

PROGNOSE DER EINSPEISUNG AUS PV-ANLAGEN MITHILFE VON WETTERVORHERSAGEN

Tobias Lechner¹(*), **Florian Bogendörfer¹**, **Sebastian Seifried¹**, **Johanna Timmermann²**, **Claudia Bernecker-Castro²**, **Georg Kerber³**, **Kathrin Schaarschmidt⁴**, **Steffen Herrmann⁵**, **Michael Finkel¹**, **Rolf Witzmann²**

¹ Technische Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, D-86161 Augsburg, +49 821 5586-3596, tobias.lechner@hs-augsburg.de, www.tha.de

² Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, D-80333 München, www.een.ei.tum.de

³ Hochschule München, Lothstraße 64, D-80335 München, www.hm.edu

⁴ LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, D-86150 Augsburg, www.lew-verteilnetz.de

⁵ AVS Aggregatebau, Salemstraße 43, D-89584 Ehingen-Stetten, www.avs-aggregatebau.de

Kurzfassung: Im Forschungsprojekt LINDA 2.0 wird eine Netzersatzanlage entwickelt, welche aus einem Batteriespeicher und einem netzbildenden Wechselrichter besteht. Diese Netzersatzanlage lässt die Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen während des Inselnetzbetriebs zu, dies ist konventionellen Dieselaggregaten aus Gründen der Netzstabilität nicht möglich. Zur Einsatzplanung des Inselnetzbetriebs mit dem netzbildenden Batteriespeicher wurde ein Tool entworfen, welches mithilfe einer Last und Einspeiseprognose die zu erwartende Energiebilanz im Inselnetz berechnet, umso eine möglichst optimale und dennoch sichere Speicherbewirtschaftung zu ermöglichen. Für die Einspeiseprognose werden öffentlich zugängliche Wettervorhersagen verwendet. Bei der Einsatzplanung muss ein Prognosefehler einkalkuliert werden. Um diesen Fehler zu ermitteln, wurden Wetterberichte aufgezeichnet und die prognostizierte Energiemenge bestimmt. Die prognostizierte Energiemenge wird mit der aus Wetterdaten errechneten Energiemