugte Energie) in Beziehung setzen, ohne die beteiligten physikalischen Prozesse erklären zu müssen. Beispiele für gängige statistische Methoden sind Regressionen oder maschinelles Lernen (ML) wie neuronale Netze, Support-Vektor-Maschines und Random Forest. Der Vorteil dieses Ansatzes ist, dass man die Details der PV-Anlage nicht benötigt. Der Nachteil ist, dass man Daten für die Kalibrierung der Methoden benötigt. Das bedeutet, dass mit der Vorhersage der Anlage erst begonnen werden kann, wenn genügend Daten für die Kalibrierung erzeugt wurden. Neben diesen beiden Hauptmodellierungsansätzen können auch Hybridmodelle (Grey-Box) verwenden werden. Hybridmodelle sind Modelle, die Aspekte von physikalischen Modellen und Black-Box-Modellen miteinander kombinieren, z. B. indem nur für einige Teile des Systems ein physikalisches Modell und für den Rest Blackbox-Modelle verwendet werden, oder indem statistische Modelle verwendet werden, welche die wichtigsten physikalischen Aspekte des Systems miteinbeziehen. In diesem Projekt werden unterschiedliche Blackbox- bzw. Hybridmodelle untersucht, von denen das beste Modell aufgrund gut quantifizierbarer Güteparameter ausgewählt wird.

Da im Untersuchungsgebiet Haidegg die physikalischen Eigenschaften der PV-Anlagen relativ genau bekannt sind, wird sich im ersten Schritt für die reine Implementation eines physikalischen Modelles entschieden, welches im Laufe des Projektes, bei besser werdender Datenlage, mit einem geeigneten statistischen Modell kombiniert wird. Die statistischen Modelle bauen hauptsächlich auf generalisierten additiven Modellen (GAM) auf, die als Eingabe den Azimut und den Zenitwinkel verwenden und den Zweck haben, Verzerrungen und Abschattungen zu berücksichtigen. Neben diesem Modell werden auch mehrere Modelle, die Azimut und Zenitwinkel, direkte oder indirekte Strahlung und Temperatur als Input verwenden. Diese Modelle sind ebenfalls aus der GAM-Klasse, aber es werden zur Darstellung der Struktur der PV-Anlage andere Modellformeln verwendet.

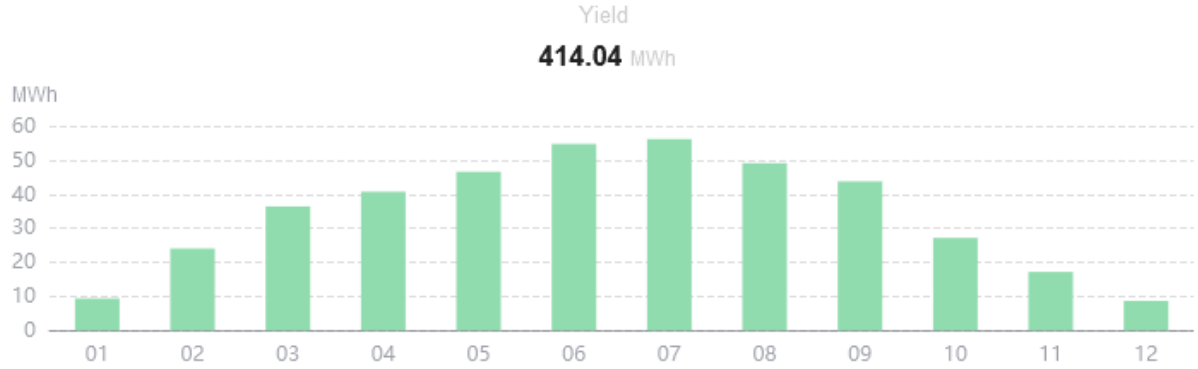
2.3 Erzeugung im Beobachtungszeitraum

Die Gesamterzeugung der Agri-PV-Anlage im Beobachtungszeitraum von Mitte August 2022 bis Mitte November 2024 betrug **921,8 MWh,** wobei der Juli in den beiden Jahren 2023 und 2024 das Monat mit der höchsten PV-Produktion darstellt.

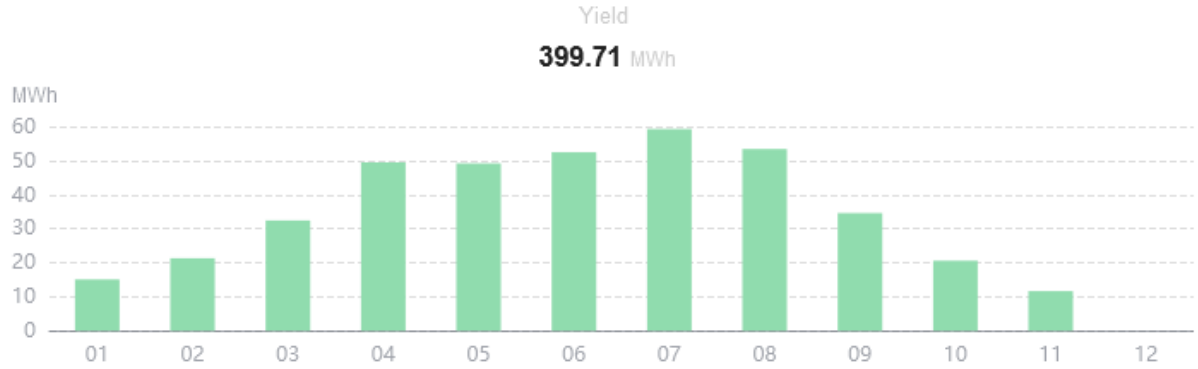
2022



2023



2024



2.4 Leistungsvergleich der PV-Anlagen

2.4.1 Ausgangslage

Im Untersuchungsgebiet Haidegg gibt es drei unterschiedliche PV-Anlagen die untereinander verglichen wurden. Im Fokus steht dabei die erzeugte Energie relativ zur installierten Fläche und den kWp (Kilowatt-Peak). Neben der großen Agri-PV-Anlage (340 kWp) gibt es eine geständerte Anlage auf dem Obstlagerdach (56 kWp) und eine Anlage auf dem Schulgebäude (40 kWp). Die Anlage auf dem Schulgebäude wurde im gleichen Jahr wie die Agri-PV-Anlage installiert, während die Anlage auf dem Obstlagerdach bereits älter ist. Die Agri-PV-Anlage ist auf einem Nordwesthang mit maximalen Gefälle von 10° errichtet, wobei die Paneele selbst Richtung Südosten in einem Winkel von 35° ausgerichtet sind. Auf dem Schulgebäude ist eine Anlage mit 20 kWp Richtung Osten und eine weitere Anlage Richtung Westen mit ebenfalls 20 kWp installiert, wobei der Neigungswinkel der beiden Anlagen 35° beträgt. 57 kWp sind mit einer Neigung von 15° auf dem Obstlagerdach installiert (siehe Abbildung 11).

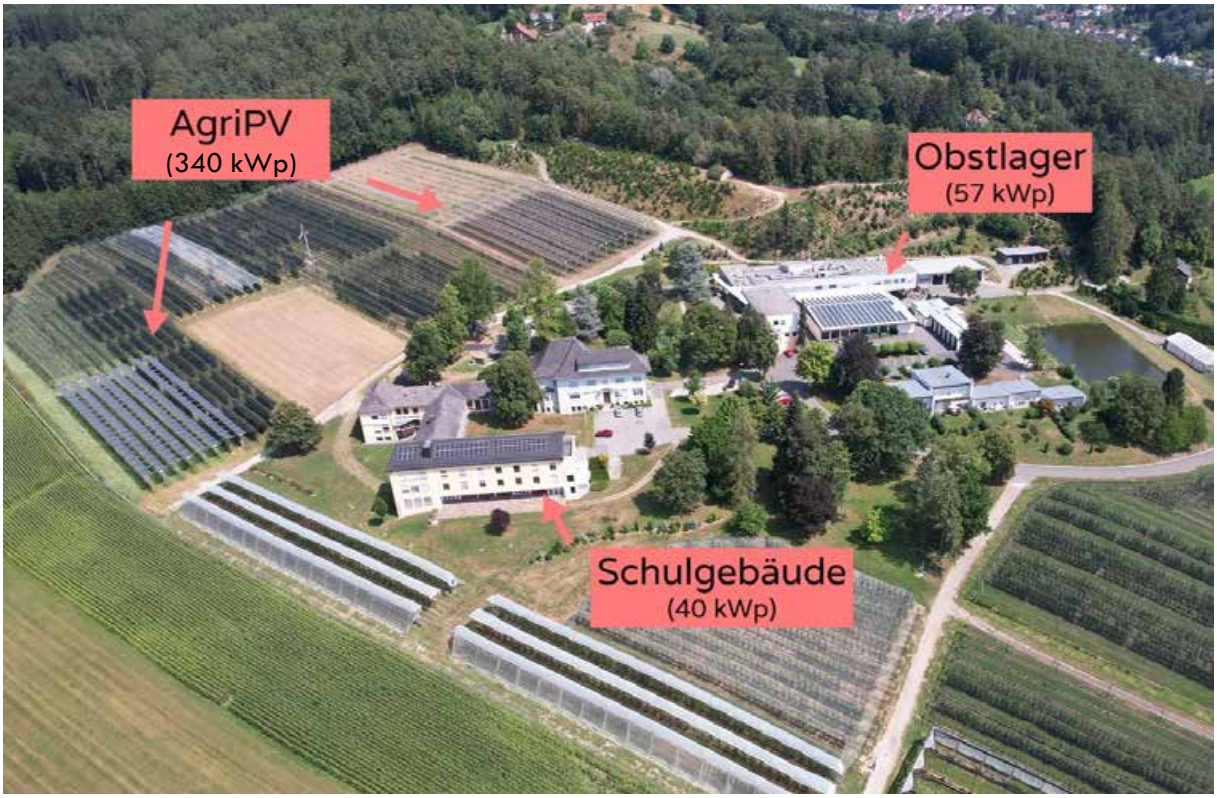


Abbildung 11: PV-Anlagen Haidegg. Quelle: Versuchsstation Obst- und Weinbau Haidegg.

Für die Anlage am Schulgebäude stehen PV-Erzeugungsdaten in 15-minütiger Auflösung seit 24.01.2022 und für die Agri-PV-Anlage Daten seit 25.07.2022 in 5-minütiger Auflösung zu Verfügung. Aufgrund des Austausches des Inverters am Obstlagerdach sind hier lediglich Daten ab 12.01.2023 verfügbar.

Anlage	Ausrichtung (°)	Neigung (°)	Messbeginn	Inbetriebnahme	Auflösung (min)	PV-Fläche (m²)
Agri-PV	145	15	25.07.2022	08/2022	5	2938
Obstlagerdach	175	15	12.01.2023	12/2014	5	365
Schulgebäude Ost	90	35	24.01.2022	12/2022	15	102
Schulgebäude West	270	35	24.01.2022	12/2022	15	95

Aufgrund der Anforderungen zur Lichtdurchlässigkeit der Agri-PV-Paneele unterscheiden sich diese von konventionellen Anlagen in ihrem Aufbau durch eine zebraförmige Anordnung der Module. So ist ein Agri-PV-Paneel nicht vollständig geschlossen, sondern weißt Lücken auf, um Licht zu den Kulturen durchzulassen. Eine Besonderheit der installierten Agri-PV zu üblichen PV-Anlagen ist die orthogonale Ausrichtung zum Hanggefälle, die sich nach der üblichen Kultivierung von Obstbäumen richtet. Zudem ist die Anlage Richtung Osten bei flachen Sonnenständen abgeschattet (Kapitel 2.2.1.1).

2.4.2 Simulierte Leistungsvergleiche

Um eine Agri-PV so effizient wie möglich zu errichten, benötigt es neben dem optimalen Standort auch die bestmögliche Anordnung, bzw. Ausrichtung der Module. Dies ist nicht nur notwendig, um für einen bestimmten Standort die Konstruktionsplanung zu unterstützen, sondern auch um das allgemeine Potential für gewisse Regionen abzuschätzen. Im ersten Schritt wird daher ein fiktives System aufgesetzt, welches im Stande ist, unterschiedliche Szenarien mit fiktiven Anlagen zu simulieren und die Basis zur Beantwortung weiterer Fragestellungen zum Monitoring und Optimierung der Systemintegration (AP2) und Screening zur Übertragbarkeit der untersuchten Systeme (AP3) darstellen.

Die Untersuchung bezieht sich im Wesentlichen auf die Lage und die Ausrichtung der Anlage. Eine Änderung der Effizienz der Module (hier als Wp pro m2 definiert) wird nicht näher untersucht, da eine Änderung der Wp pro m2 sich linear auf den Energieertrag auswirkt und somit relativ einfach berechnet werden kann. In diesem Zusammenhang soll angemerkt werden, dass die installierte Agri-PV-Anlage in etwa 120 Wp pro m2 liefert, wohingegen Anlagen die lichtundurchlässig sind, über 200Wp pro m2 leisten können. Es werden Anlagen von unterschiedlicher Ausrichtung und unterschiedlicher Ausnutzung der Fläche miteinander verglichen. Die Modellierung wurde hierbei in zwei Arbeitsschritte unterteilt. Der erste Arbeitsschritt umfasst die Generierung der Referenzanlage und Vergleichsanlagen, der zweite die Berechnung der Produktion der generierten Anlagen für ein typisches meteorologisches Jahr (2005 bis 2020).

Der erste Schritt bzw. die Generierung der Testanlagen ist unabhängig vom zweiten Teil und kann daher dahingehend adaptiert werden, um weitere Szenarien zu untersuchen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass sich die Referenzanlage (tatsächlich verwirklichte Anlage) auf einem rechteckigen Feld befindet und das die Module in n Reihen parallel zur längeren Kannte des Rechtecks aufgestellt sind. Zudem stehen die Reihen im gleichen Abstand zueinander und sind zentriert ausgerichtet. Es wird davon ausgegangen, dass es für jeden Punkt im Rechteck eine Höhenangabe gibt, womit sich der Mittelpunkt als auch die Höhe der einzelnen Module ableiten lässt.

Im zweiten Schritt wird eine fiktive Testanlage als Input verwendet. Diese Anlage besteht aus einer Menge von virtuellen Modulen, wobei jedes Modul durch die Koordinaten des Mittelpunktes, die Höhe, die Breite, die Ausrichtung und die Leistung (kWp) definiert wird. Zudem wird bei der Berechnung der Horizont, die Abschattung, Sonneneinstrahlung sowie die Temperatur miteinbezogen. Die Verdeckung des Horizontes wird unter der Annahme berechnet, dass der Mittelpunkt eines Modules durch die Oberkante eines anderen Modules verdeckt wird. Mithilfe dieses neuen Horizontes und der Sonneneinstrahlung wird dann die Produktion eines einzelnen Moduls und durch Aggregation der einzelnen Module, die Produktion der esamten Anlage berechnet.

Grundsätzlich werden zwei Typen von Vergleichsanalagen unterschieden, die der realen Agri-PV-Anlage gegenübergestellt werden. Zum einen werden Anlagen mit zusätzlichen Reihen simuliert, die im Extremfall das gesamte Feld bedecken würden (Abbildung 12.2) und zum anderen Anlagen mit unterschiedlicher Ausrichtung aber gleicher Modulzahl (Abbildung 12.3). Die Reihen können dabei auch so angeordnet werden, dass sie nicht mehr parallel zur längeren Seite des Rechtecks verlaufen, was zur Folge hat, dass eine größere Anzahl an Reihen benötigt wird.

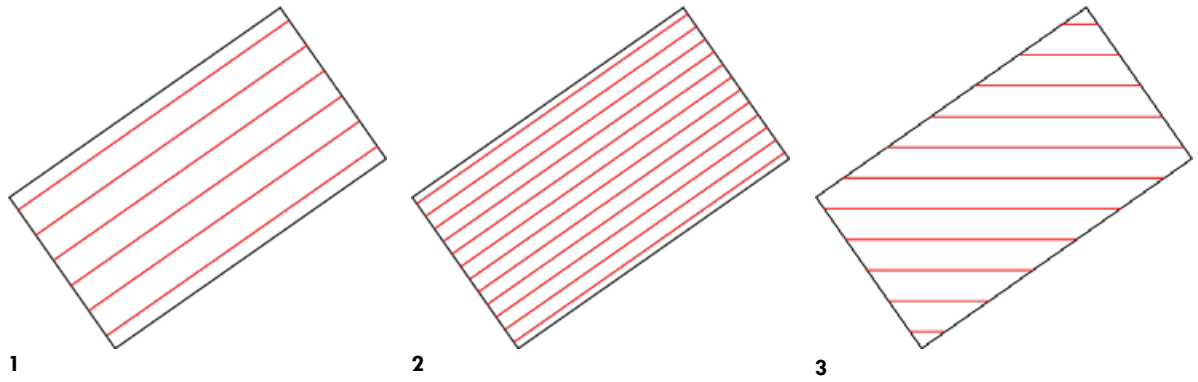


Abbildung 12: Skizzenhafte Darstellung der simulierten Anordnungen der PV-Module. 1: Aktuelle Anordnung. 2: Verdichtete Anordnung. 3: Gedrehte Anordnung.

2.4.2.1 Simulation

Für die erste Simulation wurde für die Referenzanlage eine Ausrichtung (Azimuth) von 145° (0° = N, 90° = O, 180° = S, 270° = W) und eine Neigung (Slope) von 15° angenommen. Insgesamt wurden 63 physikalische Module mit der Abmessung 2285 x 1134 simuliert, wobei 8 Reihen für die Westanlage und 10 Reihen für die Ostanlage berechnet wurden. Die Leistung pro Modul wurde so gewählt, dass die Gesamtleistung der Anlage 340 kWp beträgt. Für den Horizont und die meteorologischen Daten wird auf PVGIS zurückgegriffen und als Koordinaten der Mittelpunkt des Rechteckes gewählt.

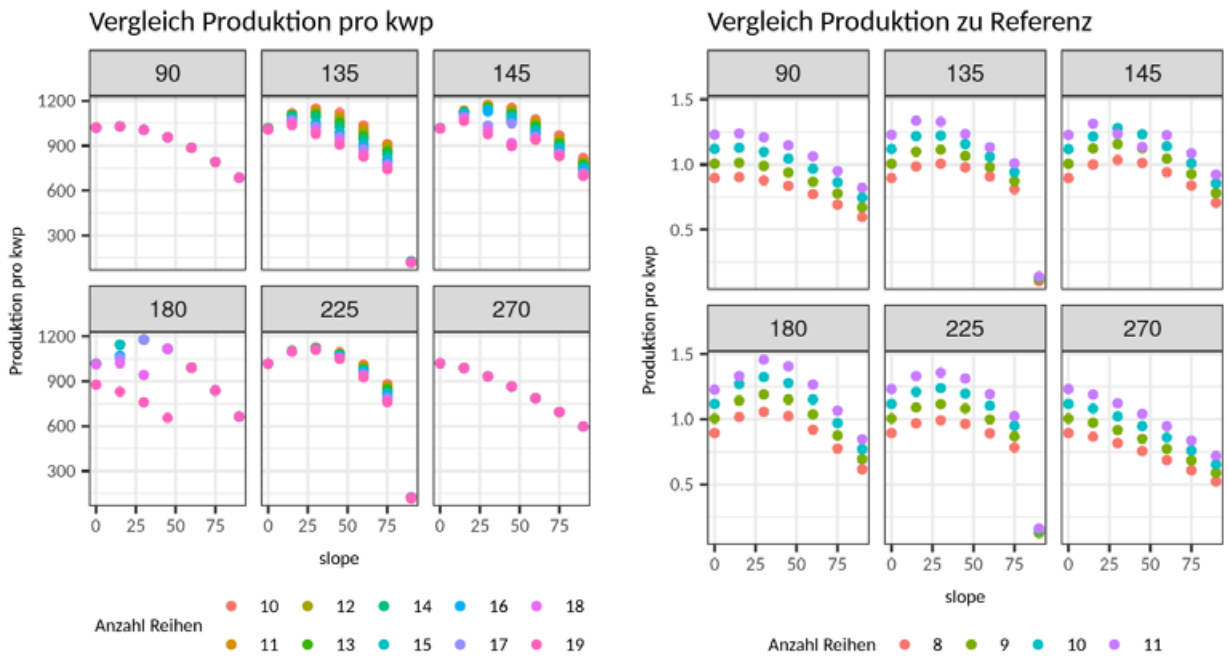


Abbildung 13: Westliche Agri-PV-Anlage. Die Ausrichtung ist im grauen Feld angegeben.

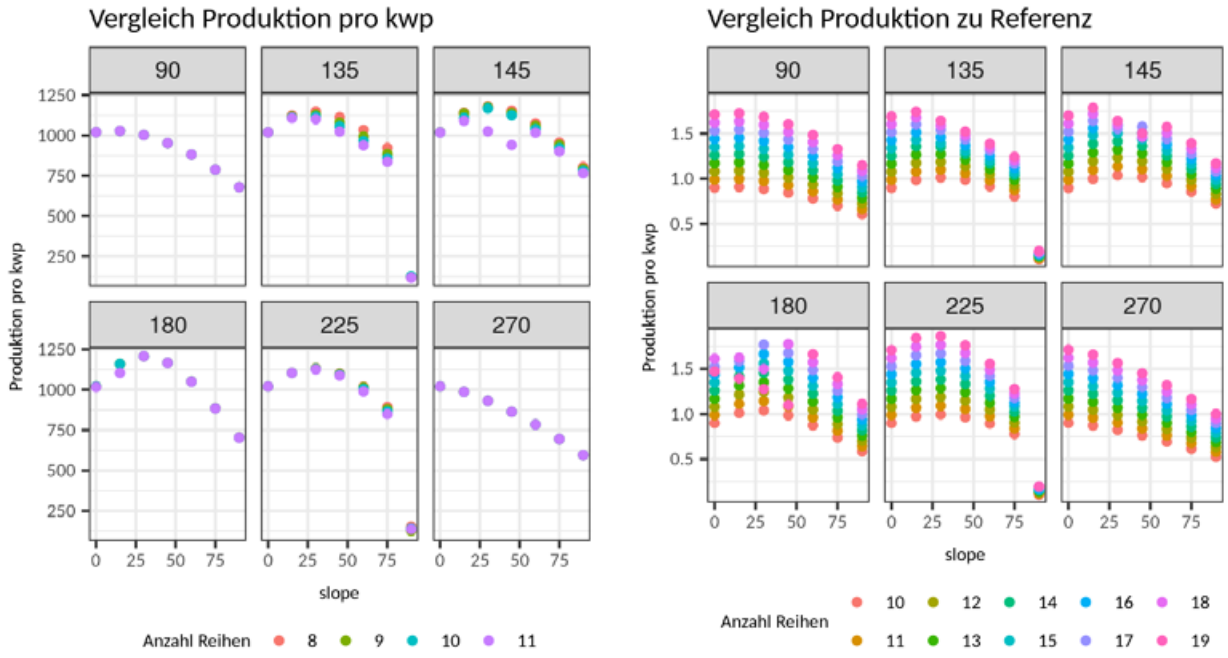


Abbildung 14: Östliche Agri-PV-Anlage. Die Ausrichtung ist im grauen Feld angegeben.

2.4.2.2 Interpretation der Ergebnisse

Werden weitere Reihen hinzugefügt und die Verbauung erhöht, so steigt die Menge des produzierten Stroms erwartungsgemäß deutlich an. Es zeigt sich bei gewissen Ausrichtungen und Reihenanzahlen aber auch, dass die Ausbeute der kWp abnehmen kann. Dies liegt vor allem an der Selbstabschattung der Anlage und hängt im Wesentlichen von der Unebenheit des Hanges ab. Die Ausrichtung betreffend wäre für beide Anlagen ein südlicher Azimut von 180° und eine Neigung von 30° optimal, wobei bei der Ostanlage ein effizienzgewinn pro kWp von in etwa 4,0 % simuliert wurde. Für eine reine Neigungsänderung wurde immer noch ein ähnlicher großer Effizienzgewinn von 3,8 % simuliert.

Ähnliche Ergebnisse gibt es für die Westanlage, hier ist der Unterschied etwas größer. Eine Ausrichtung nach Süden und eine Neigung um 30° würden einen Effizienzgewinn von in etwa 5,9 % und eine Änderung der Neigung auf 30° einen Effizienzgewinn von 3,4 % führen.

Abschließend soll noch darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um erste Simulationsergebnisse handelt, und noch einige Faktoren wie Selbstabschattung, Horizont, genau Positionierung der Anlagen, Wahl der Alternativanlagen, noch relativ grob berücksichtigt wurden und es deshalb zu Abweichungen zur Realität kommen kann.

2.4.3 Reale Leistungsvergleiche

Um die Effektivität der PV-Anlagen Agri-PV, Obstlagerdach und LFS zu ermitteln, wurde die historisch produzierte Leistung unter den Anlagen verglichen. Ziel der Gegenüberstellung ist es, Unterschiede für verschiedene Jahreszeiten und Wetterbedingungen zu identifizieren. Denn nicht nur der Standort und dessen Abschattung durch umliegende Objekte, sondern auch die mittlere Witterung spielt beim Potential und der realen Energieproduktion eine wichtige Rolle. So ist zum Beispiel die Ostseite in gewitteranfälligen Regionen im steirischen Randgebirge in Sommermonaten gegenüber der Westseite bevorzugt, da Konvektivbewölkung statistisch häufiger in den Nachmittagsstunden als am Vormittag auftritt.

Für die beiden Anlagen im Untersuchungsgebiet Haidegg wurde der Energieertrag für bewölkte und sonnige Tage jeweils im Winter und Sommer analysiert. Ein sonniger bzw. bewölkter Tag definiert sich über die relative Anzahl an Sonnenstunden eines Tages. Als sonniger Tag wird eine relative Sonnenscheindauert von >80 % festgelegt, als bewölkter <1%. Als Referenzstation wird die offizielle Messstation der GSA am Vorplatz der Grazer Universität herangezogen. Vollständig wolkenlose Tage sind im Grazer Raum deutlich seltener als vollständig bewölkte, daher wird der Grenzwert für wolkenlose Tage weniger streng gehandhabt. Da für die Agri-PV-Daten erst ab August zu Verfügung stehen, werden Sommertage über die Monate August und September bzw. Wintermonate über Dezember, Jänner, Februar definiert. Als Leistungsindikator wird die erzeugte Energie in das Verhältnis zu den Kilowattpeak (kWpN) und der Fläche in m² (kW/m²) der Anlage gesetzt. Alle Zeitangaben sind in UTC und für Tagesgänge wurde eine Zeitspanne von 06:00 bis 16:00 gewählt.

2.4.3.1 Ergebnisse

Bezogen auf die kWp zeigt sich über den gesamten Zeitraum hinweg eine um 20,5 % bessere Performance der Agri-PV im Vergleich zur Anlage am Dach der LFS (siehe Tabelle 1). Besonders deutlich wird dies für sonnige Tage im Sommer mit 30,63 % mehr Leistung der Agri-PV-Anlage. Im Vergleich zu der erzeugten Leistung pro m² hat die Agri-PV durch ihre Paneleigenschaften mit -16,32 % einen geringeren Wert. Dies ist auf die Lichtdurchlässigkeit der PV-Paneele zurückzuführen und ist eine logische Folge davon. Insgesamt gesehen kann aber gesagt werden, dass die Agri-PV besser als die LFS Anlage performt. Dies zeigt sich sogar im Winter mit einem Performanceplus von 10,5 %, obwohl hier die Agri-PV-Anlage in den Vormittagsstunden abgeschattet ist.

Indikator	**% Δ kWpN**	**% Δ kW/m²**
Mittlerer Energieertrag für sonnige Tage	23.86	-13.94
Mittlerer Energieertrag für bewölkte Tage	17.03	-20,23
Mittlerer Energieertrag für sonnige Tage im Sommer	30.63	-4.77
Mittlerer Energieertrag für sonnige Tage im Winter	10.51	-16,32

Tabelle 1: Prozentuelle Abweichung des Energieertrages der Agri-PV-Anlage im Vergleich zur Anlage auf dem Dach der LFS in kWp und kW/m². Perdiode 01.01.2022 bis 01.10.2024.

2.4.3.2 Ertrag normiert auf 1kWp

Für sonnige Tage zeigt sich bei einer Stichprobenanzahl von 26 Tagen, besonders um die Mittags- und Nachmittagszeit die größte Differenz, wobei die LFS-Anlage in den Vormittagsstunden im Mittel besser performt als die Agri-PV (Abbildung 15.1). Dies ist vor allem auf Tage mit niedrigen Sonnenstand in den Wintermonaten zurückzuführen, wo die Agri-PV-Anlage am Vormittag beschattet wird (vgl. Kapitel 2.2.1.1). Dies ist in Abbildung 16.1 deutlich erkennbar wo zwischen 07:00 und 10:00 UTC die LFS-Anlage mehr Energieoutput liefert als die Agri-PV. Dieser Effekt ist daher bei bewölkten Tagen deutlich geringer wo die Agri-PV wieder besser performt (Abbildung 15.2). Für einzelne wolkenlose Tage im Sommer zeigt sich besonders deutlich wie stark der Performanceunterschied zwischen beiden Anlagen ist. So werden um die Mittagszeit bei Sonnenhöchststand Differenz um bis zu knapp 40 % registriert.

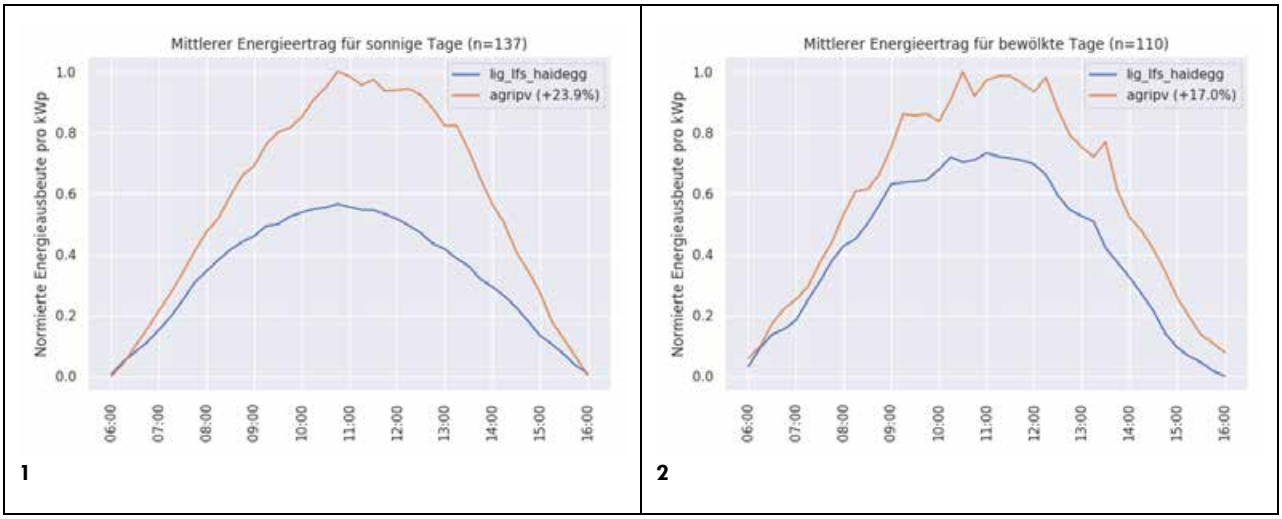


Abbildung 15: Tagesgang des normierten mittleren Energieertrages über alle Stichproben für sonnige Tage (links) und bewölkte Tage (rechts). n = Stichprobenanzahl.

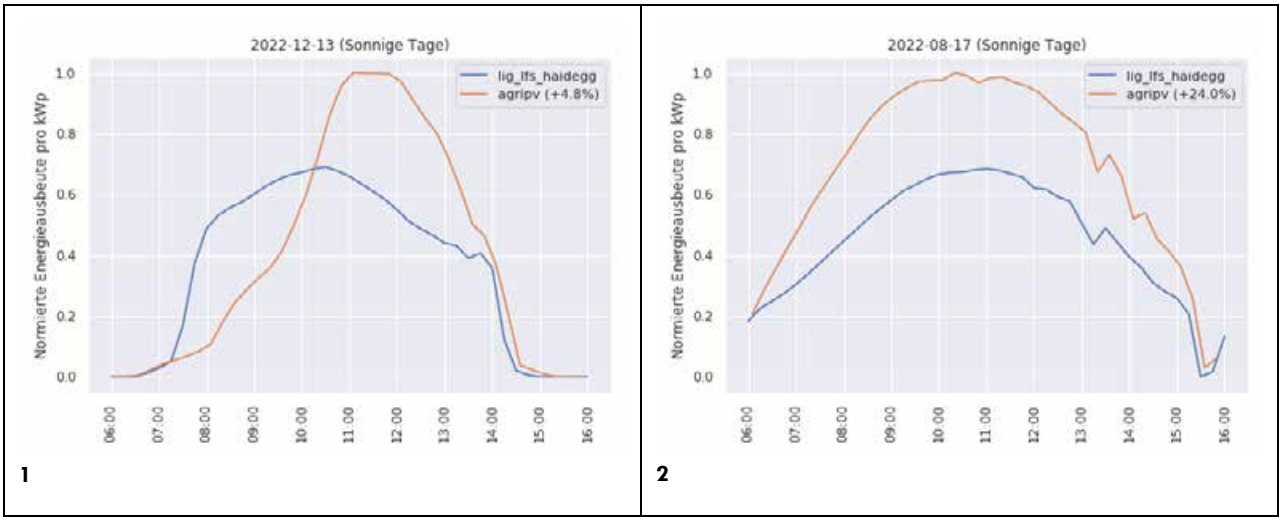


Abbildung 16: Tagesgang eines wolkenlosen Tages mit geringstem prozentuellem Unterschied (+4,4 % Agri-PV) der Energieproduktion beider Anlagen, links, und größtem Unterschied (Agri-PV +24 %), rechts.

Obwohl sich die Agri-PV-Anlage meist durch eine höhere Leistung auszeichnet, gibt es auch spezielle Tage wo es umgekehrt zu sein scheint. Sieht man sich den 16.01.2023 an so performt die LFS-Anlage teilweise um 60 % besser als die Agri-PV (Abbildung 17.1). Witterungsbedingt gab es an diesem Tag ein leichte Schneedecke die erst in den Nachmittagsstunden geschmolzen war. Es wird angenommen, dass sich durch höhere Temperaturen am Hausdach, sowie durch stärkere Neigung der PV-Paneele, die LFS-Anlage schon um die Mittagszeit vom Schnee befreit war. Ein paar Tage später am 22.01.2023 gab es jedoch schon wieder den üblichen stärkeren Tagesgang der Agri-PV mit +20 % im Mittel.

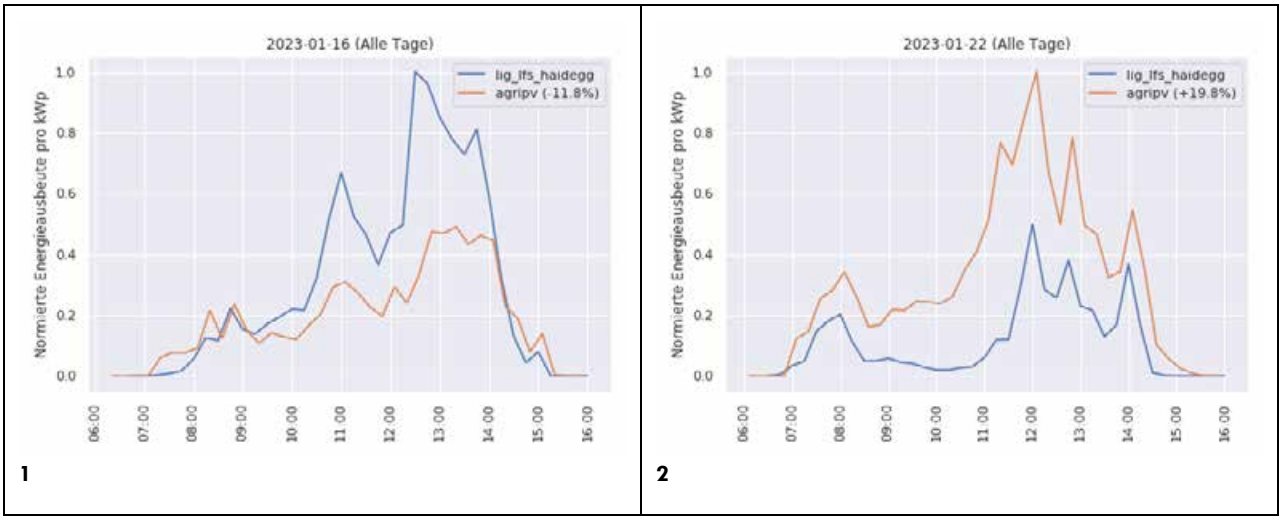


Abbildung 17: Am 16.01.2023 gab es Schneefall, sowie eine Schneedecke von wenigen Zentimetern, die am 22.01.2023 wieder vollständig abgeschmolzen war.

Wie bereits zuvor angeschnitten ist die Differenz der Leistung an sonnigen Tagen am größten, wobei dies deutlich schwächer in den Monaten November bis März ausfällt. Grund hierfür ist wie bereits erwähnt die Abschattung.

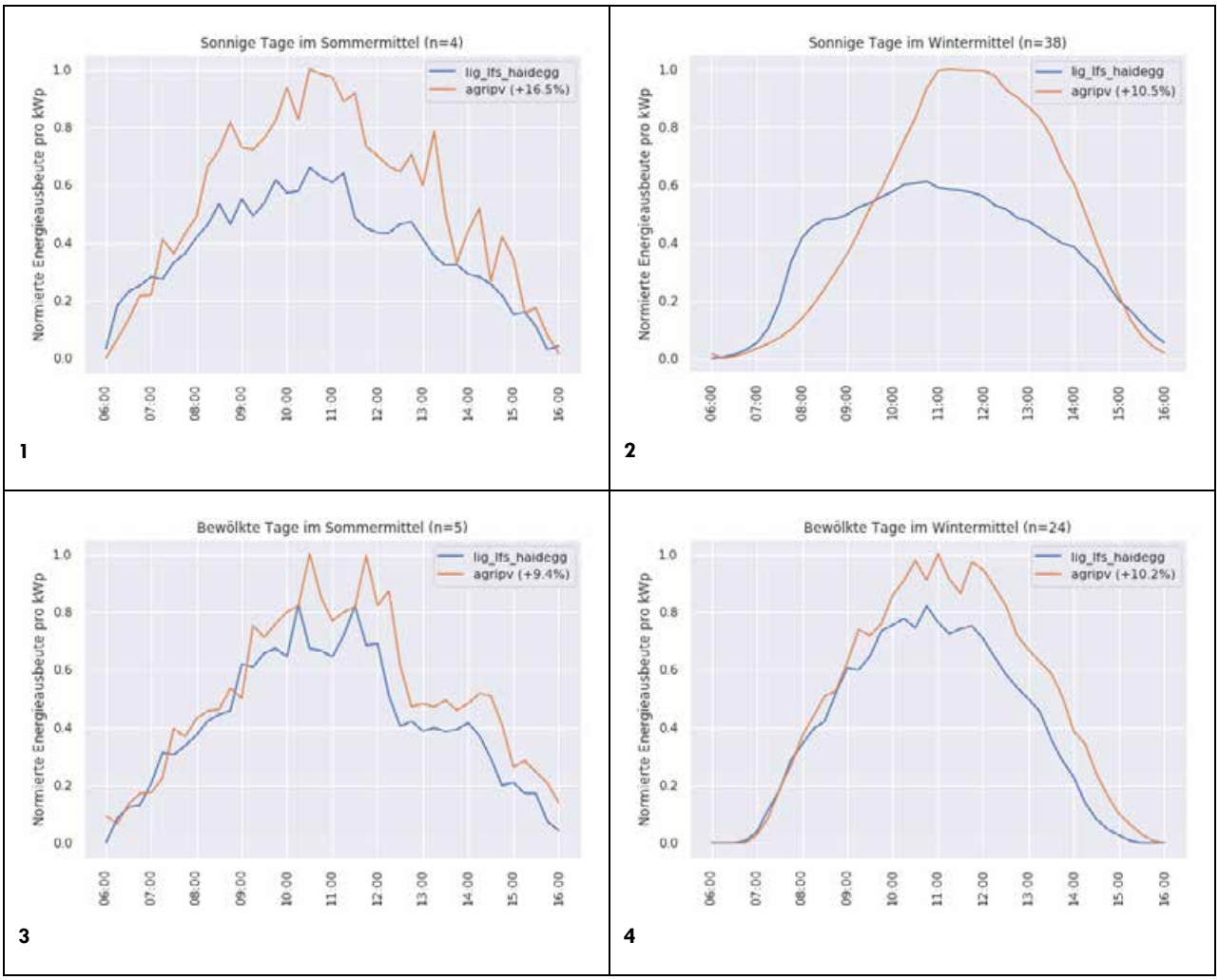


Abbildung 18: Mittlerer Tagesgang für sonnige und bewölkte Tage im Sommer und Winter. n = Stichprobenanzahl.

Betrachtet man ein Jahr im Monatsmittel, so zeit sich für sonnige Tage, sowie für bewölkte Tage ein Plus der PV-Anlage, wobei dieses Plus bei bewölkten Tagen geringer ist (Abbildung 19).

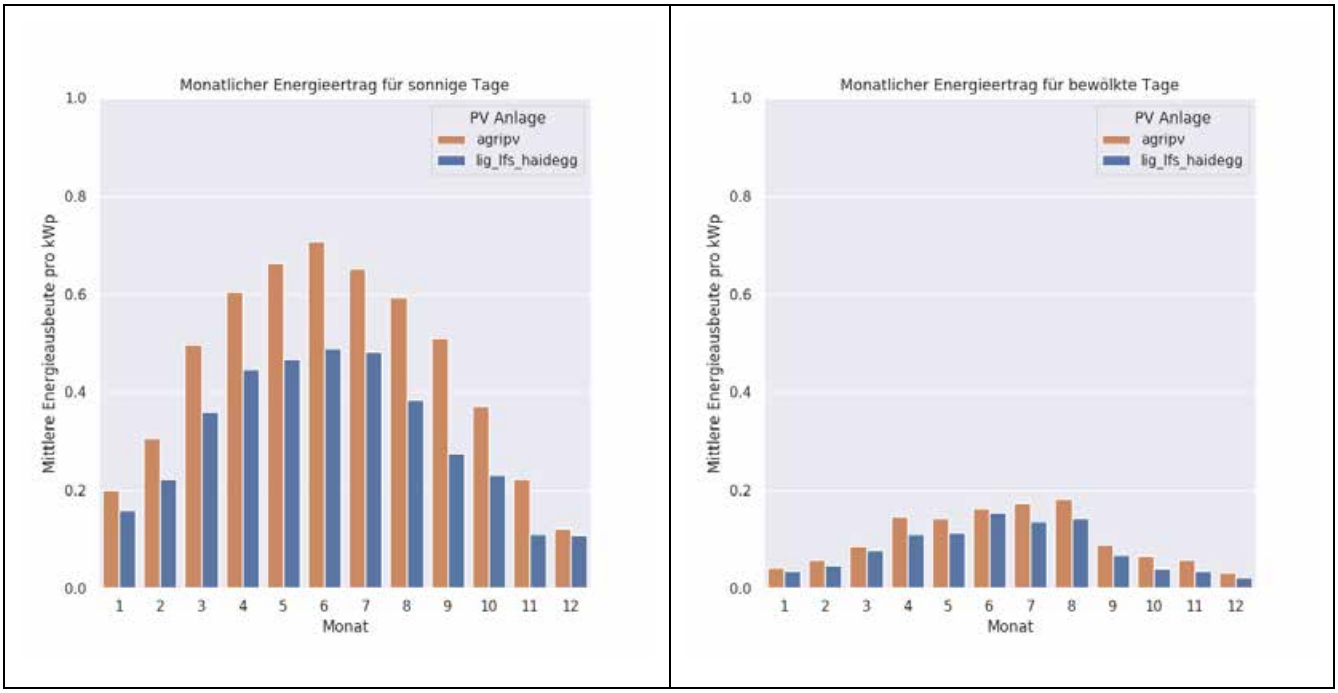


Abbildung 19: Jahresverlauf des mittleren monatlichen Energieertrages für sonnige Tage (links) und bewölkte Tage (rechts).

2.4.3.3 Ertrag normiert auf 1m²

Beim flächenhaften Ertrag ist die Agri-PV im Mittel um 19,8 % schlechter, was auch zu erwarten war und Folge der Lichtdurchlässigkeit der Paneele ist.

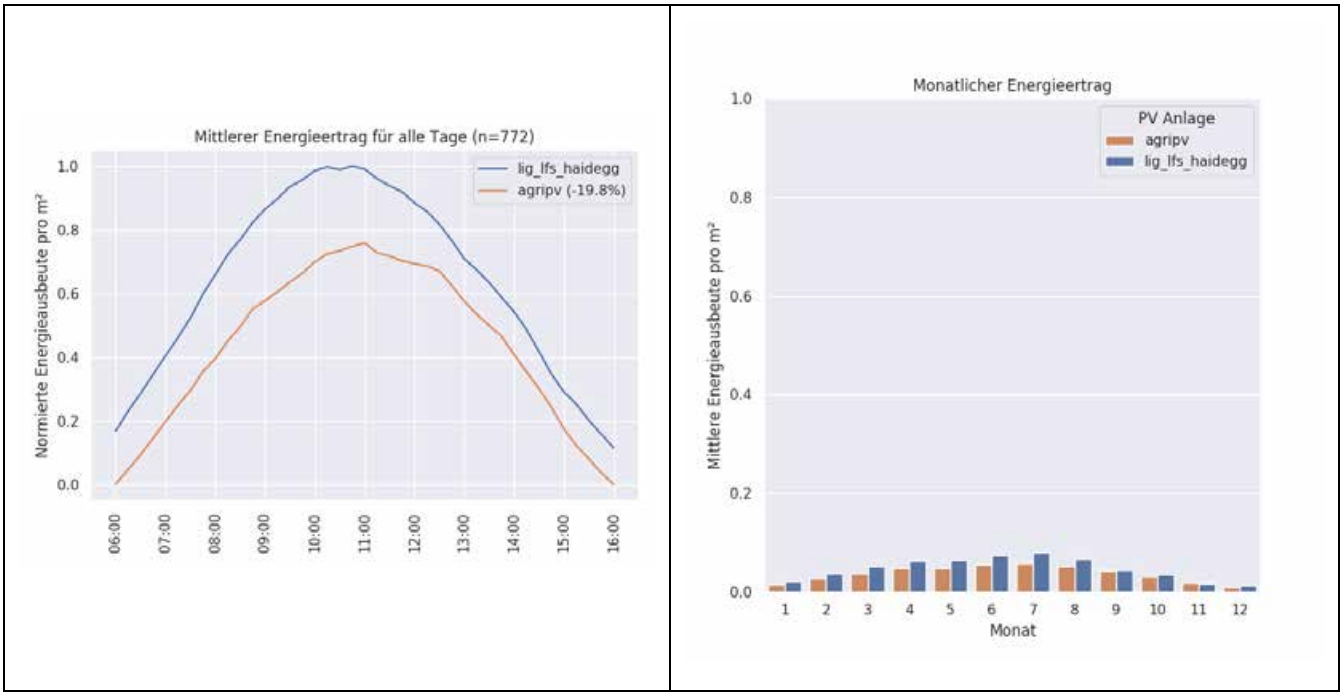


Abbildung 20: Mittlerer Energieertrag normiert auf m² über das ganze Jahr.

3 AP2 - MONITORING UND OPTIMIERUNG DER SYSTEMINTEGRATION

3.1 Allgemeines

PV-Anlagen können vor allem dann ökonomisch effizient betrieben werden, wenn der produzierte Strom direkt vor Ort verbraucht wird. Dies liegt hauptsächlich am Unterschied zwischen dem Einspeisetarif und dem Bezugstarif. Um einen möglichst hohen Eigenverbrauch von PV-Strom zu gewährleisten, sollte der Verbrauch an die Stromproduktion angepasst werden. Da die Ausrichtung der PV-Anlage nicht verändert werden kann und die Produktion damit von der Sonneinstrahlung vorgegeben wird, bleibt als einzige Option die Anpassung des Verbrauchs.

Der erste Schritt ist es, den Status quo zu erheben, um festzustellen, wann wie viel Strom produziert und verbraucht wird, also wie die momentane Energiebilanz aussieht. Für die Ermittlung der Produktion stehen die Daten der drei PV-Anlagen (Obstlagerdach, Schule und Agri-PV) zur Verfügung. Für jede dieser Anlagen wurde ein statistisches Modell erstellt, das auch die Schneelage berücksichtigt. Anhand der Sonneneinstrahlungs- und Schneedaten für den Zeitraum vom 1. Februar 2004 bis zum 30. September 2024 (also etwas über 20 Jahre) wurde die synthetische Energiemenge für diesen Zeitraum berechnet. Mit diesen simulierten Daten lassen sich die erwartete Energiemenge und deren wetterbedingte Schwankungen abschätzen.

Um den tatsächlichen Verbrauch besser zu erfassen, wurde ein Koppelrelais installiert, das die Netzeinspeisung, den Netzbezug und die produzierte Energiemenge der Agri-PV-Anlage misst. Die Daten des Koppelrelais spiegeln allerdings nicht den ganzen Verbrauch bzw. die Ganze Produktion des Geländes wieder da die Schule und die auf dem Schuldach befindliche PV-Anlage über einen eigenen Zählpunkt mit dem Stromnetz verbunden sind. Im Weitern wird also nur der Verbrauch und die Produktion ohne Schule betrachtet. Die Daten des Koppelrelais stehen ab dem 23. Juli 2024 zur Verfügung. Daraus lässt sich nun der tatsächliche Verbrauch berechnen, indem man vom Netzbezug die Netzeinspeisung abzieht und die Produktion der zwei PV-Anlagen (Agri-PV und Obstlagerdach) hinzuzählt.

Um den Eigenverbrauch zu optimieren, könnte man im ersten Schritt den Stromverbrauch und die Stromproduktion für jede Viertelstunde vergleichen. Aus dieser Analyse lässt sich ableiten, wie viel Energie im optimalen Fall verschoben werden kann, beziehungsweise wieviel Energie für andere Zwecke (z.B. zum Laden von Elektroautos) zur Verfügung steht. In einem zweiten Schritt muss dann untersucht werden inwieweit Lastverschiebungen, andere Verwendungszwecke bzw. Energiespeicherung möglich bzw. rentabel sind. Idealerweise würde man ein Modell sowohl für den Verbrauch als auch für die Produktion erstellen, um damit eine synthetische Zeitreihe von Verbrauch und Produktion zu generieren. Diese kann zur Analyse verwendet werden, um den Verbrauch an verschiedenen Tagen (abhängig von Jahreszeit, Wochentag oder Bewölkung) der Produktion gegenüberzustellen. Während dies für die Produktion bereits erfolgt ist, ist es für den Verbrauch aufgrund der kurzen Datenreihe nicht möglich. Als Alternative wird hier der durchschnittliche Viertelstundenverbrauch für die Zeiträume August, September bzw. Oktober für Werktage verwendet. Auch wenn dies nicht ideal ist, liefert es erste Einblicke, wie eine Lastverschiebung gestaltet werden könnte, beziehungsweise kann man damit abschätzen wieviel Energie in den einzelnen Monaten für andere Zwecke zur Verfügung steht. In Kapitel 3.4 wird dann exemplarisch für jeden Monat die durchschnittliche Produktion dem Verbrauch an Werktagen im August, September bzw. Oktober gegenübergestellt. Weiters werden in Kapitel 3.5 anhand der Daten von August bis Oktober noch beispielhafte Rechnungen zur Verwendung von Batterien durchgeführt.

3.2 Empirische Ergebnisse für den viertelstündlichen Verbrauch

Abbildung 21 zeigt eine Zeitreihe des täglichen Verbrauchs sowie der täglichen Produktion (links). Weiters wird der Zusammenhang zwischen täglichem Verbrauch und Temperatur (rechts) dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Verbrauch von der Temperatur beeinflusst wird (zum Teil aufgrund des Energiebedarfs für die Kühlung in der Obstlagerung). Besonders auffällig ist der Rückgang des Verbrauchs ab dem 12. September, der mit einem Kälteeinbruch zusammenfällt. Ebenso wird sichtbar, dass im August die produzierte Energiemenge den Verbrauch überstieg, während an Tagen im September und Oktober und vor allem an Tagen mit starker Bewölkung der Verbrauch höher war als die Produktion. Im Wesentlichen zeigt dies, dass der Verbrauch wetterabhängig ist. Zusätzlich ist zu vermuten, dass der Verbrauch auch von der Jahreszeit und den damit verbundenen Aktivitäten abhängt. Aufgrund der kurzen Datenreihe ist es jedoch nicht möglich, ein vollständiges Verbrauchsprofil für das gesamte Jahr oder alle Monate zu erstellen.

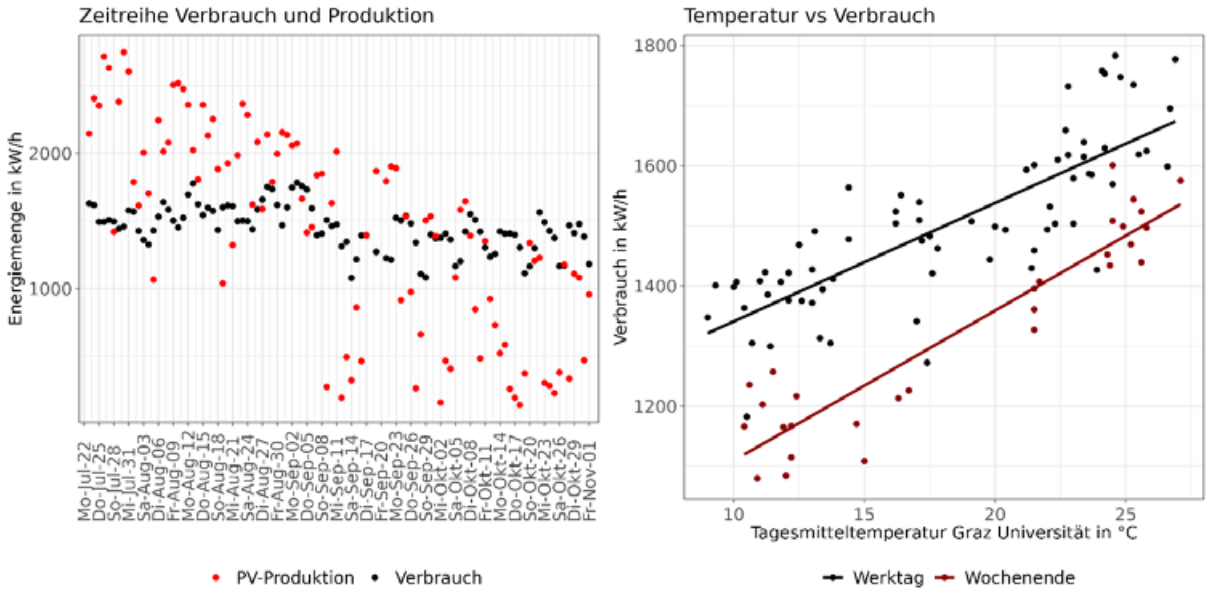


Abbildung 21: Täglicher Verbrauch und tägliche Produktion vom 23. Juli bis 2. Oktober sind links dargestellt, während der Scatterplot rechts den Zusammenhang zwischen täglichem Verbrauch und Temperatur zeigt.

In Abbildung 22 wird der durchschnittliche Stromverbrauch für die Monate August bis Oktober dargestellt. Abbildung 23 zeigt eine detailliertere Aufschlüsselung des Stromverbrauchs im September, wobei dieser nach Tagen mit maximal 25 % bzw. mindestens 25 % Sonnenscheindauer (berechnet als Verhältnis von tatsächlicher Sonnenscheindauer zur Zeit zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang) differenziert wird. Etwa zwei Drittel der Tage im September weisen mindestens 25 % Sonnenscheindauer auf.

Es ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch an Samstagen sowie an Sonn- und Feiertagen tendenziell geringer ist als an Werktagen, was den Erwartungen entspricht. In den Nachtstunden (bis 5:00 Uhr und ab 20:15 Uhr) bleibt der Verbrauch konstant bei etwa 37 kW. Um 5:00 Uhr bzw. um 20:00 Uhr ist ein deutlicher Anstieg bzw. Abfall des Verbrauchs zu verzeichnen, was auf das Ein- oder Ausschalten eines größeren Verbrauchers schließen lässt. Hier stellt sich die Frage, ob die Betriebszeiten besser an die Sonnenscheindauer angepasst werden könnten, um eine effizientere Energienutzung zu erreichen.

Abbildung 22 zeigt zudem, dass der Verbrauch im September und im Oktober niedriger ist als im August, was auf die niedrigeren Temperaturen im September und Oktober zurückgeführt werden kann.

Abbildung 23 verdeutlicht, dass an Tagen mit mindestens 25 % Sonnenscheindauer ein ausgeprägter Verbrauchspeak um die Mittagszeit auftritt, der an Tagen mit geringerer Sonnenscheindauer nicht in dieser Form beobachtet wird. Es scheint so zu sein als ob der Verbrauch schon in gewisser Weise mit der Produktion korreliert ist, was zum Beispiel an einen erhöhten Kühlbedarf an sonnigen Tagen erklärt werden kann.

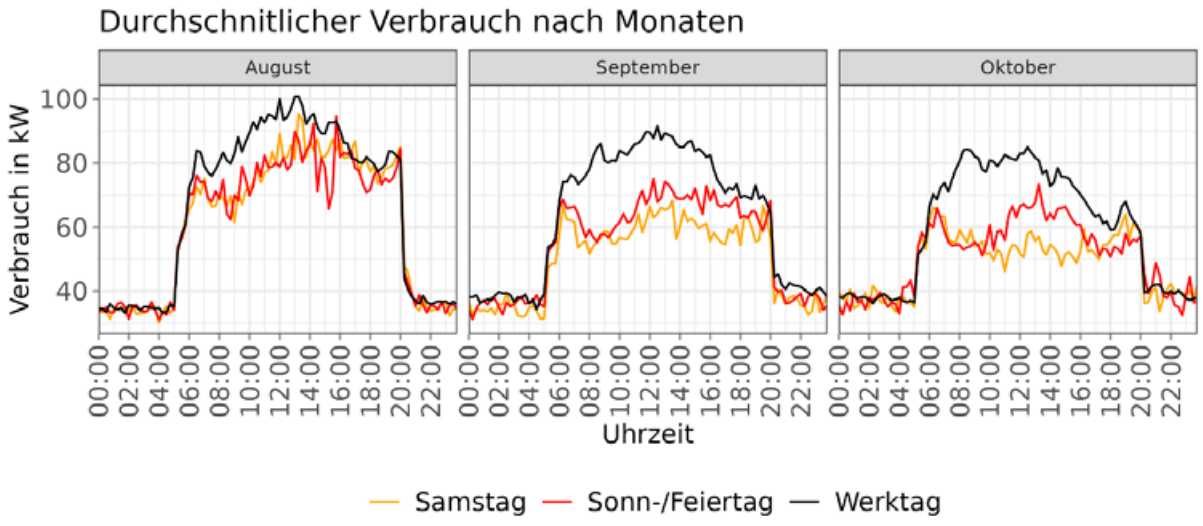


Abbildung 22: Durchschnittlicher Viertelstundenverbrauch für die Monate August und September.

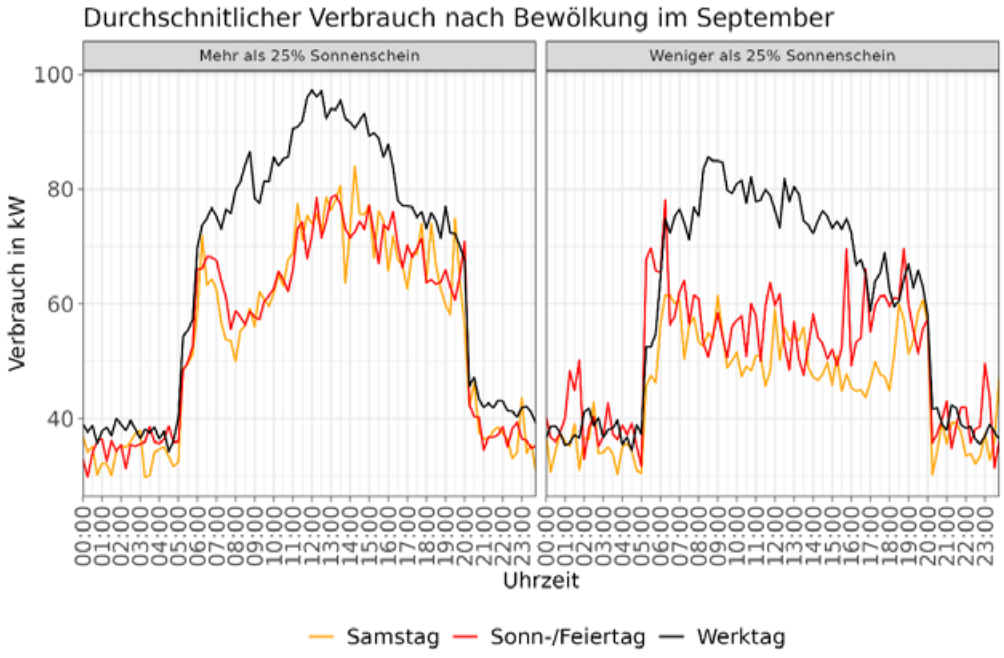


Abbildung 23: Durchschnittlicher Viertelstundenverbrauch für Tage mit weniger als 25 % Sonnenscheindauer bzw. mehr als 25 % Sonnenscheindauer und den Monat September.

3.3 Modellschätzung zur Produktionsberechnung und Modellqualität

Wie zuvor erwähnt, wurde zur Berechnung der Produktion ein statistisches Modell geschätzt. Um die Qualität der Modelle zu bewerten, werden im folgenden Abschnitt einige Abbildungen bereitgestellt. Abbildung 24 zeigt links den normierten Root Mean Square Error (NRMSE) des Modells. Der NRMSE wird als Wurzel der mittleren quadrierten Abweichung zwischen Modell und Messung berechnet und anschließend mit der installierten Leistung (kWp) der Anlage normiert. Für die Berechnung des NRMSE wurden nur Zeitpunkte berücksichtigt, bei denen die Globalstrahlung unter wolkenlosen Bedingungen mindestens 10 W/m² betrug. Rechts in der Abbildung wird zudem das Bestimmtheitsmaß (R^2) dargestellt, das den Anteil der erklärten Varianz angibt. Sowohl der NRMSE als auch das R^2 werden für das gesamte Jahr sowie separat für die einzelnen Monate ausgewiesen.

Für den NRMSE zeigt sich ein jahreszeitlicher Verlauf, wobei die höchsten Werte im Sommer und die niedrigsten Werte im Winter auftreten. Dieser Verlauf ist hauptsächlich auf die jahreszeitlichen Schwankungen der Produktion zurückzuführen. Der NRMSE für das gesamte Jahr liegt bei etwa 8 % für die Agri-PV-Anlage und die PV-Anlage auf dem Obstlagerdach, während er für die PV-Anlage auf dem Schuldach mit etwa 7 % etwas geringer ist. Diese Werte liegen im erwarteten Bereich für Einzelanlagen. Die R^2-Werte liegen bei der Agri-PV-Anlage und der Anlage auf dem Obstlagerdach für das Gesamtjahr bei knapp unter 90 % und überschreiten in den meisten Monaten 85 %, mit Ausnahme des Monats Dezember. Die R^2-Werte für die Anlage auf dem Schuldach sind etwas niedriger, liegen aber dennoch über 75 %. Damit kann das Modell bei allen drei Anlagen einen Großteil der Varianz erklären.

In Abbildung 25 (Tagesproduktion in kWh) und Abbildung 26 (Viertelstundenwerte in kW) sind Streudiagramme dargestellt, die die Modellwerte mit den Messwerten vergleichen. Bei den Tageswerten zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Modell und Messung. Auch bei den Viertelstundenwerten (Abbildung 26) ist die Übereinstimmung weitgehend gut, auch wenn es einige Ausreißer mit größeren Abweichungen gibt. Diese Ausreißer entstehen hauptsächlich durch Ungenauigkeiten in den Sonneneinstrahlungsdaten, beispielsweise wenn eine Wolke bei ansonsten wolkenlosen Bedingungen die PV-Anlage kurzzeitig verdeckt oder bei wechselhafter Bewölkung die PV-Anlage zwischen voller und geringer Produktion schwankt, während die Satellitendaten einen Durchschnittswert über eine größere Fläche darstellen.

In Abbildung 27, die eine Woche im August 2024 darstellt, wird die gemessene Produktion der Modellvorhersage gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass das Modell den Messwerten im Wesentlichen gut folgt, insbesondere an den eher sonnigen Tagen (z. B. am 10. und 11. August). An Tagen mit großen Schwankungen in den Viertelstundenwerten (z. B. am 8. August) liefert das Modell jedoch eine geglättete Version der tatsächlichen Produktion. Insgesamt kann das Modell die gemessenen Werte recht gut approximieren, abgesehen von den bekannten Problemen durch geglättete Sonneneinstrahlungsdaten.

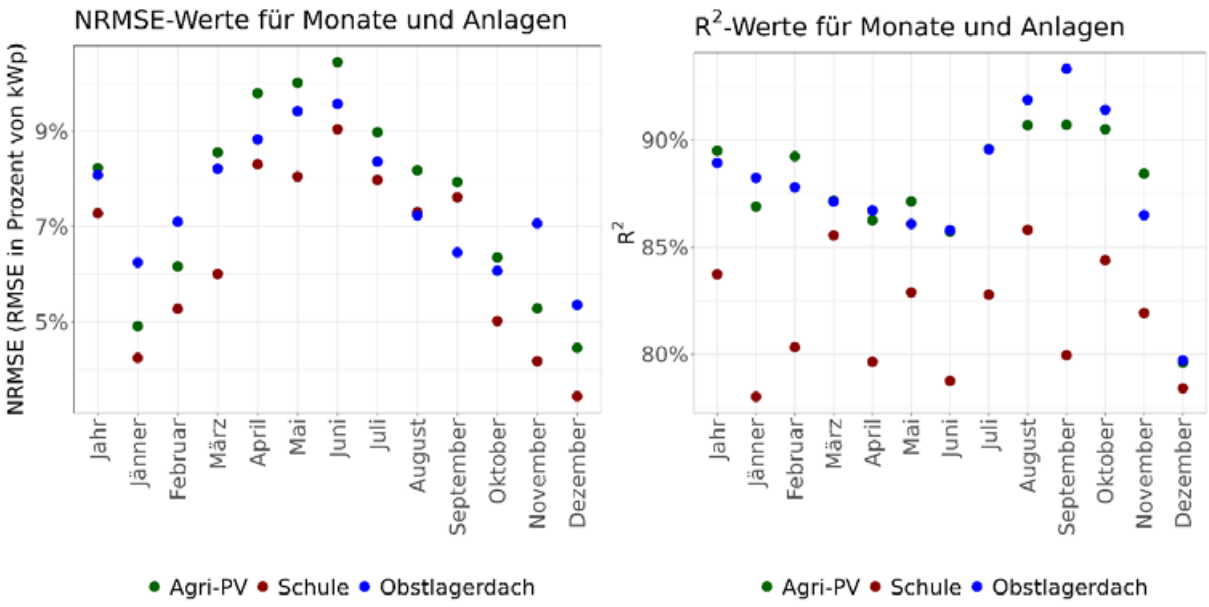


Abbildung 24: NRMSE und R^2 für die Modelle der drei Anlagen. Jeweils für die einzelnen Monaten (Bei R^2 sind fehlende grüne Punkte durch blaue Punkte überdeckt).

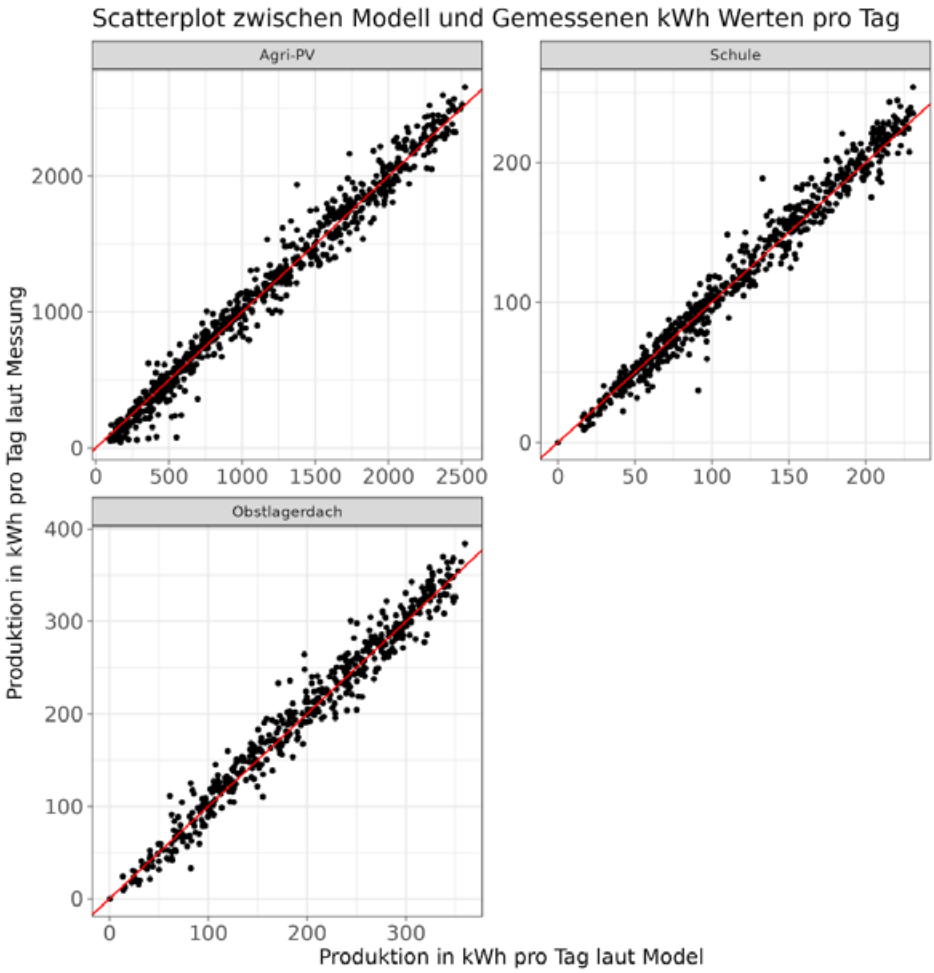


Abbildung 25: Scatterplot von täglicher Produktion in kWh zwischen Modell und Messung.

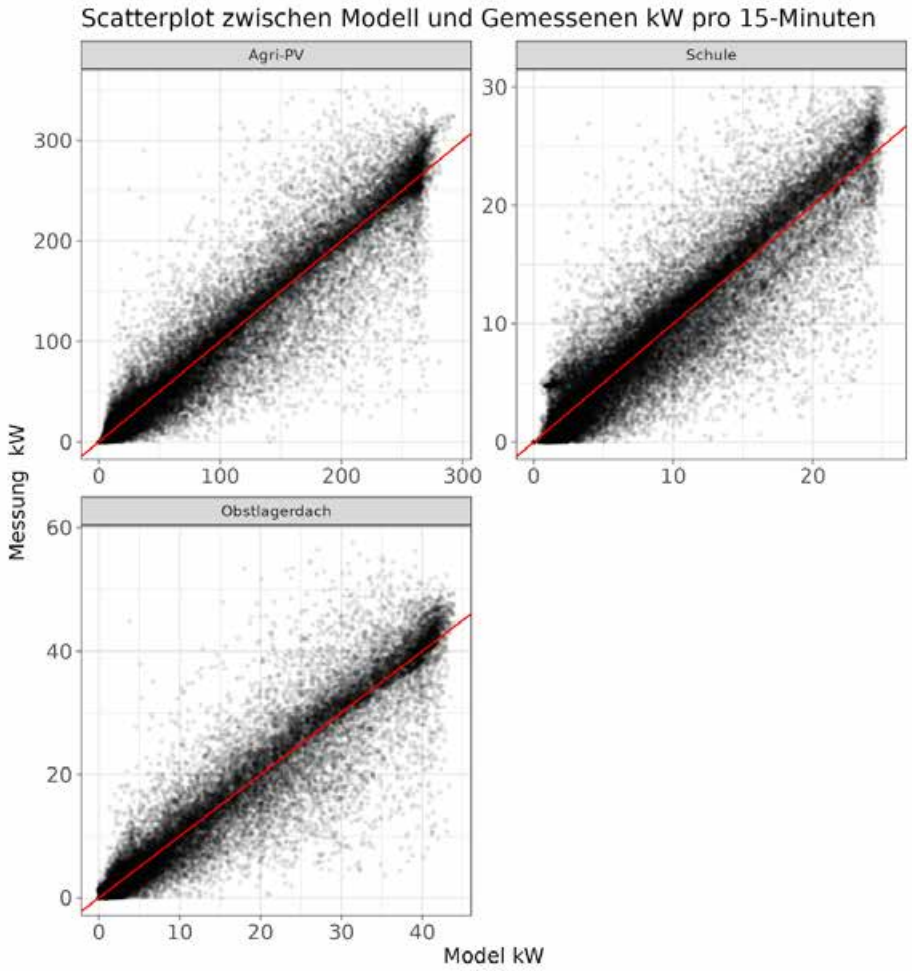


Abbildung 26: Scatterplot von täglicher Produktion in kWh zwischen Modell und Messung

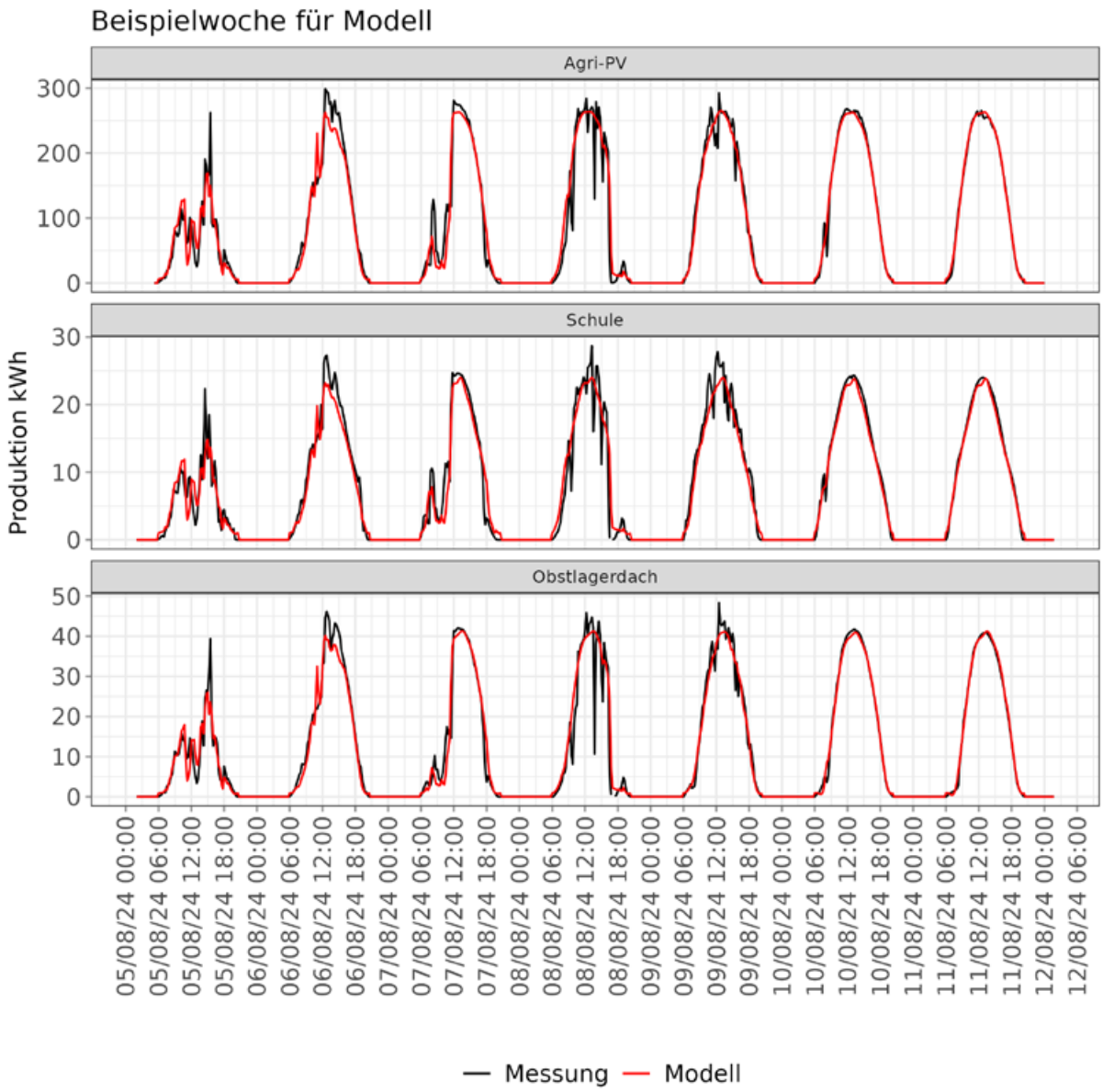


Abbildung 27 Vergleich zwischen Messung und Modell für die Produktion.

In Abbildung 28 wird die normierte Jahresproduktion pro kWp der einzelnen Anlagen dargestellt, hochgerechnet auf 365 Tage. Es zeigen sich Schwankungen von etwa 10 % zwischen den einzelnen Jahren. Dabei liefert die Agri-PV-Anlage pro kWp den höchsten Ertrag, gefolgt von der Anlage auf dem Obstlagerdach, während die Anlage auf dem Schuldach den geringsten Ertrag aufweist. Diese Unterschiede in der Produktion sind hauptsächlich auf die unterschiedliche Ausrichtung der Anlagen zurückzuführen.

In Abbildung 29 wird ein kombinierter Violin- und Boxplot für den durchschnittlichen täglichen Ertrag pro Monat für jedes Jahr im Zeitraum von Februar 2004 bis August 2024 dargestellt. Dieser verdeutlicht den saisonalen Verlauf der Produktion, wobei die höchsten Werte im Juni und Juli erreicht werden, mit einem Durchschnitt von über 2000 kWh pro Tag. Im Dezember hingegen wird ein Minimum von weniger als 500 kWh pro Tag beobachtet. Die Violin- und Boxplots zeigen zudem die Spannbreite der täglichen Produktionsschwankungen über die Jahre. Besonders auffällig ist, dass der Unterschied zwischen Jahren

mit guter und schlechter Produktion mehr als 500 kWh pro Tag betragen kann, was die erhebliche Variabilität der Produktionsleistung unterstreicht.

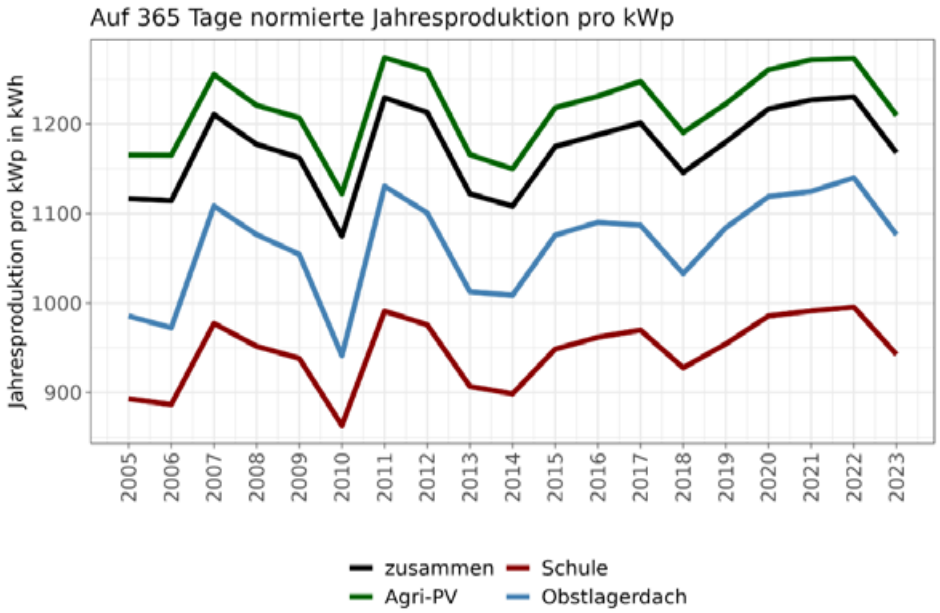


Abbildung 28: Auf 365 Tage normierte Jahresproduktion für die synthetische Produktion der einzelnen PV-Anlagen.

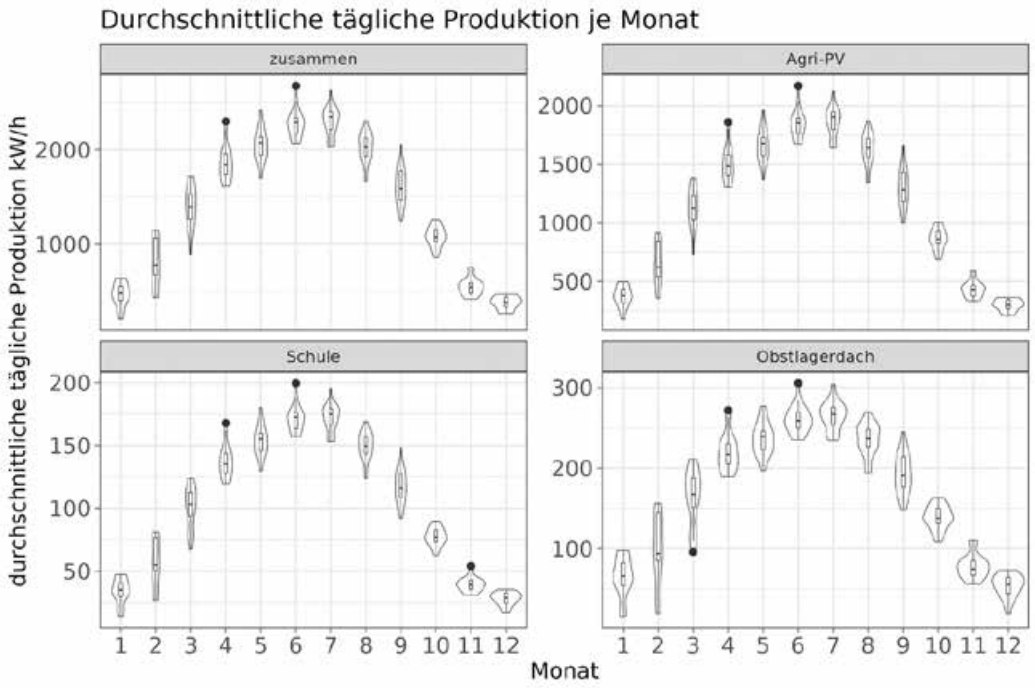


Abbildung 29: Kombinierter Violine- und Box-Plot für den durchschnittlichen täglichen Verbrauch für jeden Monat über die Jahre im Zeitraum Februar 2004 bis August 2024.

3.4 Monatsweise Gegenüberstellung von Verbrauch und Produktion

Für jeden Monat wurde eine Abbildung erstellt, die die durchschnittliche Produktion (Agri-PV und Obstlagerdach) pro Viertelstunde zeigt. Diese Abbildung umfasst:

- alle Jahre und Tage des jeweiligen Monats,
- alle Jahre und Tage des Monats unter der Annahme eines wolkenlosen Himmels (und ohne Schnee auf der Anlage),
- die Tage des Monats in den 10 % produktivsten Jahren,
- die Tage des Monats in den 10 % am wenigsten produktiven Jahren,
- die 5 % schlechtesten Tage (nach Produktion),
- die 5 % bis 15 % schlechtesten Tage (nach Produktion),
- die 15 % bis 25 % schlechtesten Tage (nach Produktion).

So lässt sich ableiten, welche Produktion man an einem durchschnittlichen Tag im Monat, an einem wolkenlosen Tag oder an Tagen mit eher schlechten Produktionsbedingungen erwarten kann. Bei bewölkten Tagen sollte man jedoch bedenken, dass die Darstellung den Durchschnitt abbildet, es aber auch Tage mit teilweiser Bewölkung gibt, an denen die Produktion zwischen sonnigen und bewölkten Phasen schwankt.

Da noch nicht für alle Monate des Jahres Verbrauchsdaten vorliegen, wird der Verbrauch an Werktagen in den zwei Monaten August und September als Proxy herangezogen. Es sollte jedoch beachtet werden, dass der tatsächliche Verbrauch von diesem Muster abweichen kann. Zusätzlich zur Abbildung wird eine Tabelle bereitgestellt, die die täglich produzierte Menge, den Verbrauch, die Bilanz (Differenz zwischen Verbrauch und Produktion) sowie die Einspeisung ins Netz bzw. den Netzbezug angibt.

Idealerweise sollte entweder kein Netzbezug notwendig sein (die gesamte benötigte Energie wird durch die PV-Anlagen bereitgestellt) oder es sollte keine Netzeinspeisung erfolgen (der PV-Strom wird vollständig vor Ort verbraucht). In den meisten durchschnittlichen Tagen von April bis August wird zwar mehr Strom produziert als benötigt, doch aufgrund der zeitlichen Diskrepanz zwischen Produktion und Verbrauch muss etwa ein Drittel des benötigten Stroms aus dem Netz bezogen werden. Dies deutet darauf hin, dass noch Potenzial zur Verbesserung der Eigennutzung besteht. Falls es zu einer Erweiterung der Agri-PV-Anlage kommt, welche eine ähnliche Größenordnung und Ausrichtung wie die bestehende Agri-PV-Anlage hat so würden sich die Kurven für die Produktion in etwa verdoppeln.

3.4.1 Jänner

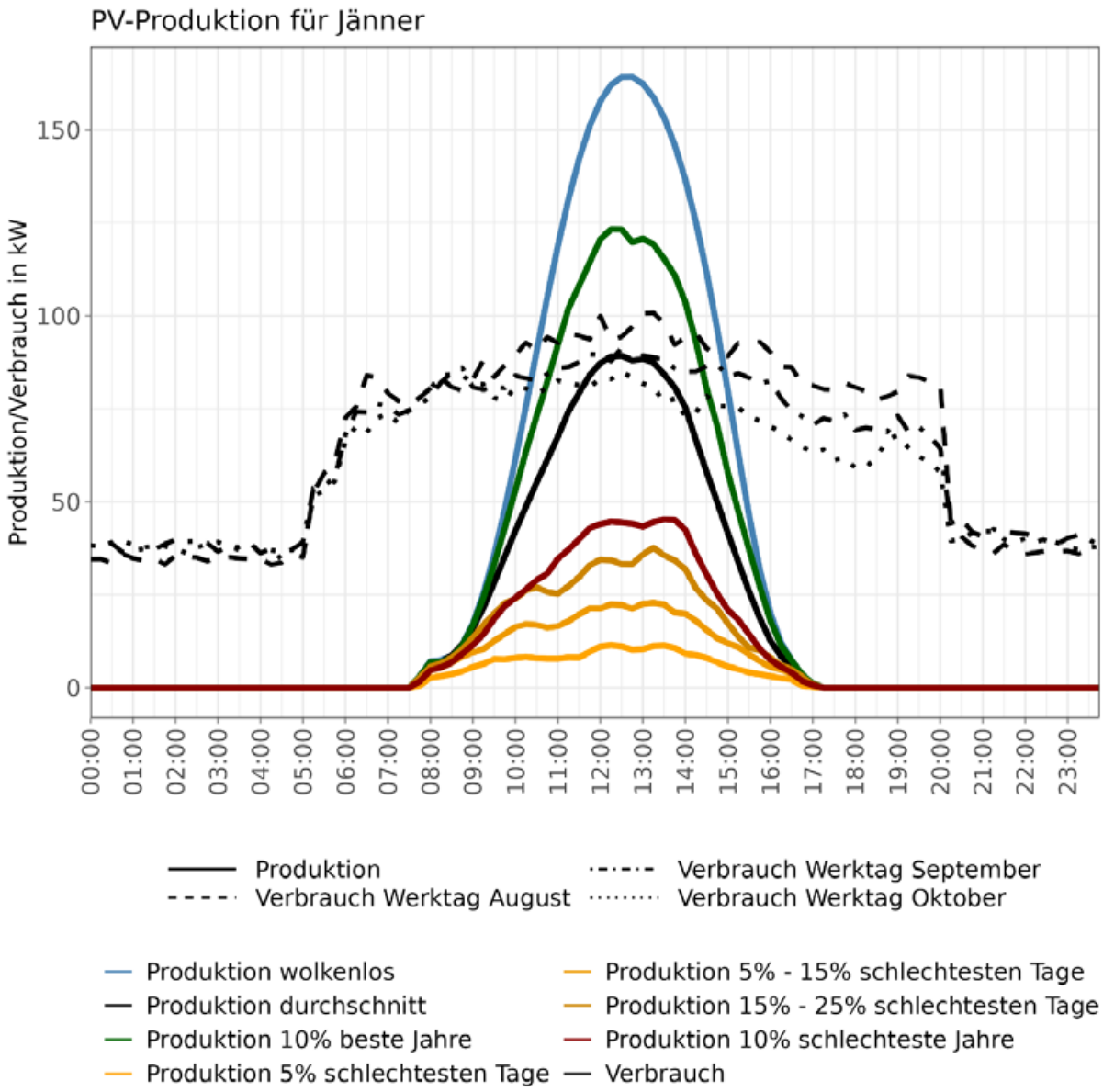


Tabelle 2 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Jänner

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Jänner												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	436	1 601	-1 164	0	1 164	1 527	-1 091	0	1 013	1 437	-1 001	12	1 013
Wolkenlos	761	1 601	- 840	192	1 032	1 527	- 766	227	937	1 437	- 676	261	937
beste. J.	589	1 601	-1 012	57	1 069	1 527	- 938	85	960	1 437	- 849	111	960
schlecht. J	233	1 601	-1 367	0	1 367	1 527	-1 294	0	1 204	1 437	-1 204	0	1 204
15 %-25 %	195	1 601	-1 405	0	1 405	1 527	-1 331	0	1 242	1 437	-1 242	0	1 242
5 %-15 %	128	1 601	-1 472	0	1 472	1 527	-1 399	0	1 309	1 437	-1 309	0	1 309
0 %-5 %	64	1 601	-1 537	0	1 537	1 527	-1 463	0	1 374	1 437	-1 374	0	1 374

3.4.2 Februar

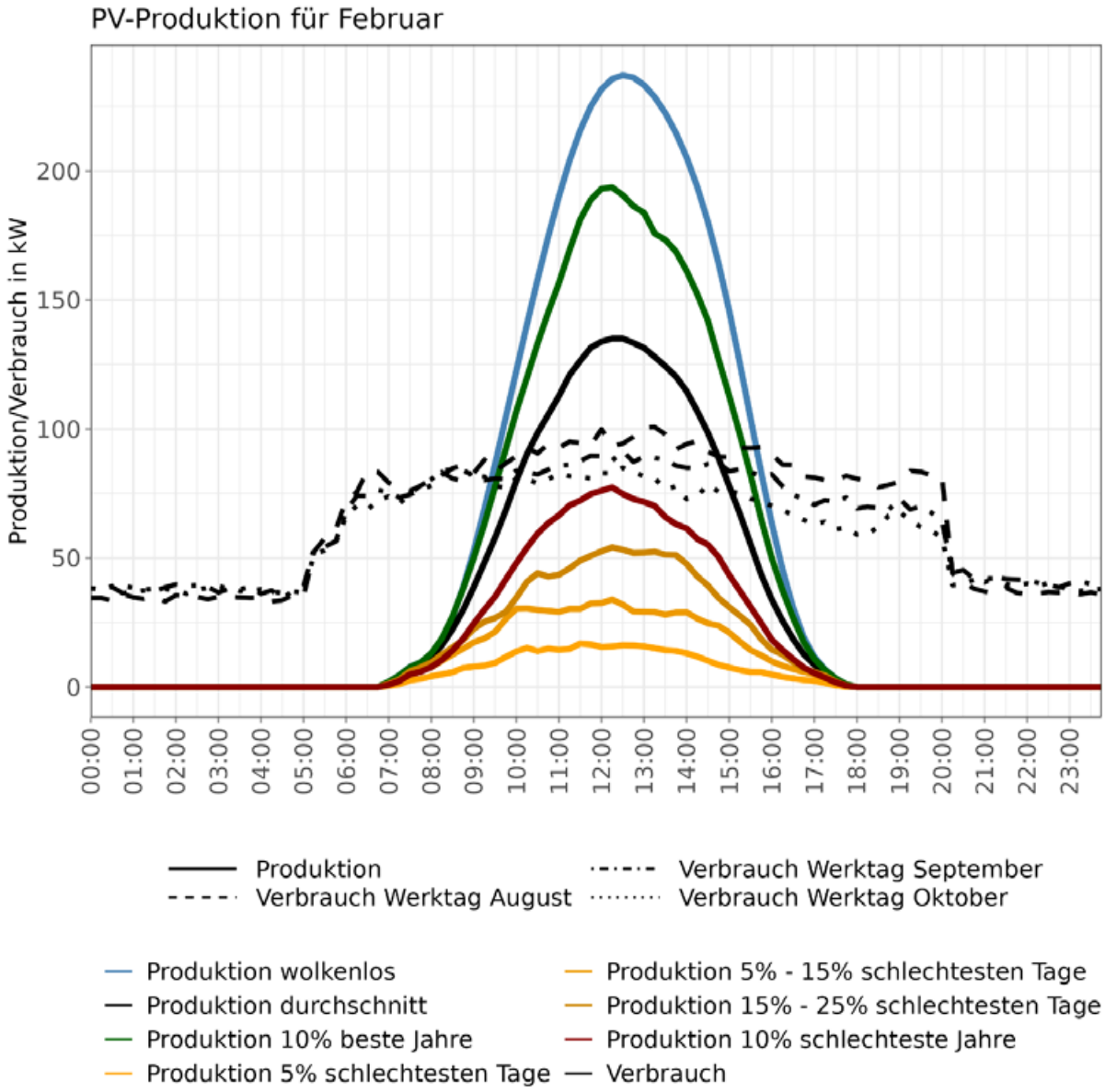


Tabelle 3 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Februar

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Februar												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	746	1 601	- 854	110	964	1 527	- 781	146	871	1 437	- 691	180	871
Wolkenlos	1 273	1 601	- 328	562	890	1 527	- 254	609	818	1 437	- 165	654	818
beste. J.	1 042	1 601	- 559	349	908	1 527	- 485	392	829	1 437	- 396	434	829
schlecht. J	425	1 601	-1 175	0	1 175	1 527	-1 101	0	1 012	1 437	-1 012	0	1 012
15 %-25 %	318	1 601	-1 283	0	1 283	1 527	-1 209	0	1 120	1 437	-1 120	0	1 120
5 %-15 %	210	1 601	-1 390	0	1 390	1 527	-1 317	0	1 227	1 437	-1 227	0	1 227
0 %-5 %	100	1 601	-1 501	0	1 501	1 527	-1 427	0	1 338	1 437	-1 338	0	1 338

3.4.3 März

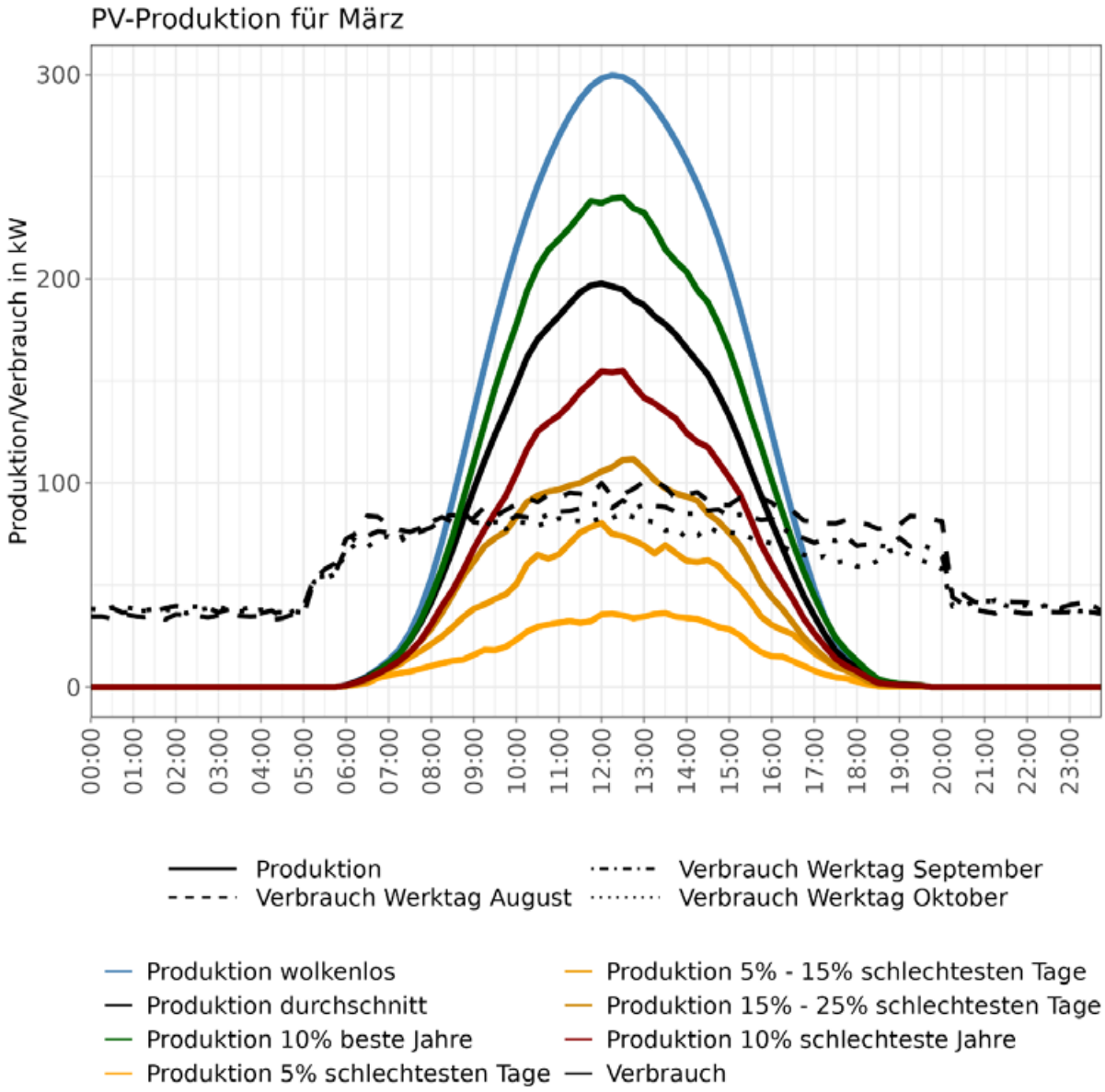


Tabelle 4 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im März

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im März												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	1 291	1 601	- 310	465	775	1 527	- 236	517	710	1 437	- 147	563	710
Wolkenlos	1 922	1 601	322	1 055	733	1 527	395	1 110	678	1 437	485	1 162	678
beste. J.	1 561	1 601	- 39	710	749	1 527	35	764	691	1 437	124	815	691
schlecht. J	968	1 601	- 632	202	834	1 527	- 558	246	757	1 437	- 469	288	757
15 %-25 %	731	1 601	- 869	22	891	1 527	- 795	56	793	1 437	- 706	87	793
5 %-15 %	507	1 601	-1 094	0	1 094	1 527	-1 020	0	931	1 437	- 931	0	931
0 %-5 %	244	1 601	-1 356	0	1 356	1 527	-1 283	0	1 193	1 437	-1 193	0	1 193

3.4.4 April

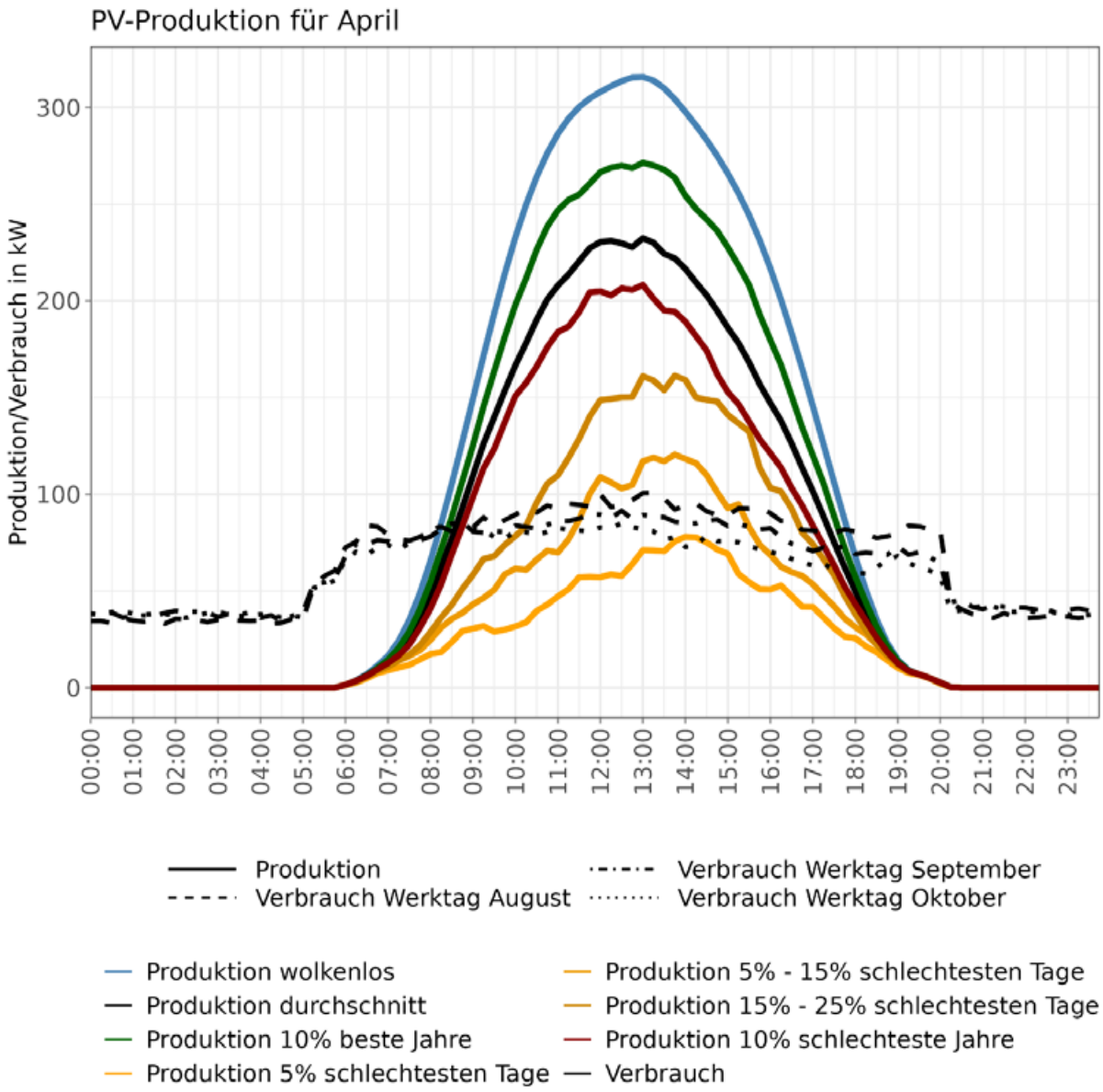


Tabelle 5 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im April

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im April												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	1 725	1 601	125	776	651	1 527	198	841	613	1 437	288	901	613
Wolkenlos	2 388	1 601	787	1 403	616	1 527	861	1 471	586	1 437	951	1 536	586
beste. J.	2 035	1 601	434	1 070	635	1 527	508	1 135	601	1 437	598	1 198	601
schlecht. J	1 500	1 601	- 101	571	671	1 527	- 27	634	629	1 437	63	692	629
15 %-25 %	1 125	1 601	- 476	256	732	1 527	- 402	309	676	1 437	- 312	363	676
5 %-15 %	813	1 601	- 787	52	840	1 527	- 714	80	740	1 437	- 624	116	740
0 %-5 %	534	1 601	-1 067	0	1 067	1 527	- 993	0	906	1 437	- 904	2	906

3.4.5 Mai

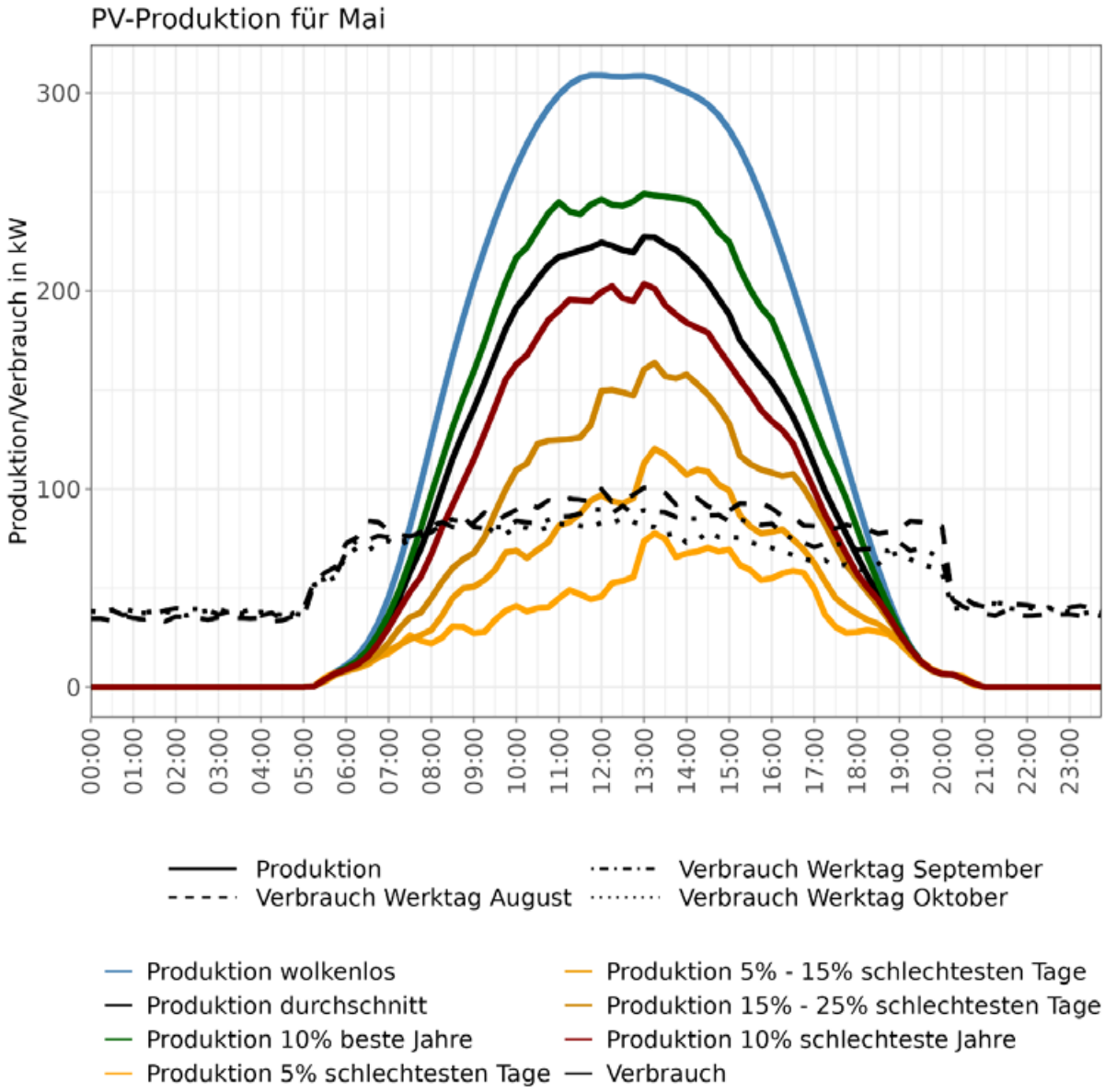


Tabelle 6 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Mair

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Mai												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	1 894	1 601	293	854	561	1 527	367	921	529	1 437	456	985	529
Wolkenlos	2 681	1 601	1 080	1 606	526	1 527	1 154	1 680	504	1 437	1 243	1 747	504
beste. J.	2 151	1 601	551	1 095	544	1 527	625	1 166	518	1 437	714	1 233	518
schlecht. J	1 649	1 601	48	631	583	1 527	122	696	546	1 437	212	758	546
15 %-25 %	1 253	1 601	- 348	284	631	1 527	- 274	347	592	1 437	- 184	407	592
5 %-15 %	871	1 601	- 730	35	765	1 527	- 656	61	672	1 437	- 567	105	672
0 %-5 %	577	1 601	-1 023	0	1 023	1 527	- 950	0	860	1 437	- 860	0	860

3.4.6 Juni

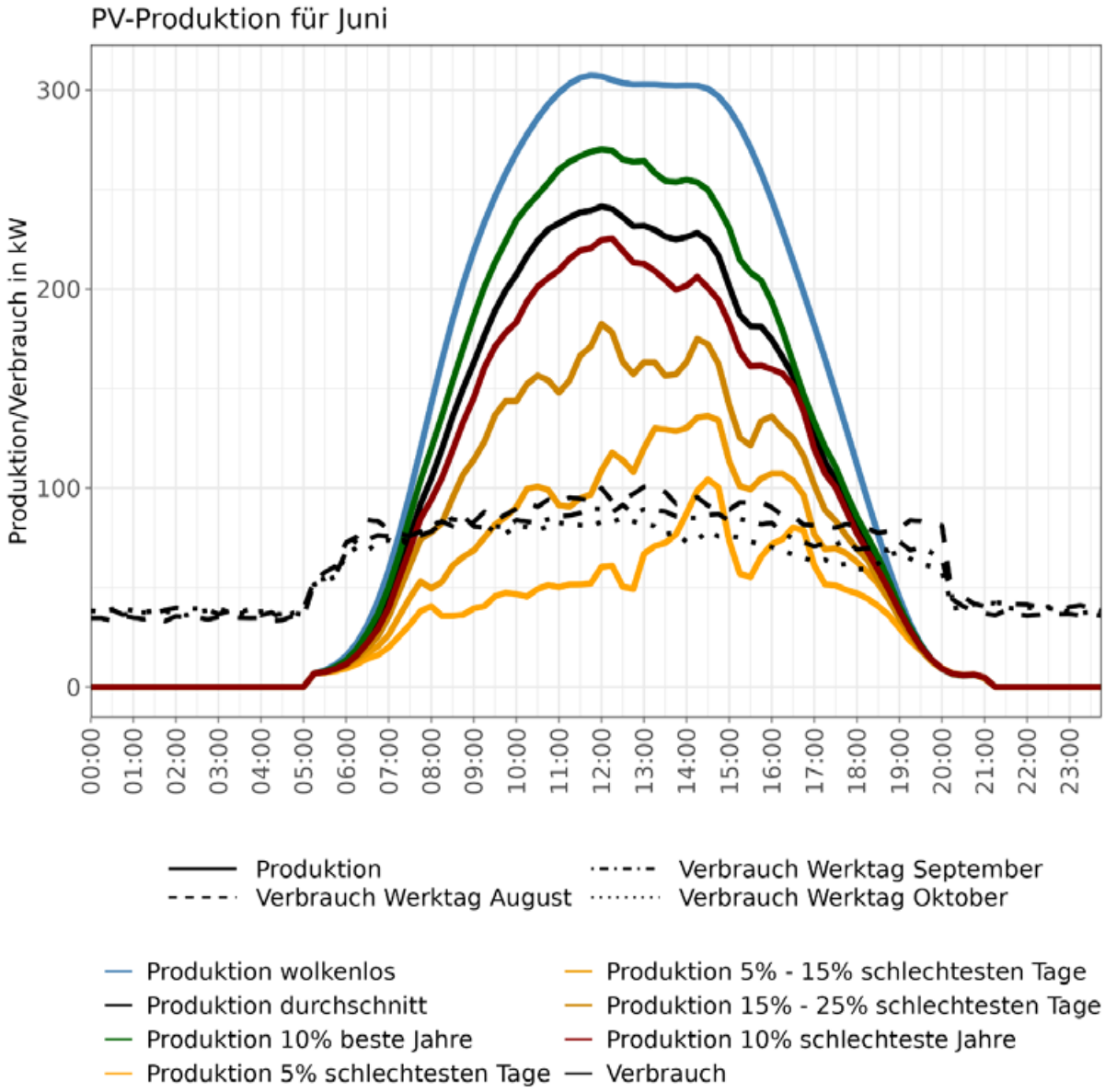


Tabelle 7 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Juni

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Juni												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	2 107	1 601	506	1 019	513	1 527	580	1 091	489	1 437	669	1 158	489
Wolkenlos	2 803	1 601	1 203	1 689	486	1 527	1 277	1 766	469	1 437	1 366	1 835	469
beste. J.	2 348	1 601	747	1 249	502	1 527	821	1 322	480	1 437	910	1 390	480
schlecht. J	1 926	1 601	325	845	520	1 527	399	916	494	1 437	488	983	494
15 %-25 %	1 542	1 601	- 58	480	538	1 527	16	546	508	1 437	105	613	508
5 %-15 %	1 125	1 601	- 476	123	599	1 527	- 402	181	556	1 437	- 312	243	556
0 %-5 %	716	1 601	- 885	7	892	1 527	- 811	15	753	1 437	- 722	31	753

3.4.7 Juli

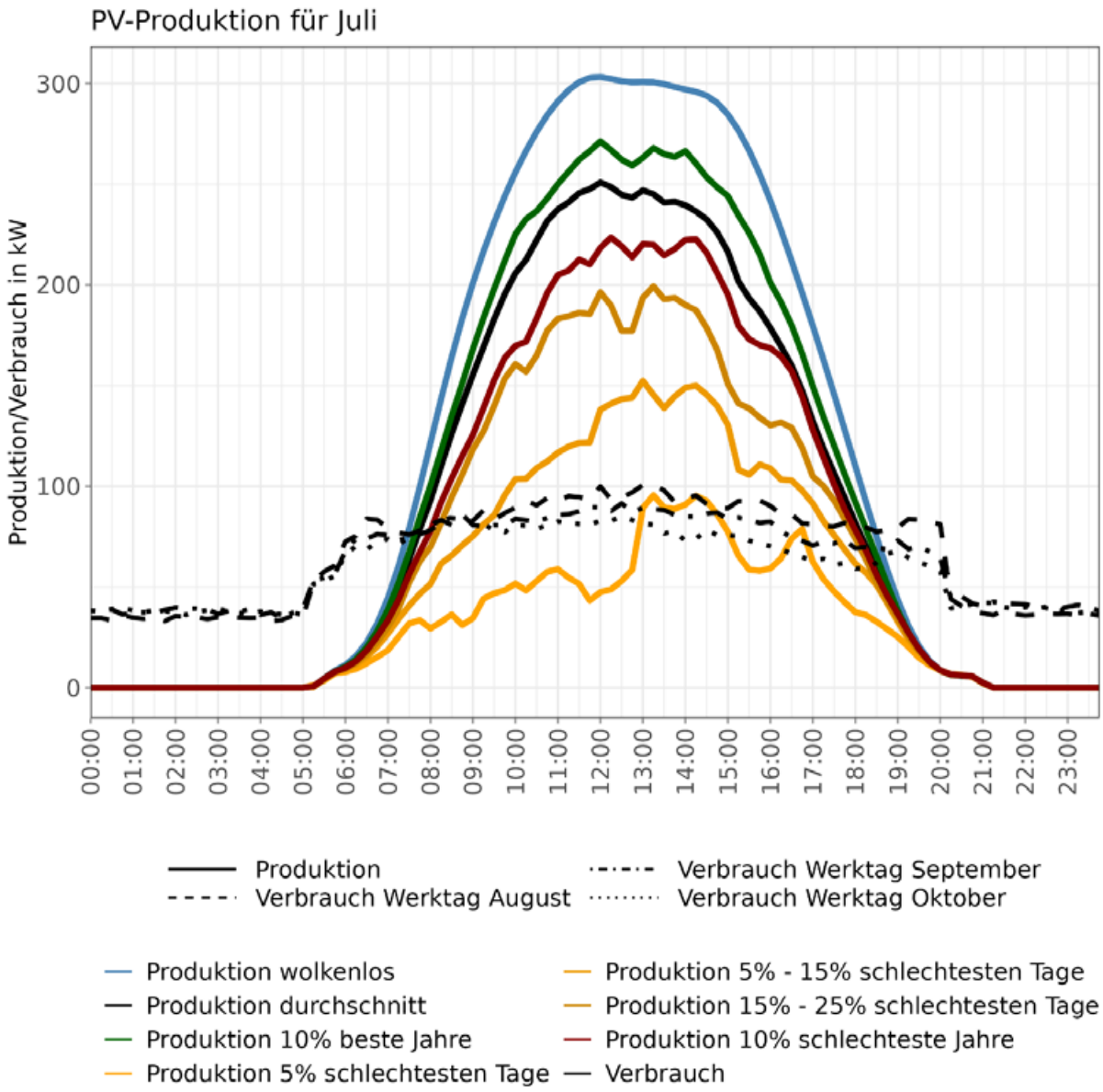


Tabelle 8 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Juli

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Juli												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	2 128	1 601	528	1 058	530	1 527	602	1 130	506	1 437	691	1 197	506
Wolkenlos	2 699	1 601	1 098	1 605	507	1 527	1 172	1 680	488	1 437	1 261	1 749	488
beste. J.	2 325	1 601	724	1 246	522	1 527	798	1 320	500	1 437	887	1 388	500
schlecht. J	1 895	1 601	295	835	540	1 527	368	905	515	1 437	458	972	515
15 %-25 %	1 651	1 601	50	604	553	1 527	124	672	526	1 437	214	739	526
5 %-15 %	1 240	1 601	- 361	233	594	1 527	- 287	298	558	1 437	- 197	360	558
0 %-5 %	701	1 601	- 900	0	900	1 527	- 826	10	770	1 437	- 736	33	770

3.4.8 August

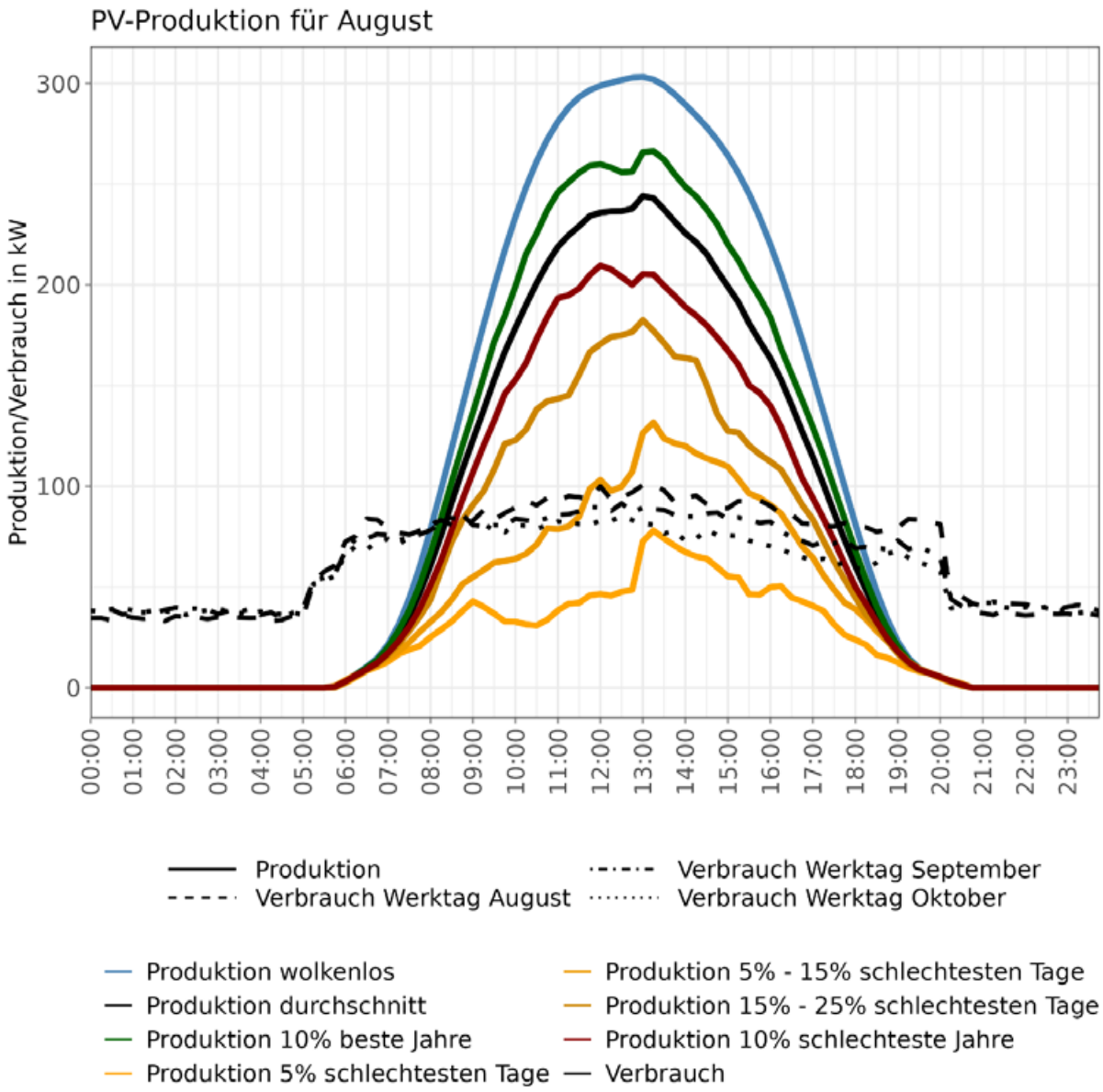


Tabelle 9 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im August

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im August												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	1 869	1 601	268	881	613	1 527	342	947	579	1 437	431	1 011	579
Wolkenlos	2 419	1 601	818	1 401	582	1 527	892	1 471	557	1 437	981	1 538	557
beste. J.	2 070	1 601	470	1 070	600	1 527	544	1 138	570	1 437	633	1 203	570
schlecht. J	1 596	1 601	- 5	631	636	1 527	69	696	598	1 437	158	756	598
15 %-25 %	1 329	1 601	- 272	382	654	1 527	- 198	445	612	1 437	- 109	503	612
5 %-15 %	910	1 601	- 691	67	758	1 527	- 617	106	679	1 437	- 527	152	679
0 %-5 %	515	1 601	-1 086	0	1 086	1 527	-1 012	0	922	1 437	- 922	0	922

3.4.9 September

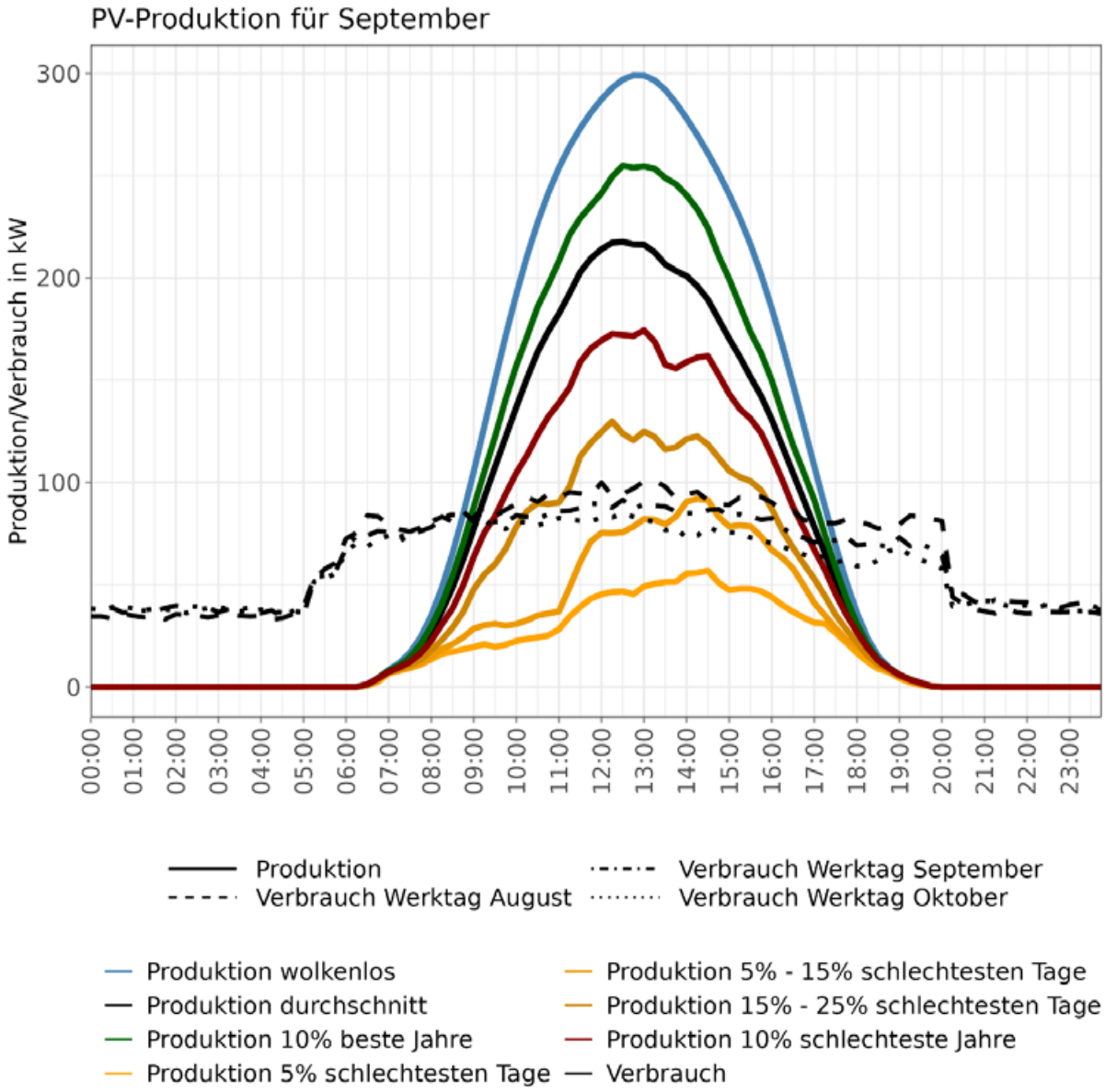


Tabelle 10 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im September

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im September												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	1 476	1 601	- 124	604	729	1 527	- 51	667	684	1 437	39	723	684
Wolkenlos	2 035	1 601	434	1 130	696	1 527	508	1 195	657	1 437	597	1 254	657
beste. J.	1 703	1 601	103	818	715	1 527	176	882	674	1 437	266	939	674
schlecht. J	1 193	1 601	- 408	346	754	1 527	- 334	404	704	1 437	- 245	459	704
15 %-25 %	882	1 601	- 719	98	817	1 527	- 645	142	745	1 437	- 556	189	745
5 %-15 %	581	1 601	-1 020	0	1 020	1 527	- 946	4	877	1 437	- 857	20	877
0 %-5 %	385	1 601	-1 216	0	1 216	1 527	-1 142	0	1 053	1 437	-1 053	0	1 053

3.4.10 Oktober

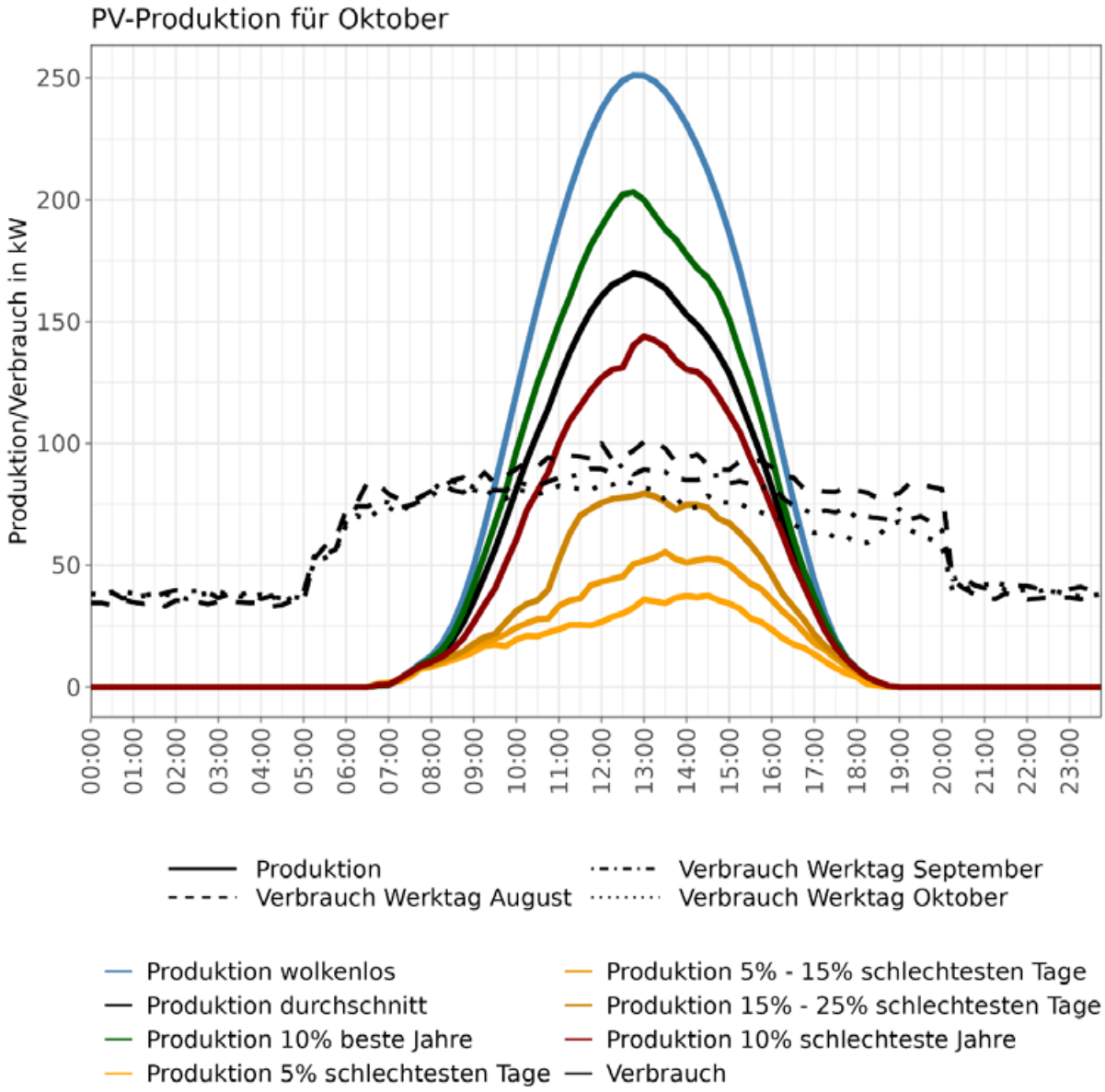


Tabelle 11 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Oktober

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Oktober												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	988	1 601	- 612	265	877	1 527	- 539	310	805	1 437	- 449	356	805
Wolkenlos	1 446	1 601	- 155	674	829	1 527	- 81	728	771	1 437	8	780	771
beste. J.	1 156	1 601	- 445	410	855	1 527	- 371	459	790	1 437	- 282	508	790
schlecht. J	823	1 601	- 778	138	916	1 527	- 704	176	832	1 437	- 614	218	832
15 %-25 %	481	1 601	-1 120	0	1 120	1 527	-1 046	0	957	1 437	- 957	1	957
5 %-15 %	340	1 601	-1 260	0	1 260	1 527	-1 187	0	1 097	1 437	-1 097	0	1 097
0 %-5 %	239	1 601	-1 361	0	1 361	1 527	-1 287	0	1 198	1 437	-1 198	0	1 198

3.4.11 November

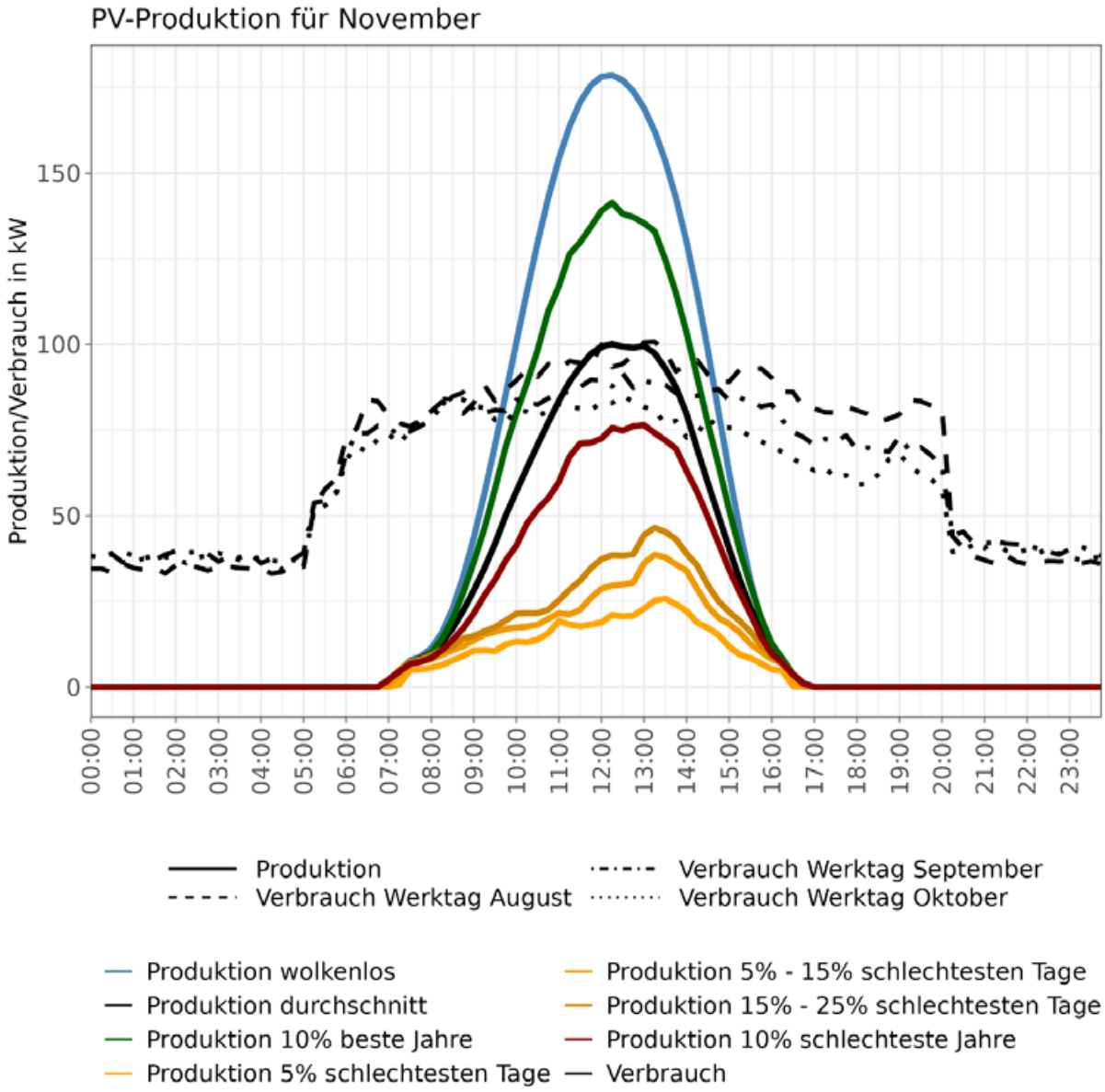


Tabelle 12 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im November

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im November												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	510	1 601	-1 090	4	1 095	1 527	-1 017	21	969	1 437	- 927	42	969
Wolkenlos	864	1 601	- 736	258	994	1 527	- 663	297	903	1 437	- 573	330	903
beste. J.	689	1 601	- 912	113	1 025	1 527	- 838	146	923	1 437	- 749	174	923
schlecht. J	394	1 601	-1 207	0	1 207	1 527	-1 133	0	1 044	1 437	-1 044	0	1 044
15 %-25 %	224	1 601	-1 377	0	1 377	1 527	-1 303	0	1 214	1 437	-1 214	0	1 214
5 %-15 %	183	1 601	-1 417	0	1 417	1 527	-1 344	0	1 254	1 437	-1 254	0	1 254
0 %-5 %	128	1 601	-1 472	0	1 472	1 527	-1 399	0	1 309	1 437	-1 309	0	1 309

3.4.12 Dezember

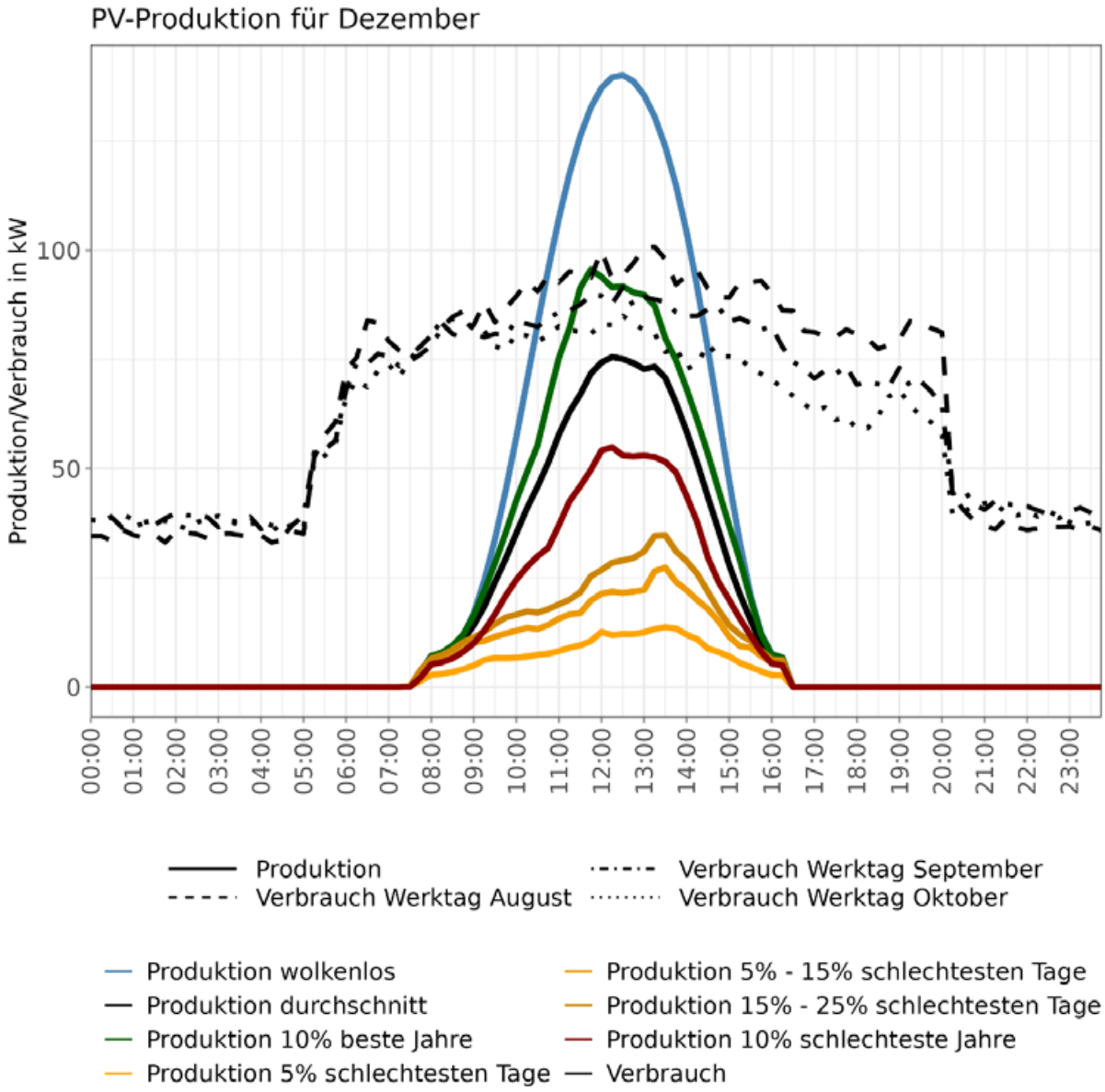


Tabelle 13 Zusammenfassende Statistik für Tagesproduktion und Verbrauch beispielhaften Verbrauch im Dezember

	Produktion und Verbrauch in kW/h eines Tages im Dezember												
		August				September				Oktober			
Tagestyp	PV	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verb.	Bilanz	Eins.	Bezug	Verbr.	Bilanz	Eins.	Bezug
Durch.	353	1 601	-1 247	0	1 247	1 527	-1 174	0	1 084	1 437	-1 084	0	1 084
Wolkenlos	618	1 601	- 982	101	1 083	1 527	- 909	131	978	1 437	- 819	159	978
beste. J.	435	1 601	-1 166	0	1 166	1 527	-1 092	5	1 022	1 437	-1 003	19	1 022
schlecht. J	250	1 601	-1 351	0	1 351	1 527	-1 277	0	1 187	1 437	-1 187	0	1 187
15 %-25 %	161	1 601	-1 440	0	1 440	1 527	-1 366	0	1 277	1 437	-1 277	0	1 277
5 %-15 %	127	1 601	-1 473	0	1 473	1 527	-1 400	0	1 310	1 437	-1 310	0	1 310
0 %-5 %	68	1 601	-1 532	0	1 532	1 527	-1 459	0	1 369	1 437	-1 369	0	1 369

3.5 Berechnungen zur Nutzung optimalen Auslegung einer Batterie

Eine Möglichkeit den Verbrauch der Produktion anzupassen, ist die Speicherung der Energie. Dabei stellt sich die Frage nach der optimalen Dimensionierung der Batterie. Für die Berechnung des ökonomischen Nutzens einer Batterie wird eine Zeitreihe von Produktions- und Verbrauchsdaten benötigt. Idealerweise sollten diese Daten mehrere Jahre umfassen, um wetterbedingte Schwankungen zwischen den Jahren zu berücksichtigen. Da im Normalfall jedoch keine solch umfangreiche Datengrundlage vorliegt, können synthetische Verläufe für Produktion und Verbrauch modelliert werden, um den Mangel an Daten zu kompensieren. In diesem Projekt steht zwar ein Modell zur Erzeugung synthetischer Produktionsdaten zur Verfügung, aufgrund der geringen Verbrauchsdatenmenge konnte jedoch kein entsprechendes Modell für den Verbrauch entwickelt werden. Daher können derzeit noch keine fundierten Berechnungen zur Dimensionierung einer Batterie erstellt werden. Dennoch wird exemplarisch gezeigt, wie eine solche Analyse aussehen könnte. Die Beispielanalyse beschränkt sich auf die Monate August, September und Oktober. Im Rahmen der Analyse wird der Einfluss von Batterien mit unterschiedlichen Kapazitäten auf den Eigenverbrauch sowie die Betriebskosten einer PV-Anlage untersucht. Die nutzbare Batteriekapazität variiert dabei zwischen 0 und 1000 kWh in Schritten von 25 kWh. Die Kapazität in kWh entspricht zugleich der maximalen Lade- und Entladeleistung in kW, sodass angenommen wird, dass die Batterie innerhalb einer Stunde vollständig geladen oder entladen werden kann. Weiterhin wird von einer monatlichen Selbstentladung von 4 % sowie einem Wirkungsgrad von 95 % (jeweils zur Hälfte für Lade- und Entladeprozesse) ausgegangen. Die Berechnungen starten mit einer leeren Batterie am 23. Juli 2024 und enden am 1. November desselben Jahres. Die Ergebnisse beziehen sich jedoch ausschließlich auf die Monate August bis Oktober. Zur Bewertung des ökonomischen Werts der Batterie wird ein Strombezugstarif von 26 Cent pro kWh und ein Einspeisetarif von 5 Cent pro kWh angenommen. Viertelstunden ohne Daten werden aus der Berechnung ausgeschlossen.

In Abbildung 30 sind die durchschnittlichen täglichen Werte für Verbrauch, Produktion, Einspeisung und Netzbezug für die Monate August bis Oktober in Abhängigkeit von der Batteriekapazität dargestellt. Es zeigt sich, dass mit steigender Batteriekapazität der Eigenverbrauch zunimmt, während der Netzbezug abnimmt. Die Kurve verläuft zunächst linear, wobei die Steigung zwischen 600 und 700 kWh deutlich abflacht. Dies ist insofern erwartungsgemäß, als die Batterie bei kleineren Kapazitäten hauptsächlich zum Ausgleich zwischen Tag und Nacht genutzt wird. Ab einer bestimmten Größe kann zusätzliche Batteriekapazität jedoch nur noch zur Überbrückung von Schlechtwetterperioden beitragen. Es ist ebenfalls erkennbar, dass im August – bei ausreichend großer Batteriekapazität – der Strombedarf nahezu vollständig aus Eigenproduktion gedeckt werden kann. Der Eigenverbrauch liegt hierbei leicht über dem tatsächlichen Verbrauch, was auf die Berücksichtigung der Batterieeffizienz zurückzuführen ist. Im Oktober hingegen kann bei ausreichender Batteriekapazität fast der gesamte produzierte Strom auch Vorort verbraucht werden.

In Abbildung 31 wird der Anteil der Einspeisung an der Produktion sowie der Anteil des Verbrauchs, der aus Eigenproduktion gedeckt wird, in Abhängigkeit von der Batteriekapazität dargestellt. Wie bereits in Abbildung 30 zu sehen war, zeigt sich zunächst ein annähernd linearer Anstieg, bevor die Kurve bei etwa 600 bis 700 kWh abflacht. Generell ist zu erkennen, dass bei ausreichend großer Batteriekapazität der Verbrauch fast vollständig durch die eigene Produktion gedeckt werden kann. Bemerkenswert ist, dass selbst im September, als der Verbrauch die Produktion überstieg, es bei einer relativ großen Batterie von 1000 kWh noch zu einer Einspeisung von knapp unter 10 % der produzierten Energiemenge kommt. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass zu Monatsbeginn die Produktion den Verbrauch überstieg und die Batteriekapazität nicht ausreichte, den Überschuss über mehrere Tage hinweg zu speichern.

Die letzte Frage betrifft die ökonomische Sinnhaftigkeit der Batterie. In Abbildung 32 sind die fiktiven Stromkosten in Euro sowie die Einsparung in Cent pro kWh Batteriekapazität und Tag dargestellt. Die Kostenkurve zeigt ein ähnliches Verhalten wie bereits in den Abbildung 30 und Abbildung 31: Zunächst sinken die Kosten linear, bevor die Kurve zwischen 600 und 700 kWh Kapazität wieder abflacht. Interessanter ist die Kurve der Einsparungen als Funktion der Batteriekapazität. Hier sind zwei markante Änderungen in der Steigung erkennbar: Zunächst sinkt die Kurve steil ab, wird dann relativ flach, bevor sie schließlich wieder etwas steiler verläuft. Dieses Verhalten lässt sich wie folgt erklären: Bei sehr kleinen Kapazitäten wird die Batterie an teilbewölkten Tagen mehrfach pro Tag voll geladen und entleert. Mit zunehmender Kapazität erfolgt diese Lade- und Entladebewegung jedoch nur noch einmal täglich, wobei die Batterie tagsüber vollgeladen und nachts entladen wird. Ab einer bestimmten Kapazität kann die Batterie schließlich auch Energie für mehr als eine Nacht speichern, wodurch sie seltener vollständig geladen und entladen wird.

Vor allem die Einsparung pro kWh Batteriekapazität kann als Entscheidungshilfe für die optimale Dimensionierung der Batterie dienen, indem sie mit den Kosten pro kWh Kapazität verglichen wird. Für eine fundierte Entscheidung sollte jedoch der Durchschnitt über ein typisches Jahr herangezogen werden, anstatt der hier verwendeten drei Monate. Zusätzlich wäre es ratsam, erwartete zukünftige Entwicklungen der Bezugspreise und Einspeisetarife zu berücksichtigen. Als Beispiel für die derzeitige Einsparung und Wirtschaftlichkeit wird hier von einer Ersparnis von 10 Cent pro kWh Kapazität und Tag ausgegangen. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass diese Einsparung von 10 Cent über ein gesamtes Jahr erreicht wird, da der aktuelle Preisunterschied zwischen Bezug und Einspeisung lediglich 21 Cent beträgt. Diese Annahme würde einer jährlichen Ersparnis von etwa 36,5 € pro kWh Kapazität entsprechen. Diese Ersparnis muss den Anschaffungskosten und den Finanzierungskosten der Batterie gegenübergestellt werden, um eine realistische Wirtschaftlichkeitsbewertung zu ermöglichen.

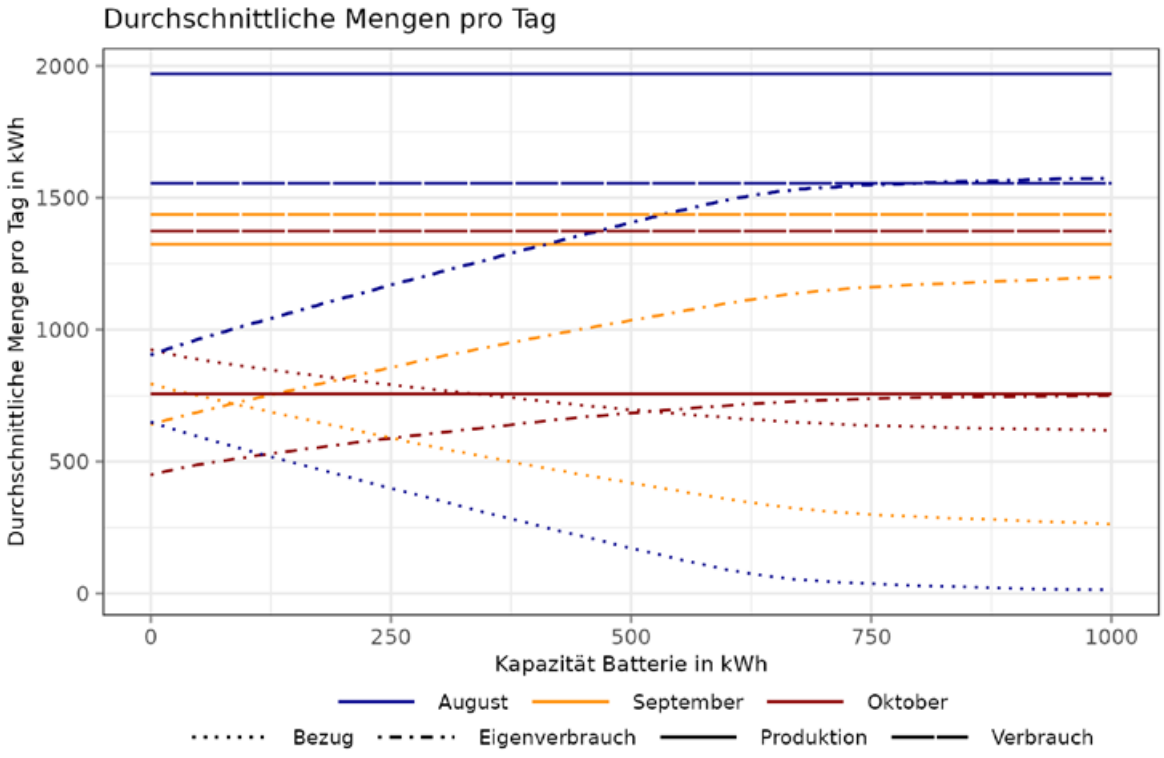


Abbildung 30: Durchschnittliche tägliche Werte für Verbrauch, Produktion, Eigenverbrauch und Netzbezug in kWh für August und September.

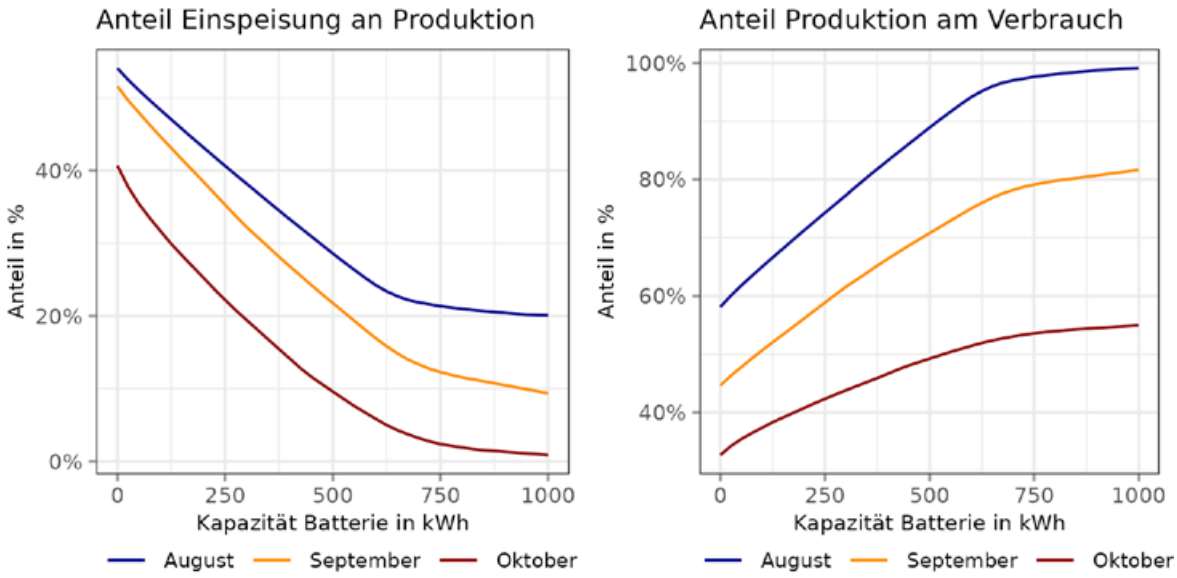


Abbildung 31: Anteil der Einspeisung an der Produktion und Anteil des Verbrauchs, der aus der Produktion gedeckt wird.

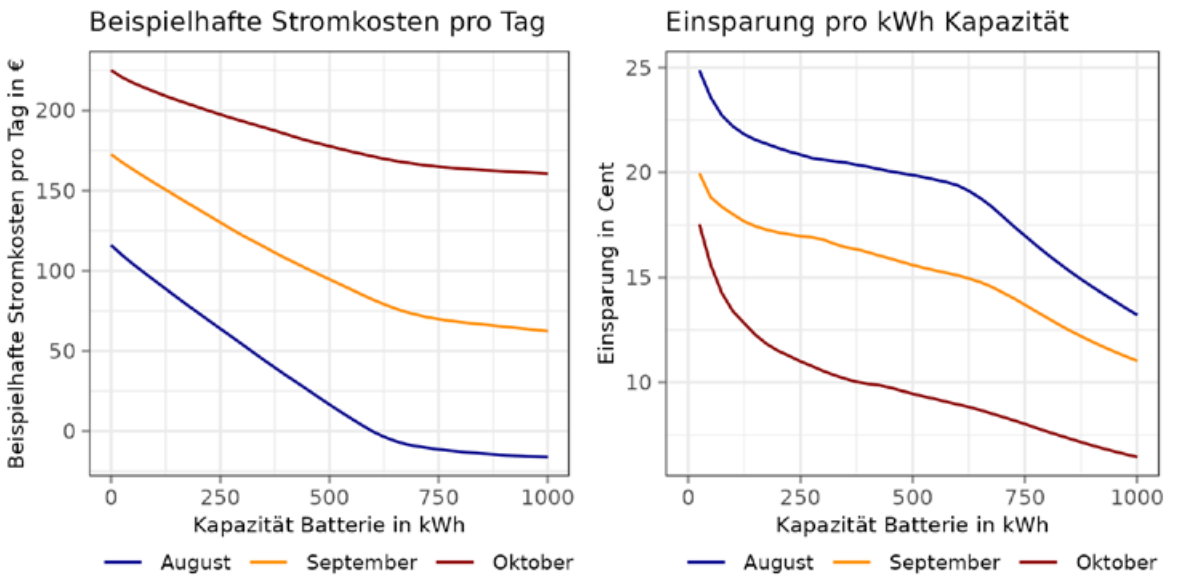


Abbildung 32: Kosten und Einsparung.

4 AP3 - SCREENING ZUR ÜBERTRAGBARKEIT DER UNTERSUCHTEN SYSTEME UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON GESAMTENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN ASPEKTEN

4.1 Ziel

Ein wesentlicher Aspekt der Pilotanlage ist es auch eine hohe Übertragbarkeit der entwickelten und demonstrierten Lösungen sicherzustellen. Im Rahmen von Arbeitspaket 3 wurde ein Übertragbarkeitsmonitoring entwickelt, bei dem auf Basis eines Kriterienkatalogs die nötigen Voraussetzungen zur Installation des entwickelten und getesteten Anlagentyps auf Potenzialflächen in der Steiermark untersucht werden. Der Fokus liegt dabei auf Dauerkulturen wie Wein, Marillen, Zwetschken, Kirschen und Tafeläpfel, während andere Potenzialflächen, bei denen andere Typen von Agri-PV zum Einsatz kommen könnte, nicht untersucht werden. Zur finalen Ergebnisdarstellung wird eine interaktive Karte erstellt, die in das Agri-PV-Dashboard (agripv.joanneum.at) integriert wird.

4.2 Methodik

Zunächst wurde ein Kriterienkatalog entwickelt, der auf einem Screening zur Identifikation von Potenzialflächen in der Steiermark und in ganz Österreich basiert. Dieser Katalog umfasst einerseits die wesentlichen Standortvoraussetzungen sowie eine Einstufung, wie weit diese durch die entwickelten und demonstrierten Anlagensettings adressiert werden können. Basierend auf diesem Kriterienkatalog werden die Flächen anhand von Gewichtung und Priorität mit einem objektiven Bewertungsschema in fünf Eignungsstufen eingeteilt.

4.3 Kriterienkatalog

Kriterium	Gewichtung (5 = stark, 1 = schwach)	Priorität (1 = hoch, 3 = gering)	Datenverfügbarkeit (1 = sehr gut, 5 = sehr schlecht)	Relevanz
Potentielle Einspeiseleistung	5	1	1	Jährlicher durchschnittlicher Ertrag
Topographie	5	1	1	Hangneigung, Ausrichtung, Verschattung
Kultur	5	3	1	Ertrag, PV-System, Potential
Bodentyp	2	2	1	Ertrag, PV-System
Maximal zulässige Einspeiseleistung	3	1	2	<250kW = NE7/NE6, >250kW = NE5
Nähe zum Einspeisepunkt	4	1	4	Benötigt für maximal zulässige Einspeiseleistung

Netzauslastung	2	2	2	Glättung Leistungsspitzen, Optimierung Eigenverbrauch
Netzkapazität	3	2	1	Anlagendimension
Netzzutrittspauschale	1	3	3	Kosten (Relativ geringe Zusatzkosten)
Strompreis	4	3	1	Potentielle Erträge, Energiewirtschaftlicher Beitrag
Nähe zu Verbrauchern	5	1	1	Netzkostenreduktion, Teilnahme an Energiegemeinschaften

4.4 Quantifizierungsschema

Die Bewertung der Schlagflächen erfolgt anhand verschiedener Kriterien, die jeweils unterschiedlich gewichtet werden, um eine Gesamtnote für jede Schlagfläche zu berechnen. Diese Kriterien können sowohl kategoriale als auch numerische Variablen umfassen. Jede Variable hat eine spezifische Gewichtung, die ihren Einfluss auf die Gesamtnote bestimmt. Eine höhere Gewichtung bedeutet, dass die Variable einen größeren Einfluss auf die Endbewertung hat.

Für kategoriale Variablen werden bestimmte Werte mit festen Punkten bewertet. Numerische Variablen können entweder manuell oder automatisch klassifiziert werden. Bei der manuellen Klassifizierung werden bestimmten Wertebereichen feste Punkte zugewiesen. Bei der automatischen Klassifizierung werden die Werte der numerischen Variable in gleich große Klassen, sogenannte Quantile, unterteilt. Jede Klasse erhält eine Punktzahl, die auf der Anzahl der Klassen basiert. Beispielsweise könnte die oberste 20%-Klasse 5 Punkte erhalten, die nächste 20%-Klasse 4 Punkte und so weiter.

Die Gesamtnote für jedes Grundstück wird berechnet, indem die Punkte jeder Variable mit ihrer Gewichtung multipliziert und anschließend aufsummiert werden. Dies bedeutet, dass jede Variable proportional zu ihrer Gewichtung zur Gesamtnote beiträgt:

$$Gesamtnote = \sum (Punkte\ der\ Variable * Gewichtung\ der\ Variable)$$

Durch diesen strukturierten Ansatz wird sichergestellt, dass die Bewertung jeder Schlagfläche objektiv und konsistent erfolgt, wobei jede Variable entsprechend ihrer Bedeutung für die Gesamtbewertung berücksichtigt wird.

4.5 Datenprozessierung

Um den automatisierten Quantifizierungsprozess des Agri-PV-Potenziales der Schlagflächen beginnen zu können, wurden die Ausgangsdaten homogenisiert, in eine konsistente Datenstruktur gebracht und bei Bedarf auch Proxyvariablen erstellt, die sich aus verschiedenen Variablen zusammensetzen. Die Datenprozessierung umfasst das Erstellen und Zusammenführen der benötigten geografischen Layer, die Bestimmung der richtigen Klassifizierungen, Gewichtungen sowie Prioritäten und das Verschneiden der Variablen mit den Schlagflächen.

4.5.1 Automatisierte Bestimmung der Ausrichtung der Pflanzenreihen von Obstkulturen

Ob und welcher Typ von Agri-PV-Anlage auf einer landwirtschaftlichen Fläche installiert werden kann, hängt vor allem von der Art der Kultur, den installierten Bewässerungsanlagen und der Fundierung der Gestelle ab. Das Ertragspotential hängt neben anlagenspezifischen Parametern wie Peak-Leistung, Wirkungsverluste, Technologie und Montageart vor allem von der Neigung und Ausrichtung ab. Letzteres wird besonders bei Obstkulturen durch die Ausrichtung der Pflanzenreihen bestimmt. Im kommerziellen Obstbau werden häufig Längsausrichtungen (orthogonal zu den Höhenlinien) oder Querausrichtungen, besonders bei Terrassierungen (parallel zu den Höhenlinien) angelegt, wobei auch Mischformen existieren, homogene Anlagen jedoch bevorzugt werden. Da die entwickelte Agri-PV-Anlage immer nur entlang des Verlaufs der Pflanzenreihe errichtet werden können, ist deren Ausrichtung von entscheidender Bedeutung für den Energieertrag und den zu installierenden PV-Typ. So könnten bei von Nord nach Süd angelegten Reihen Ost-West-Module zum Einsatz kommen, während bei nach Süd/Südwest/Südost ausgerichteten Reihen ausschließlich Südmodule verwendet werden. Für die hier durchgeführte Untersuchung werden wie beim PV-System Haidegg ausschließlich Single-Orientation Systeme modelliert.

Da kleinwüchsige Obstkulturen von einem digitalen Oberflächenmodell (DSM) mit einer räumlichen Auflösung von 1m nicht ausreichend gut erfasst werden, muss zur Detektion der Orientierung der Pflanzenreihen auf RGB-Orthophotos zurückgegriffen werden. Diese enthalten im Vergleich zu DSM-Daten weniger Informationen, was die automatisierte Extraktion der Orientierung erschwert. Da es allein in der Steiermark schon rund 25.000 Schläge gibt, für die die Orientierung der Pflanzenreihen bestimmt werden muss, ist es notwendig, diesen Prozess zu automatisieren.

Der Analyseprozess zur Detektion der Ausrichtung besteht aus mehreren Schritten: Zunächst wird ein vollständiger Datensatz erstellt, der die Schläge der Kulturen beinhaltet. Anschließend erfolgt die automatisierte Zuweisung eines RGB-Orthofotos zu jedem Schlag. Darauf aufbauend wird ein Bilderkennungsalgorithmus eingesetzt, um die Orientierung der Pflanzenreihen zu bestimmen. Dieser Prozess wird in folgendem Anschnitt näher erläutert:

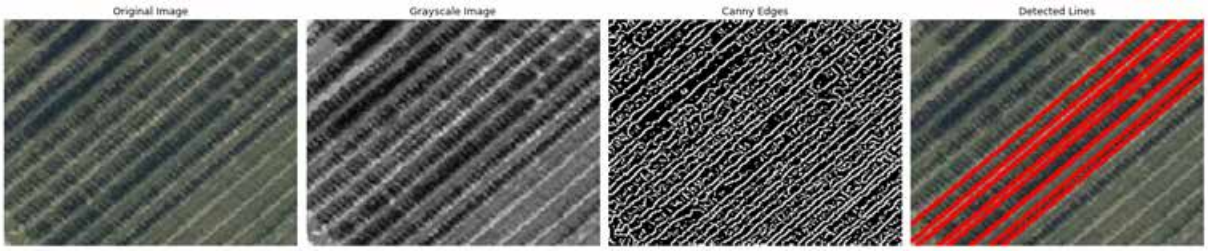
Die automatische Erkennung von parallelen Linien in Orthophotos ist ein bedeutender Prozess in der Fernerkundung und Bildverarbeitung. Solche Linien können in verschiedenen Kontexten auftreten, wie beispielsweise bei landwirtschaftlichen Pflanzensystemen, Straßen oder Bewässerungskanälen. Folgender Abschnitt stellt einen Algorithmus vor, der mittels Hyperparameter-Optimierung die besten Parameter zur Linienerkennung in einem gegebenen Bild findet. Dabei werden der Canny-Algorithmus zur Kantenerkennung und die Hough-Transformation zur Linienerkennung eingesetzt, um präzise und verlässliche Ergebnisse zu erzielen.

Der Canny-Algorithmus, entwickelt von John F. Canny im Jahr 1986, ist ein weit verbreiteter Kantendetektor, der für seine gute Erkennungsrate und geringe Fehlerquote bekannt ist. Der Algorithmus besteht aus mehreren Schritten, darunter die Rauschreduktion mittels eines Gaußschen Filters, die Berechnung der Gradientenintensität und -richtung mit Sobel-Filtern, die Nicht-Maxima-Suppression zur Unterdrückung von Nicht-Kantenpixeln und die Anwendung eines Doppelschwellenwerts zur Identifikation von echten Kanten. Der Canny-Algorithmus wird in diesem Code verwendet, um die Kanten im Bild zu detektieren, die potenziell Teil von Linienstrukturen sind.

Die Hough-Transformation ist eine robuste Methode zur Erkennung geometrischer Formen in Bildern. Für die Linienerkennung transformiert sie Punkte im Bildraum in den Parameterraum, um Linien zu identifizieren. Jeder Punkt im Bildraum entspricht einer Sinuskurve im Hough-Raum. Die Akkumulatoren im Parameterraum zählen, wie oft bestimmte Linienparameter vorkommen. Lokale Maxima im Akkumulatorraum repräsentieren Linien im Bildraum. In diesem Code wird die Hough-Transformation verwendet, um Linien anhand der zuvor detektierten Kanten zu erkennen.

Die Hyperparameter des Canny-Algorithmus und der Hough-Transformation haben einen signifikanten Einfluss auf die Qualität der Linienerkennung. Daher wird ein automatischer Suchalgorithmus implementiert, um die besten Parameterkombinationen zu finden. Diese Hyperparameter umfassen die oberen und unteren Schwellenwerte für die Kantenbildung beim Canny-Algorithmus, die Größe des Sobel-Kernels für die Gradientenberechnung und die Mindestanzahl von Punkten, die eine Linie im Hough-Raum akkumulieren muss, um erkannt zu werden. Der Algorithmus generiert zufällige Parameterkombinationen und bewertet die Qualität der erkannten Linien anhand von Kriterien wie der Anzahl der Linien und der Standardabweichung der Winkel, die ein Indikator für die Parallelität der Linien sind.

Nach dem Einlesen des Bildes und der Konvertierung in ein Graustufenbild wird die Hyperparameter-Suche durchgeführt. Zufällig ausgewählte Parameter für den Canny-Algorithmus und die Hough-Transformation werden angewendet, und die erkannten Linien werden bewertet. Ergebnisse, die weniger als drei Linien ergeben oder nicht parallel sind, werden verworfen. Die besten Parameter werden basierend auf einem Score ausgewählt, der das Verhältnis der Winkelstandardabweichung zur Anzahl der Linien berücksichtigt.



Diese Methodik bietet einen systematischen Ansatz zur Optimierung der Parameter für die Linienerkennung und stellt sicher, dass die erkannten Linien möglichst parallel und zuverlässig sind. Der Einsatz der Hyperparameter-Optimierung in Kombination mit den robusten Algorithmen von Canny und Hough gewährleistet eine präzise Erkennung paralleler Linien in komplexen Satellitenbildern.

Im Wesentlichen kann gesagt werden, dass der Canny-Algorithmus in etwa 50 % der Fälle die Ausrichtung korrekt detektiert, wobei dies je nach Kulturart und Jahreszeit variiert. So ist der Reihenverlauf von Kirsch- und Apfelkulturen für den Algorithmus leichter zu erkennen als der von Marillen oder Wein (Abbildung 33). Im Winter hat der Algorithmus deutlich größere Schwierigkeiten, was vermutlich auf die geringere Belaubung der Pflanzen zurückzuführen ist. Auch Faktoren wie der Sonnenstand, die räumliche Auflösung der Satellitenbilder sowie andere Umgebungsbedingungen beeinflussen die Qualität der Detektion und können recht komplex sein. Obwohl eine Verbesserung der Detektionsgenauigkeit durch ein spezifisches Training des Algorithmus möglich wäre, liegt dies nicht im Fokus der Untersuchung und wird aufgrund des hohen Aufwands nicht weiter verfolgt.

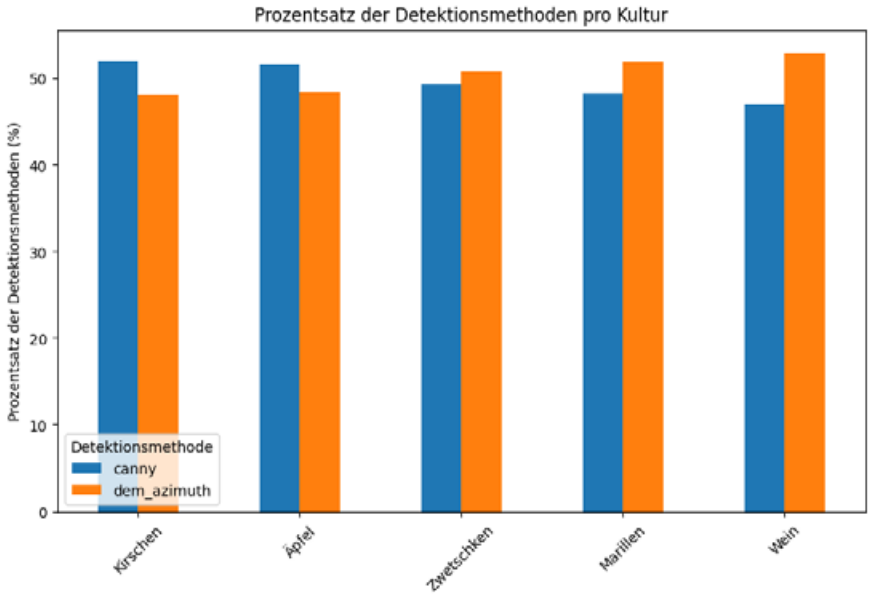


Abbildung 33: Prozentsatz aller Flächen bei welchen die Ausrichtung durch den Canny-Algorithmus detektiert werden konnte. Für die übrigen Schlagflächen wurde die Ausrichtung über das digitale Geländemodell bestimmt (dem_azimuth).

Wird vom Algorithmus keine konkrete Ausrichtung der Pflanzenreihe erkannt, so wird der Verlauf der Pflanzenreihen anhand des Geländegefälles bestimmt. Allgemein kann gesagt werden, dass in Österreich die Pflanzenreihen meist orthogonal zu den Höhenlinien angelegt werden, außer bei bestehender Terrassierung, bei der die Pflanzenreihen parallel zu den Höhenlinien verlaufen. Zur Bestimmung des mittleren Gefälles einer Schlagfläche wird ein hochaufgelöstes Geländemodell mit einer räumlichen Auflösung von 1x1 m herangezogen.

4.5.2 Berechnung der potentiellen Einspeiseleistung

Die potenzielle Einspeiseleistung hängt im Wesentlichen von der installierten Maximalleistung (kWp) pro m², der Neigung und Ausrichtung sowie dem mittleren Klima (Sonnenstunden) einer Region ab. Neben diesen Faktoren spielen auch andere Aspekte wie Technologie, Montageart, Neigung und Leistungsverluste eine Rolle, wenn auch im Gesamtkontext geringer. Letztere Faktoren werden für alle Anlagen gleich definiert und leiten sich von der installierten Agri-PV-Anlage in Haidegg ab. Es wird angenommen, dass mit Verlusten (Reflexionsverluste, Temperaturverluste, Leitungsverluste, Wechselrichterverluste) von etwa 14 % zu rechnen ist (PVGIS Standardwert[1]). Die Module bestehen aus kristallinen Siliziumzellen, und die Montage erfolgt geständert über Obstkulturen.

Die zwei relevantesten Faktoren für den Leistungsvergleich der unterschiedlichen Schlagflächen sind die mögliche Ausrichtung der Module, die von der Ausrichtung des Pflanzensystems abhängig ist (siehe Absatz 4.5.1), und die installierte Maximalleistung (kWp) pro m². Wie beim PV-System in Haidegg wird davon ausgegangen, dass bei ähnlichen Agri-PV-Anlagen etwa 16,5 m² für 1 kWp an zu installierender Maximalleistung benötigt werden. Diese Leistung dient als Grundlage zur Berechnung der jährlichen Erzeugungsenergie der Anlage in kWh pro Jahr. Für die klimatische Basis wird eine Periode von 2015 bis 2020 herangezogen. Da die Neigung weniger von Kultur und Topographie beeinflusst wird als die Ausrichtung, wird für jede Anlage ein optimaler Neigungswinkel berechnet, der als Bewertungsgrundlage

[1] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

dient. Da das verwendete PV-System dem in Haidegg eingesetzten System möglichst ähnlich sein soll, werden ausschließlich Single-Orientation-Systeme in die Bewertung einbezogen. Aus diesem Grund werden keine Ost-West-Anlagen berücksichtigt, sondern lediglich Anlagen mit entweder Ost- oder Westausrichtung.

Tabelle 14: Eigenschaften der synthetischen PV-Anlage, die zur Berechnung der durchschnittlichen jährlichen Energieproduktion verwendet wurden.

Leistung (kWp)	1 kWp pro 16,5m²
Ausrichtung	Orthogonal zur Pflanzenreihe
Verlust	14 %
Neigung	Optimal
Montageort	freistehend
Horizont	Mit Verschattung
Wetter	Messung
Zeitraum	2015 - 2020

4.5.3 Nähe zu Verbrauchern

Die Nähe zu Verbrauchern wie Personen, Gewerbe und Industrie stellt einen relevanten Faktor für die Teilnahme oder Gründung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften dar (EEG). In einer EEG werden erneuerbare Energien erzeugt, verbraucht, gespeichert, verkauft und aggregiert. Die Gemeinschaft muss sich in der Nähe einer Erzeugungsanlage befinden. Eine lokale EEG ist auf den Netzebenen 6 und 7 angesiedelt, also im Bereich der Mittel- und Niederspannung. Regionale EEGs befinden sich auf der Umspannungsebene zwischen Hoch- und Mittelspannung, also den Netzebenen 4 und 5.

Daher wird für jedes Schlagflächenpolygon ausgehend vom Mittelpunkt die Anzahl der Gebäude innerhalb eines Radius von 1 km für lokale Energiegemeinschaften und 10 km für regionale Energiegemeinschaften ermittelt. Anschließend werden die Quantile berechnet, um die Klassifizierung vorzunehmen. Da unterschiedliche Gebäudetypen wie Wohngebäude oder Industriegebäude verschiedene Verbräuche aufweisen, erfolgt eine zusätzliche Gewichtung der Gebäude nach ihrer Art. Wohngebäude werden dabei mit 0,1, Groß- und Einzelhandelsgebäude mit 0,2, Gemeinschaftswohnungen, Hotels und Bürogebäude mit 0,3 sowie Industriegebäude mit 0,4 gewichtet.

4.5.4 Nähe zu bestehenden Energiegemeinschaften

Zusätzlich zu dem zukünftigen Potenzial, das sich aus den umliegenden Verbrauchern ergibt, wurde auch die Nähe zu bereits bestehenden Energiegemeinschaften in das Bewertungsschema einbezogen. Dabei bilden Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) und Bürgerenergiegemeinschaften (BEG), die bei der österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften registriert sind, die Grundlage. Es wurden

Distanzen von 5 km und 20 km berücksichtigt, ohne zwischen EEG und BEG zu differenzieren. Im Jahr 2024 gab es in Österreich insgesamt 428 Energiegemeinschaften.

4.5.5 Strompreis und PV-Ertrag

Obwohl der monetäre Ertrag einer PV-Anlage hauptsächlich von ihrer Größe und Leistung abhängt, spielen auch die Ausrichtung und der jahreszeitlich variierende Klimaverlauf eine wichtige Rolle. So kann es in bergigen Regionen bei gleicher Leistung einen Unterschied machen, ob die PV-Anlage nach Osten oder Westen ausgerichtet ist. Da je nach Jahres- und Tageszeit unterschiedliche Bedeckungsgrade des Himmels vorherrschen, kann eine Westausrichtung im Sommer aufgrund der höheren Wahrscheinlichkeit von Konvektionsbewölkung schlechter abschneiden als eine Ostausrichtung. Zudem sind die Marktpreise für Strom bei dynamischen Tarifen, die in Zukunft eine immer größere Rolle spielen werden, unterschiedlich. Beispielsweise ist der Marktpreis im Juni zur Mittagszeit, wenn viel PV-Strom erzeugt und wenig Strom verbraucht wird, generell niedriger als im Winter und in den Abendstunden, wenn deutlich weniger PV-Ertrag erzielt wird. Daher wurde über einen Zeitraum von drei Jahren (2020 bis einschließlich 2023) anhand von Wetterdaten und Day-Ahead-Marktpreisdaten für Strom der potenzielle PV-Ertrag in Euro berechnet. Dabei wurde angenommen, dass 100 % der erzeugten Leistung ins Netz eingespeist werden und der Preis räumlich stabil ist.

4.5.6 Kultur

Unterschiedliche Kulturen stellen spezifische Anforderungen an PV-Systeme und deren Montage. So erfordern beispielsweise Ackerflächen oder Kulturen mit ausladenden Pflanzen wie Nussbäumen andere Ansätze (z.B. Vertikalsysteme) im Vergleich zu traditionellen Obstkulturen wie Wein- und Apfelanbau. In diesem Projekt liegt der Schwerpunkt auf typischen österreichischen Obstkulturen, weshalb ausschließlich Wein- und Apfelanbauflächen berücksichtigt werden. Die dazugehörigen Flächendaten stammen aus dem INVEKOS-Datensatz 2023-1, der von der Agrarmarkt Austria (AMA) öffentlich bereitgestellt wird.

4.5.7 Maximal zulässige Einspeiseleistung

Bei der Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen in das österreichische Stromnetz ergeben sich erhebliche Unterschiede zwischen dem Niederspannungsnetz (NS) und dem Mittelspannungsnetz (MS), die sowohl den technischen Aufwand als auch die Kosten und Verfügbarkeit betreffen. Anlagen bis etwa 250 kW (TOR Erzeuger Typ A) können in der Regel in das Niederspannungsnetz einspeisen, was weniger komplex und kostengünstiger ist, da die technischen Anforderungen und der Genehmigungsprozess einfacher und schneller sind. Im Gegensatz dazu erfordert die Einspeisung in das Mittelspannungsnetz für Anlagen über 250 kW einen höheren technischen Aufwand, einschließlich der Installation spezieller Transformatoren und Schutzeinrichtungen, sowie einen umfangreicheren Genehmigungsprozess zur Netzverträglichkeit, was die Anschlusskosten im Mittelspannungsnetz erhöht. Hinsichtlich der Verfügbarkeit ist das Niederspannungsnetz insbesondere in urbanen und suburbanen Gebieten weitgehend zugänglich, während die Verfügbarkeit eines Mittelspannungsanschlusses je nach Region variiert und in ländlichen Gebieten höhere Kosten für die Netzverbindung verursachen kann. Die technischen Anforderungen an die Netzstabilität, Spannungshaltung und Frequenzregelung sind im Mittelspannungsnetz höher, was eine größere Zuverlässigkeit und Qualität der eingespeisten Anlagen erforderlich macht. Der Grenzwert von 250 kW wurde den „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen[2]“

[2] https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+A+V1.0.pdf/6342d021-a5ce-3809-2ae5-28b78e26f04d?t=1562757767659

der E-Control sowie den „Ausführungsrichtlinien für Niederspannungsanschlüsse[3]“ der Energienetze Steiermark entnommen.

In das Bewertungsschema fließt die Anlagengröße insofern ein, als dass Anlagen mit einer Leistung von über 250 kW aufgrund der höheren Kosten und des größeren Aufwands eine schlechtere Bewertung erhalten als Anlagen mit einer Leistung unter 250 kW.

4.5.8 Netzzutrittspauschale

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen auf den Netzebenen 3 bis 7 ist ein österreichweit gültiges und nach der Engpassleistung pauschalisiertes Netzzutrittsentgelt[4] zu zahlen. Die Netzzutrittspauschale ist eine einmalige Gebühr, die von Netzbetreibern für den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen oder Lasten an das Stromnetz erhoben wird. Diese Pauschale deckt die Kosten ab, die für die Herstellung des Netzanschlusses und die Anpassung des bestehenden Netzes erforderlich sind, um die Aufnahme der erzeugten elektrischen Energie oder die Versorgung der angeschlossenen Lasten sicherzustellen.

Tabelle 15: Netzzutrittspauschale pro kWp für neue PV-Anlagen (laut ElWOG). Quelle: www.pvaustria.at

Engpassleistung [kW]	*Entgelt [€/kW]*
0 – 20	10
21 - 250	15
251 – 1.000	35
1.001 – 20.000	50
> 20.000	70

Da die Netzzutrittspauschale im Vergleich zu den anderen Bewertungsfaktoren aufgrund der verhältnismäßig geringen Kosten nur einen relativ kleinen Einfluss auf die Gesamtbewertung haben soll, wird sie mit der niedrigsten Gewichtung von 1 versehen.

4.5.9 Netzkapazität

Netzkapazität bezeichnet die Fähigkeit eines Stromnetzes, elektrische Energie von Erzeugungsanlagen wie Kraftwerken oder Photovoltaikanlagen aufzunehmen und an Verbraucher zu verteilen, ohne dabei die Stabilität und Sicherheit des Netzes zu gefährden. Sie wird in der Regel in Megavoltampere (MVA) gemessen und stellt einen entscheidenden Faktor bei der Planung und dem Betrieb von Stromnetzen dar. Die Netzkapazität ist begrenzt durch die physikalischen Eigenschaften der Netzkomponenten wie Umspannwerke, Leitungen und Transformatoren. Ist die Netzkapazität erschöpft, kann das Stromnetz

[3] https://www.e-netze.at/downloads-data/pdf.aspx?pdf=Ausf%C3%BChrungsrichtlinien%20f%C3%BCr%20Niedersapnnungsanschl%C3%BCsse%20Juni%202024.pdf

[4] https://pvaustria.at/netzthemen/

keine zusätzlichen Einspeisungen mehr aufnehmen, was den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen wie Solaranlagen erschwert oder verzögert.

Daher wurden die verfügbaren Netzkapazitäten in die Analyse einbezogen und mit einer mäßigen Gewichtung berücksichtigt. Die Daten zu den österreichweit verfügbaren Netzkapazitäten pro Umspannwerk wurden von der Website www.ebutilities.at bezogen. Für jede potenzielle PV-Fläche wurde die verfügbare Kapazität (in MVA) des räumlich nächstgelegenen Umspannwerks ermittelt. Je mehr Kapazität verfügbar ist, desto besser wird der Standort bewertet. Der Stand der Daten ist der 01.07.2024.

4.6 Ergebnisse

Zur Darstellung der Eignungsklassen aller Schlagflächen wurden zwei Analyseebenen herangezogen: einerseits ein kleinerer Ausschnitt in der Region Leutschach und andererseits eine Betrachtung auf steiermarkweiter Ebene. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine differenzierte Darstellung sowohl kleinskaliger als auch großskaliger Ergebnisse und bietet einen umfassenden Überblick. Die Ergebnisse werden durch Karten, Heatmaps sowie eine weiterführende Clusteranalyse veranschaulich

4.6.1 Ergebnisauszug aus dem Raum Leutschach an der Weinstraße

Um erste Ergebnisse auf regionaler Basis zu veranschaulichen, wurde für die Analyse ein Gebiet in der Südsteiermark rund um Leutschach und die Weinstraße herangezogen. Ein erster Blick auf das Untersuchungsgebiet zeigt, dass besonders geeignete Flächen vor allem im südlichen und östlichen Teil zu finden sind, während weniger geeignete Flächen eher im zentralen Bereich und im Norden vorkommen. Abgesehen von kleineren lokalen Unterschieden in den Bewertungsfaktoren (vgl. Tabelle 15) lässt sich feststellen, dass bei Flächen mit gleichem PV-Ertragspotenzial insbesondere die Nähe zum nächsten Verbraucher ausschlaggebend ist, wie in Abbildung 35 zu erkennen ist. Im nordwestlichen Bereich gibt es aufgrund der geringen Anzahl an Gebäuden in der Nachbarschaft ein niedrigeres Potenzial. Im Südosten hingegen gibt es mehr Gebäude, darunter mehrere Hotels und Industriegebäude, die als Verbraucher in der Bewertung stärker gewichtet werden. Dies trägt zu einem höheren Potenzial (Anschlusspunkt, Energiegemeinschaften, …) in diesem Bereich bei.

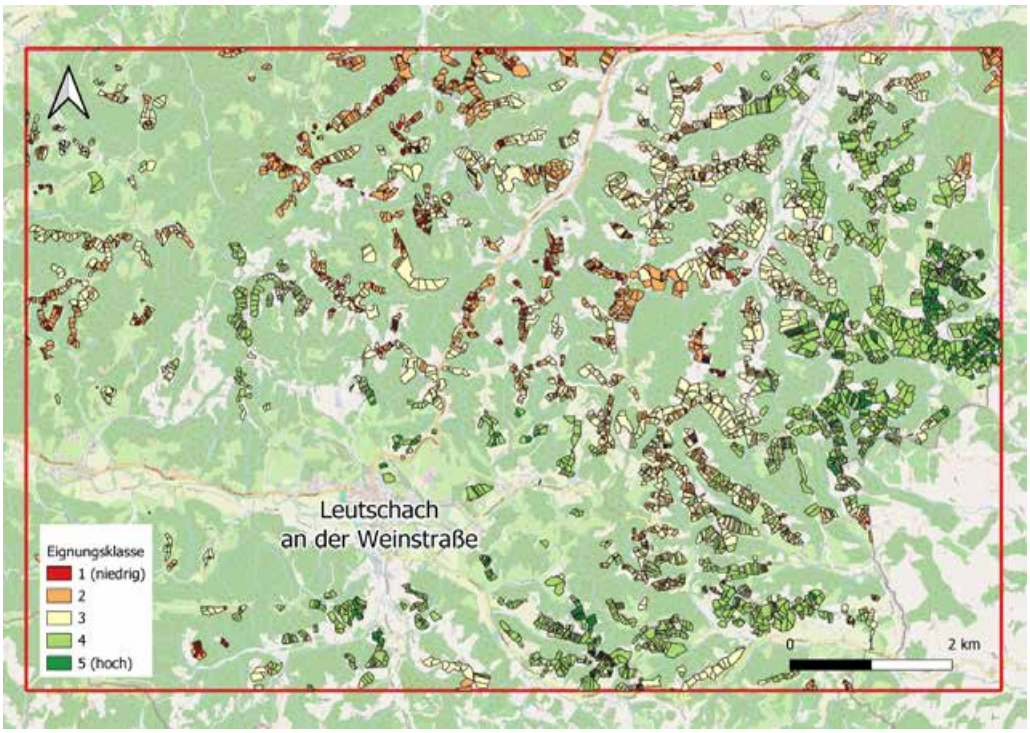


Abbildung 34: Überblickskarte des Untersuchungsgebietes in der Südsteiermark. Die roten bis orangen Flächen weisen auf eine relativ geringere Eignung zur Übertragung des Systems aus Haidegg hin, während die hellgrünen bis dunkelgrünen Flächen eine hohe Eignung zeigen.

Abbildung 35: Veranschaulichung des Faktors der Nähe zu Verbrauchern. In Bereichen mit einer höheren Dichte und stärker gewichteten Verbrauchern zeigt sich auch ein größeres Potenzial.

Ein weiterer entscheidender Faktor sind die monetären Erträge der PV-Anlagen. Diese hängen, neben Faktoren wie Abschattung und Preissignalen, vor allem von der Ausrichtung der PV-Module ab. Wie in Abbildung 36 zu sehen ist, weist die Schlagfläche 1 ein hohes Potenzial auf, während die Schlagfläche 2 ein eher niedriges Potenzial bietet. Obwohl die meisten Bewertungsfaktoren für beide Flächen ähnliche bis gleiche Werte aufweisen, liegt der wesentliche Unterschied in der möglichen Ausrichtung des PV-Systems. Da die Ausrichtung des PV-Systems fest durch die Orientierung der Pflanzenreihen vorgegeben ist, ermöglicht Schlagfläche 1 eine Südausrichtung, während Schlagfläche 2 nur eine Ostausrichtung zulässt. Diese unterschiedliche Ausrichtung beeinflusst letztendlich den jährlichen Ertrag und somit den finalen Score des Bewertungsschemas.

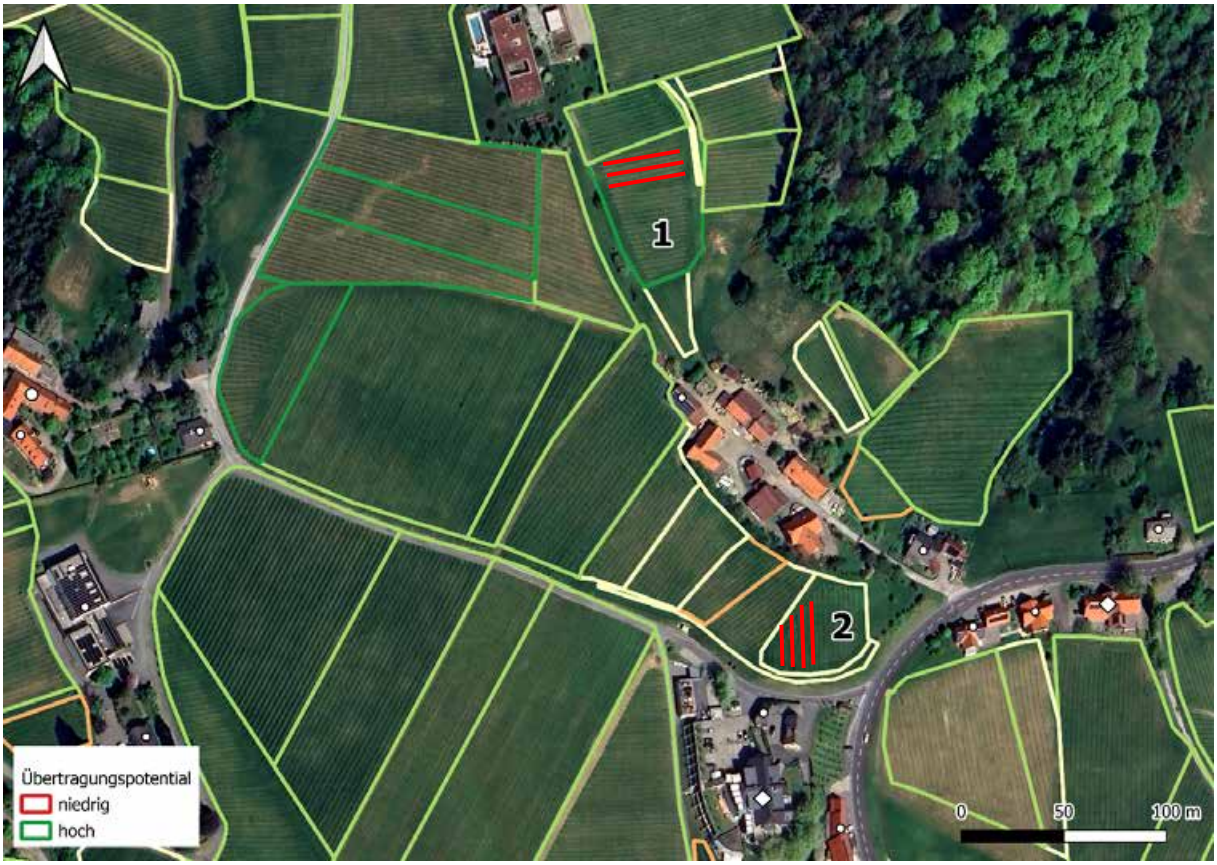


Abbildung 36: Vergleich von zwei Schlagflächen welche sich aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung der Pflanzenreihen im Übertragungspotential unterscheiden . rot = Verlauf der Pflanzenreihe.

4.6.2 Gesamtanalyse Steiermark

Zur Darstellung der steiermarkweiten Ergebnisse wurden alle Polygone mit hohem Potenzial, die eine Bewertung von 4 und 5 erhielten, selektiert und eine Heatmap erstellt. Dabei wurden Polygone mit der Bewertung 5 stärker gewichtet als jene mit der Bewertung 4, um aufzuzeigen, wo in der Steiermark das höchste Übertragungspotenzial vorliegt (siehe Abbildung 37).

Allgemein lässt sich feststellen, dass sich in Regionen mit einer hohen Dichte an Schlagflächen, insbesondere in Wein- und Obstbauregionen, auch die höchste Dichte an Flächen mit hohem Potenzial befindet. Dies betrifft vor allem die Regionen Klöch, Ratsch an der Weinstraße und Sankt Stefan ob Stainz in der Weststeiermark. In diesen Gebieten gibt es jedoch eine Vielzahl sehr kleiner Schlagflächen, insbesondere rund um Leutschach, was die Dichte an Flächen mit geringerem Potenzial erhöht. Bereinigt

man die Analyse um diesen Faktor, wird in Abbildung 38 deutlich, dass das größte Potenzial im steirischen Apfelland liegt, während die Südsteiermark im Vergleich etwas schwächer abschneidet.

Zwei weitere Regionen mit hohem Potenzial befinden sich rund um Kitzeck im Sausal sowie bei Sankt Stefan ob Stainz in der Weststeiermark. Das hohe Potenzial im steirischen Apfelland resultiert hauptsächlich aus dem hohen jährlichen PV-Ertrag, der durch die Topografie begünstigt wird, sowie der Nähe zu potenziellen Verbrauchern.

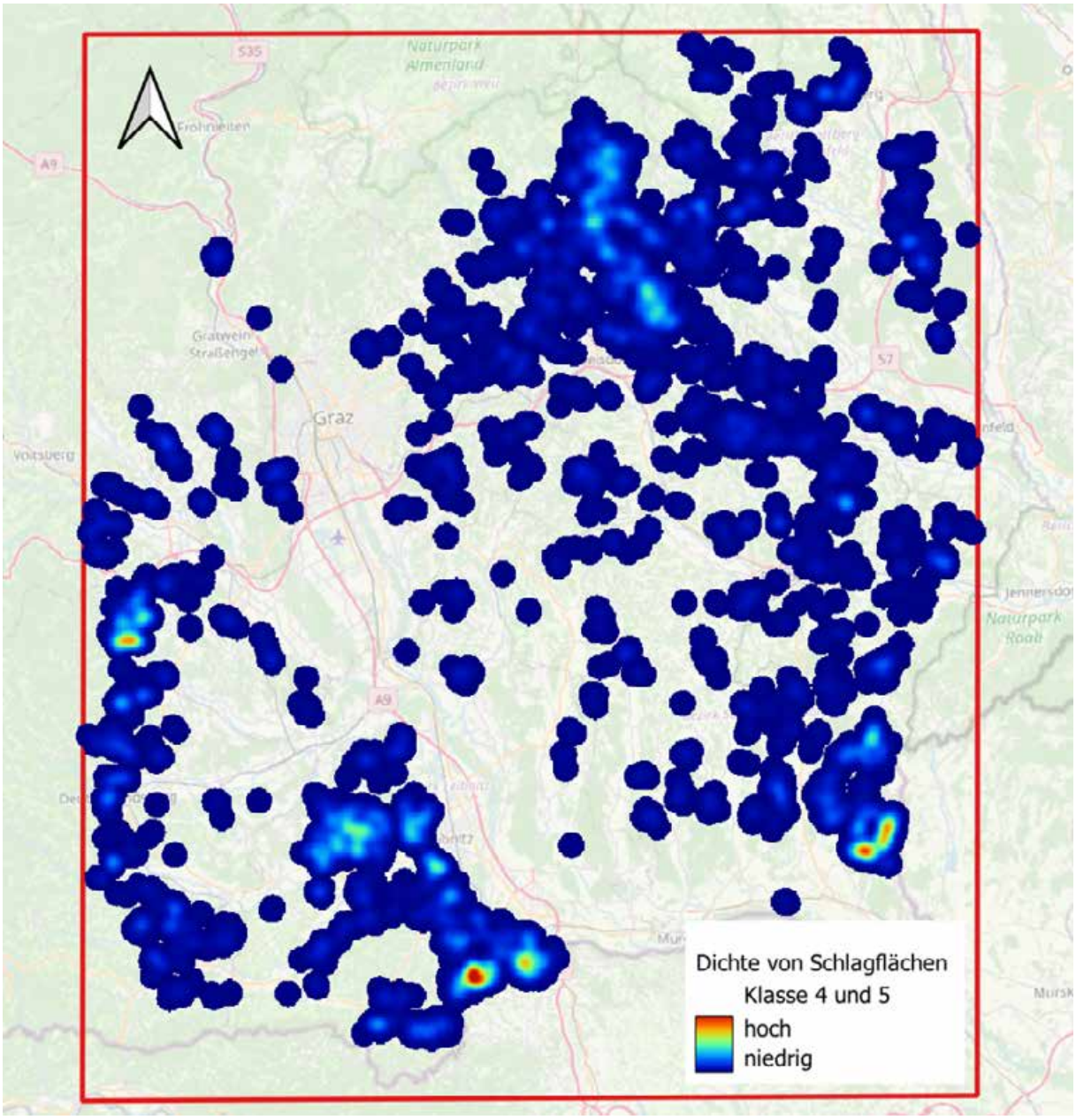


Abbildung 37: Dichte von Schlagflächen die in Klasse 4 und 5 fallen.

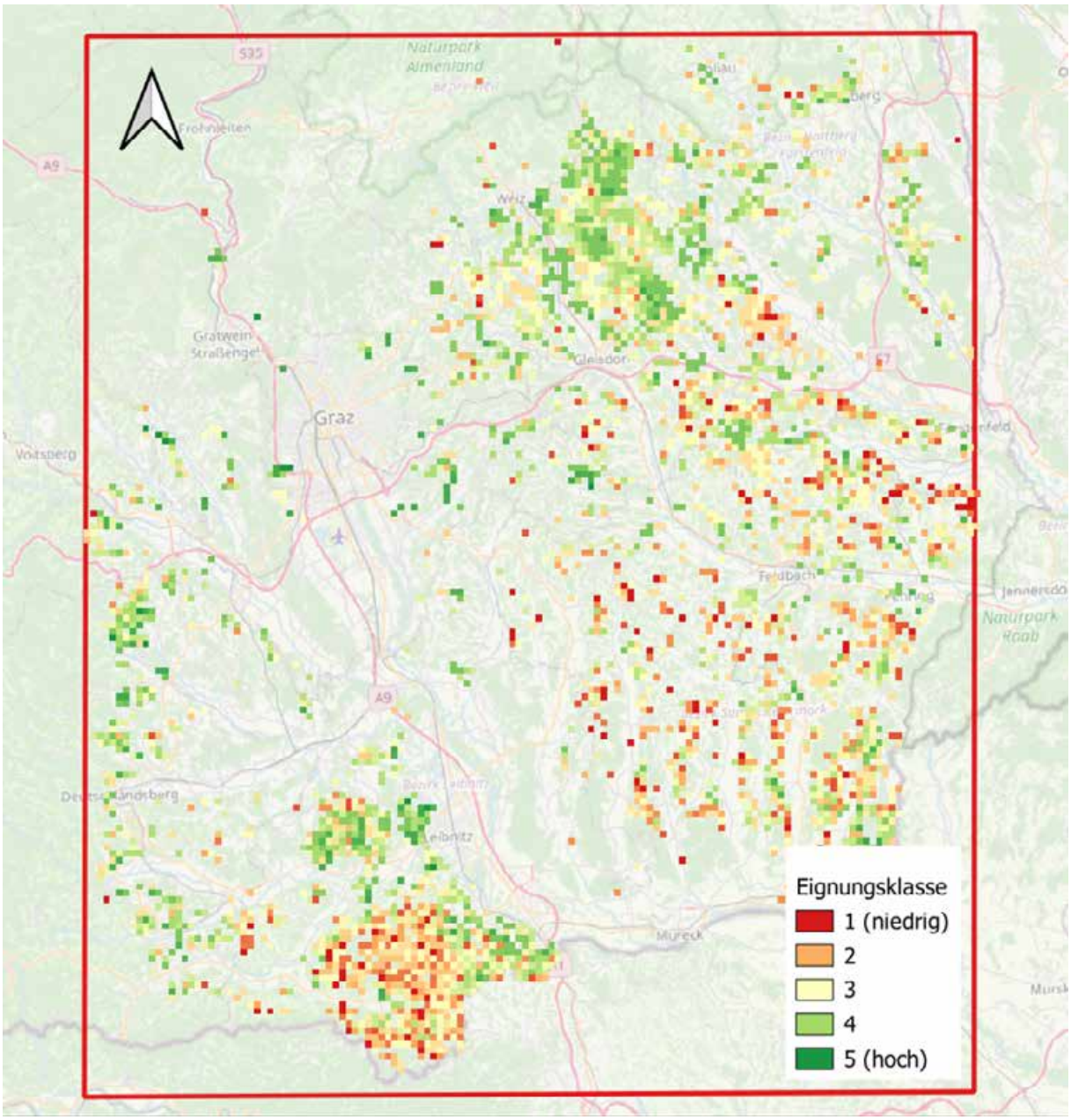


Abbildung 38: Finale Bewertung der Schlagflächen für Obst- und Weinbau in der Steiermark mit absoluter Betrachtung auf Schlagflächenbasis.

Um den Einfluss großer Polygone, deren zunehmende Größe tendenziell mit einer höheren Eignung korreliert, herauszurechnen, wurde in Abbildung 39 der Ertrag nicht absolut pro Schlagfläche, sondern relativ auf den Hektar berechnet. Dadurch zeigt sich, dass das hohe Potenzial weniger stark auf das steirische Apfelland konzentriert ist, was zu einem heterogeneren Bild mit weniger klar abgrenzbaren Regionen führt. Als Gebiete mit höherem Potenzial lassen sich jedoch die Region rund um Kitzeck im Sausal sowie die Südoststeiermark identifizieren.

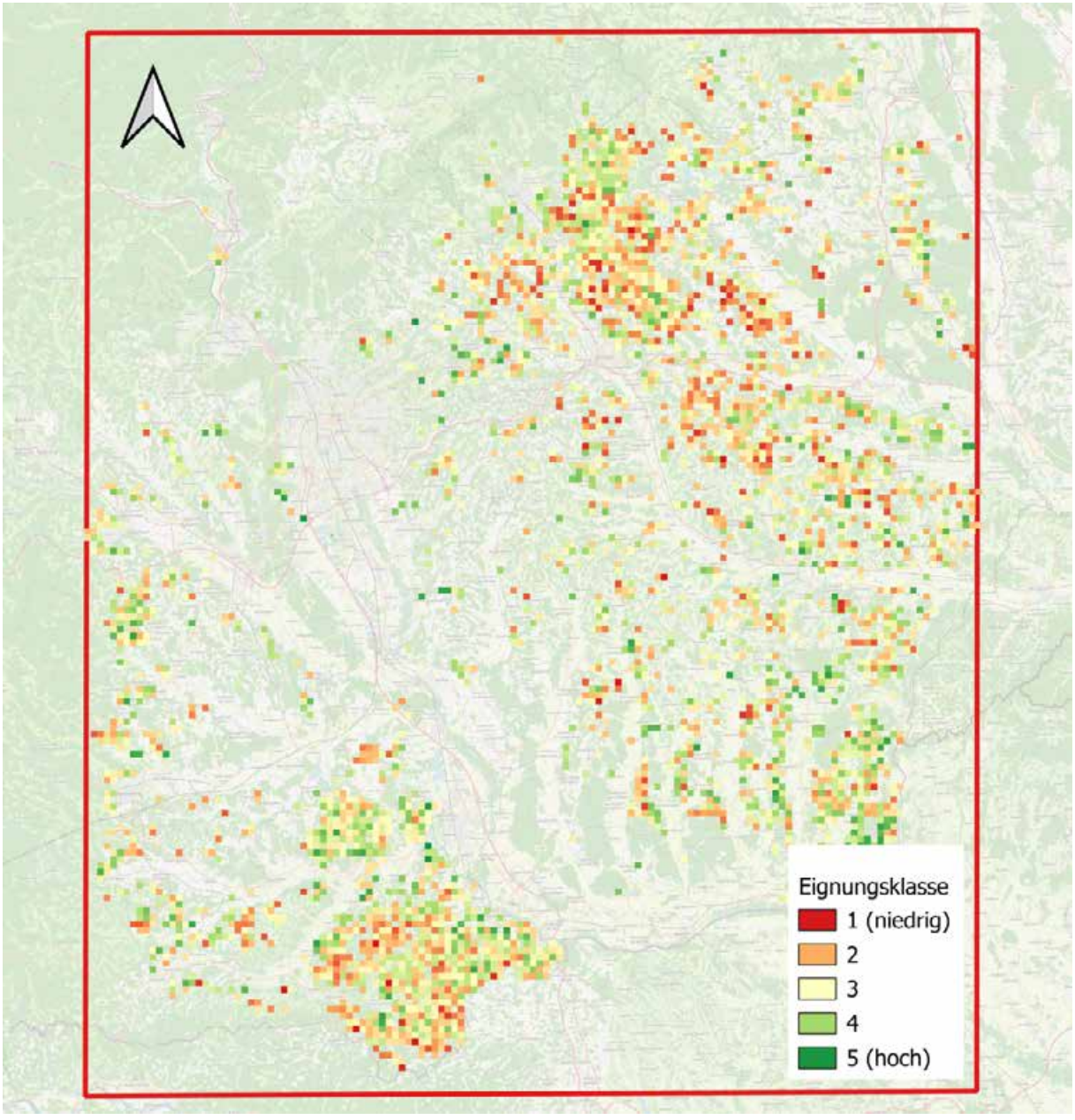


Abbildung 39: Finale Bewertung der Schlagflächen für Obst- und Weinbau in der Steiermark mit relativer Betrachtung auf Hektarbasis.

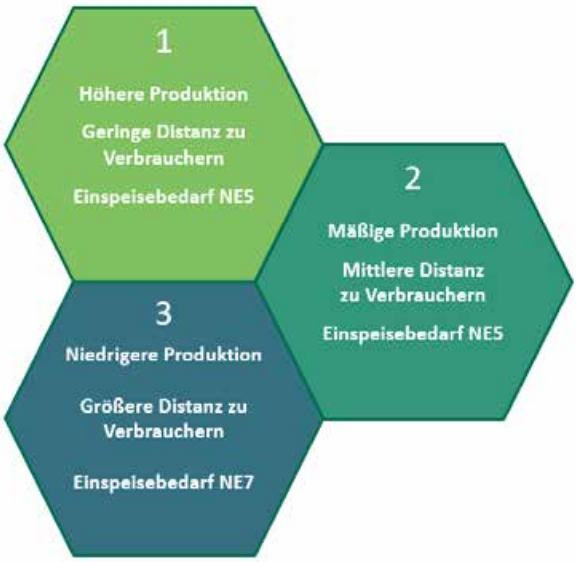
4.7 Explorative Clusteranalyse

Um die teilweise heterogene Datenstruktur in eine homogene Form zu überführen und dadurch leichter interpretierbar zu machen, wurde eine Clusteranalyse durchgeführt.

Die Clusteranalyse ist ein Verfahren der explorativen Datenanalyse, das genutzt wird, um Muster, Beziehungen oder Strukturen in einem Datensatz zu erkennen, ohne dass im Vorfeld spezifische Hypothesen aufgestellt werden. In einem ersten Schritt wurden drei Clusterverfahren untersucht: das k-means Clustering, der dichtebasierte Ansatz DBSCAN und ein hierarchischer Ansatz. Zur Bewertung der Clusterqualität wurde der Silhouettenkoeffizient herangezogen, der angibt, wie gut die Cluster voneinander abgegrenzt sind. Dabei gilt: Werte zwischen 0 und 0,25 weisen auf keine Strukturierung hin, 0,25 bis 0,5 auf eine schwache Strukturierung, 0,5 bis 0,75 auf eine mittlere Strukturierung und 0,75 bis 1 auf eine starke Strukturierung.

Für die Clusteranalyse wurden die gleichen Variablen mit identer Gewichtung wie im Kriterienkatalog verwendet: Energieproduktion, Einnahmen, Distanz zu Verbrauchern, Distanz zu Energiegemeinschaften, Netzzutrittspauschale, verfügbare Netzkapazität und der Einspeisepunkt ins Netz.

Das Clusterverfahren mit dem höchsten Silhouettenkoeffizienten von 0,6 und damit das geeignetste Verfahren war der k-means-Ansatz mit 3 Clustern (Tabelle 16). Die Qualität des Clustering ist jedoch als mäßig einzustufen, was bedeutet, dass die Cluster einigermaßen klar voneinander abgegrenzt sind, sich aber dennoch in einigen Fällen überschneiden können. Obwohl es schwierig ist, vollkommen homogene Cluster zu bilden, können die 3 Cluster wie folgt angenähert beschrieben werden:



Die Variablen, die der Clusteralgorithmus als besonders relevant identifiziert hat, sind der jährliche PV-Ertrag, sowie die Einnahmen und der Einspeisepunkt (Tabelle 17). Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Schlagflächen und deren Potenziale vorsichtig in drei Cluster unterteilt werden können. Cluster 1 umfasst vor allem große Schlagflächen mit hoher Produktion und geringer Distanz zu Verbrauchern und stellt damit das leistungsstärkste Cluster dar. Cluster 2 zeichnet sich durch eine mäßige Produktion und eine mittlere Distanz zu Verbrauchern aus. Beide Cluster weisen jedoch eine so hohe PV-Dimension auf, dass sie in Netzebene 5 einspeisen müssen. Cluster 3 hingegen repräsentiert vor allem kleine Schlagflächen mit größerer Distanz zu Verbrauchern. Ein Vorteil dieses Clusters besteht darin, dass die maximale PV-Produktion der Schlagflächen klein genug ist, um in Netzebene 7 einspeisen zu können.

Abbildung 40 zeigt deutlich, dass Cluster 1 mit vergleichsweise wenigen Schlagflächen eine sehr hohe PV-Produktion erzielt, fast so viel wie Cluster 3, obwohl letzterer eine deutlich größere Anzahl an Schlagflächen umfasst. Cluster 2 weist die höchste PV-Produktion auf, während die Anzahl der Schlagflächen dabei im moderaten Bereich bleibt.

Tabelle 16: Clusterzentren der PV-Systemanalyse.

Cluster	*Produktion*	*Einnahmen*	*Nähe zu Verbrauchern*	*Nähe zu Energiegemeinschaften*	*Netzzutritts-pauschale*	*Verfügbare Kapazität*	*Einspeise-punkt*
1	-0,36	-0,36	-0,02	-0,03	0,34	0,01	6,00
2	4,40	4,40	0,39	0,15	-4,58	0,18	3,00
3	0,56	0,56	0,02	0,09	-0,48	-0,04	3,00

Tabelle 17: Relevanz der in der Clusteranalyse verwendeten Variablen.

Variable	***Relevanz***
Einnahmen	4,92
Produktion	4,76
Netzkapazität	3,78
Einspeisepunkt	3,00
Nähe zu Verbrauchern	0,41
Nähe zu Energiegemeinschaften	0,21
Netzzutrittspauschale	0,79

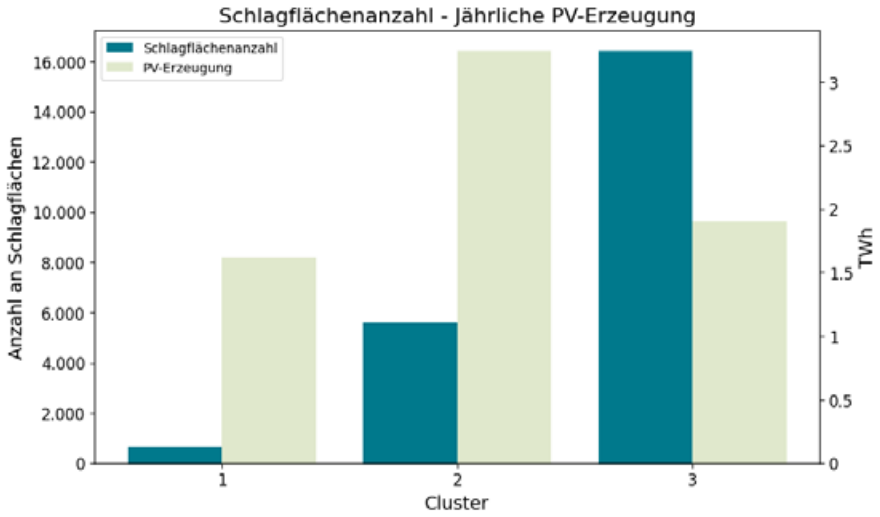


Abbildung 40: Gegenüberstellung von Schlagflächenanzahl (y-Achse) und jährlicher PV-Erzeugung in TWh (x-Achse) pro Cluster.

Was die räumliche Verteilung der Cluster betrifft (Abbildung 41), zeigt sich eine deutliche Dominanz von Cluster 1 in der Region rund um das steirische Apfelland, was vor allem auf die vielen großen Schlagflächen mit hoher PV-Produktion zurückzuführen ist. Im Gegensatz dazu konzentriert sich Cluster 3, mit geringerer PV-Produktion und vielen Flächen, die auf Netzebene 7 einspeisen können, vor allem auf die Südweststeiermark, ist aber auch im Raum um Klöch präsent. Cluster 2 weist ebenfalls einen Hotspot in der Südweststeiermark auf, zeigt jedoch auch eine gewisse Dichte im steirischen Apfelland, wenn auch nicht so stark ausgeprägt wie Cluster 1.

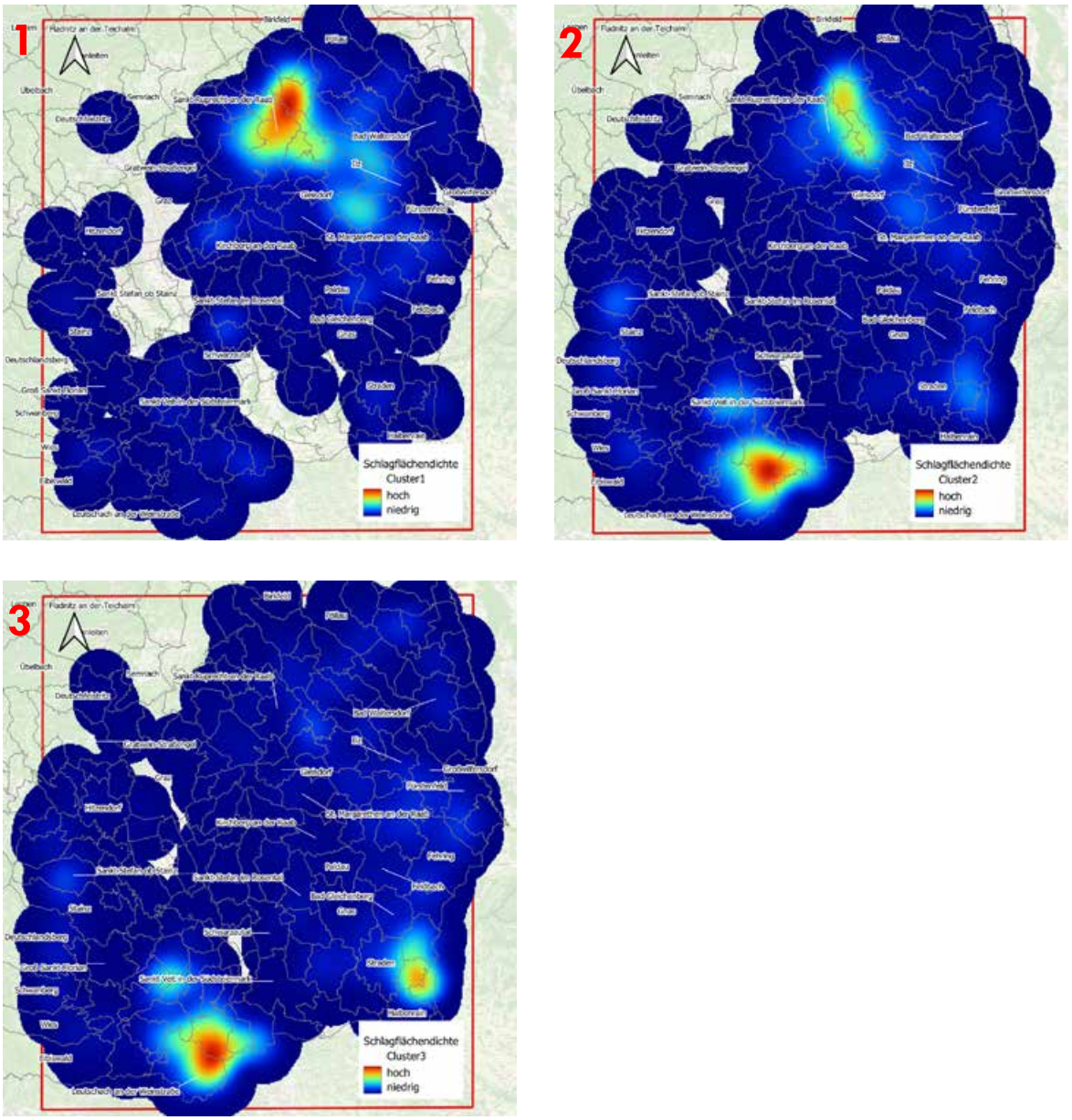


Abbildung 41: Räumliche Verteilung der drei Cluster.

4.8 Zusammenfassung AP3

Für die Wein- und Obstbauflächen aus den zwei höchsten Eignungsklassen ergibt sich ein jährlicher Energieertrag für Agri-PV-Anlagen von insgesamt **3,8 TWh,** was eine Steigerung von **61** % der im Jahr 2023 durch PV-Anlagen erzeugten Menge von 2,35 TWh[5] bedeuten würde. Eine vollständige Abdeckung dieser Flächen mit Agri-PV-Anlagen könnte somit einen erheblichen Beitrag leisten, um das Ziel zu erreichen, ab 2030 in Österreich 11 TWh durch PV-Anlagen zu erzeugen, was rund **35 % des angestrebten Ziels** wären[6]. Betrachtet man die Day-Ahead-Marktpreisdaten am Strommarkt für den Zeitraum 2020 bis 2023, so würden pro Schlagfläche im Mittel bei voller Einspeisung jährlich rund **82.500 €/ha** lukriert werden können. Die Agri-PV-Anlagen aus allen Eignungsklassen zusammengerechnet, würden sogar **6,7 TWh** erzeugen und somit **60** % zum angestrebten Ziel beitragen, bis 2030, **11 TWh** aus PV-Anlagen zu generieren.

[5] https://infothek.bmk.gv.at/erneuerbaren-anteil-bei-strom-im-jahr-2023-auf-87-prozent-gestiegen/

[6] https://oesterreichsenergie.at/publikationen/dossiers-1/photovoltaik-ausbau-in-oesterreich

5 FAZIT UND AUSBLICK

In AP1 wurden die zentralen forschungsrelevanten Parameter und Variablen dezentraler, unabhängiger Komponenten wie Wetterstationen, PV-Anlagen und Smartmetern für den Stromverbrauch in einer zentralen Datenbank erfasst und über ein Web-Dashboard visualisiert **(https://agripv.joanneum.at)**. Das Herzstück des Dashboards bilden die **Day-Ahead-PV-Prognosen** jeder einzelnen Anlage sowie die potenzielle Effizienz, die aus einem spezifisch angepassten, physikalischen PV-Modell abgeleitet wird. Zusätzlich wird der Stromverbrauch am Areal als Greybox-Modell zusammen mit PV-Erträgen und Netzbezug dargestellt. Für die Schnittstelle zum Netzbezug wurde von Haidegg ein spezielles Koppelrelais installiert und in die **zentrale Datenverwaltung** integriert.

Der Leistungsvergleich (vgl. Kapitel 2.3) der Agri-PV-Anlage mit der Referenzanlage auf dem Schuldach der LIG zeigte durchgehend eine bessere Performance der Agri-PV-Anlage. Besonders deutlich wird dies an sonnigen und heißen Sommertagen, an denen die Agri-PV-Anlage im Durchschnitt etwa **30 % effizienter** ist. Auch an bewölkten Tagen zeigt sich eine Leistungsdifferenz von rund **17 %** zugunsten der Agri-PV-Anlage. Es konnte gezeigt werden, dass bei der physikalischen Modellierung das zugrundeliegende Wettermodell zur Strahlungsprognose der entscheidende Faktor ist. Bei statistischen Modellen hingegen spielt die Länge der Zeitreihe eine zentrale Rolle, wobei hier eine Zeitreihe von mindestens einem Jahr erforderlich ist, um eine ausreichend hohe Prognosegüte zu erreichen. Als bestes Wettermodell wurde eindeutig das **MOSMIX-Modell** des Deutschen Wetterdienstes identifiziert (vgl. Kapitel 2.2.1.1), welches auch für zukünftige Untersuchungen als Modell der ersten Wahl empfohlen wird.

Der Vergleich der für AP2 zur Eigenoptimierung erforderlichen PV-Modelle zeigte (vgl. Kapitel 2.2.1.2), dass sowohl die untersuchten physikalischen als auch die statistischen Modelle bei optimaler Konfiguration eine **sehr hohe Prognosegüte** erreichen. Über alle Anlagen ergibt sich für das physikalische Modell ein Bestimmtheitsmaß **(R^2) von 0,89 bis 0,93** und ein normierter Root Mean Square Error (NRMSE) von 8 % bis 10 %. Für das statistische Modell wurden Werte von 0,85 bis 0,90 bei einem **NRMSE von 7 % bis 8 %** erzielt (vgl. Kapitel 3.3).

Das Ziel, einen **typischen Verbrauch-Lastgang für das Areal** mit charakteristischen Verbrauchern zu erstellen, kann trotz der durch den verzögerten Einbau der Messinstrumente begrenzten Zeitreihe als erfolgreich bewertet werden. Optimierungsmöglichkeiten wie ein verbesserter Eigenverbrauch, der Einsatz von Energiespeichern und Lastverschiebungen wurden identifiziert. Die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers wurde analysiert (vgl. Kapitel 2.5), wobei dieser nur im Sommer signifikante Einsparungen ermöglicht. Aufgrund der kurzen Messzeitreihe von lediglich drei Monaten besteht hier jedoch weiteres Optimierungspotenzial. Zukünftig ist geplant, den Fuhrpark des Landes Steiermark mit Strom vom Areal Haidegg zu versorgen. Diese spezifische Anforderung an das **Vorschlags- und Prognosesystem** wird eine zentrale Rolle bei der Gesamtkalkulation des Areals spielen und sollte angesichts der damit verbundenen zusätzlichen Variabilität sorgfältig geplant werden.

Hauptthema von AP3 war die Analyse der Übertragbarkeit des Agri-PV-Systems in Haidegg auf andere Schlagflächen von Obstkulturen. Dafür wurde ein **Kriterienkatalog** entwickelt, auf dessen Basis ein **fünfstufiges Quantifizierungsschema** implementiert wurde, um das Potenzial auf verschiedenen Schlagflächen in der Steiermark zu bewerten. Die ausschlaggebenden Variablen waren dabei: Potentielle Einspeiseleistung, Topographie, maximal zulässige Einspeiseleistung, Nähe zum Einspeisepunkt, Nähe zu Verbrauchern, Netzauslastung, Netzkapazität, Netzzutrittspauschale und Strompreis.

Eine wichtige Rolle spielt hierbei die **automatisierte Detektion der Pflanzenreihen-Ausrichtung**, um eine optimale Montage der PV-Module zu gewährleisten. Das hierfür entwickelte Verfahren erreicht eine Treffergenauigkeit von etwa 50 %, was bereits zufriedenstellend ist, jedoch noch Verbesserungspotenzial

aufweist. Mithilfe einer zusätzlichen Approximation über ein Geländemodell konnte jedoch auch die Orientierung der verbleibenden Pflanzenreihen bestimmt werden.

Als weiterer Schritt von AP 3 wurde eine **Clusteranalyse** der potenziellen Schlagflächen durchgeführt. Dabei konnte gezeigt werden, dass sich drei Cluster mit einem **Silhouettenkoeffizienten von 0,6** herauskristallisiert haben, die somit relativ gut voneinander abgegrenzt werden können. Cluster 1 ist dabei als Cluster mit Flächen höheren Potenzials und höherer Priorität einzustufen.

Zusammenfassend betrachtet könnten Agri-PV-Anlagen auf Wein- und Obstbauflächen der beiden höchsten Eignungsklassen **jährlich 3,8 TWh** Energie erzeugen, was 61 % mehr als die PV-Stromproduktion im Jahr 2023 wäre. Eine vollständige Abdeckung aller geeigneten Flächen würde mit **6,7 TWh** sogar **60 %** des Ziels zur Erzeugung von 11 TWh durch PV-Anlagen bis 2030 beitragen. Dies zeigt das enorme Potenzial von Agri-PV-Anlagen, sowohl zur Erreichung der Klimaziele als auch zur wirtschaftlichen Wertschöpfung mit Einnahmen von durchschnittlich **82.500 €/ha** (Volleinspeisung).

Zukünftige wichtige Schritte im Rahmen weiterer möglicher Projekte umfassen die Verbesserung des Pflanzenreihen-Ausrichtungs-Algorithmus, Machbarkeitsstudien zum Übertragungspotenzial anderer Systeme, die individuelle Optimierung pro Schlagfläche sowie die Integration in den Typical Farm Approach. Besonders die maßgeschneiderte Anpassung potenzieller Systeme an die jeweilige Schlagfläche und Kultur könnte einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. In Zeiten dynamischer Netztarife und begrenzter Netzkapazitäten gewinnt eine präzise Planung und Umsetzung zunehmend an Bedeutung.

6 LITERATURVERZEICHNIS

[1] Landelius, T., Andersson, S. and Abrahamsson, R. (2019). Modelling and forecasting PV production in the absence of behind-the-meter measurements. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 27 990–8.

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH

Leonhardstraße 59
8010 Graz

Tel. +43 316 876-0
Fax +43 316 876-1181

prm@joanneum.at
www.joanneum.at

THE INNOVATION COMPANY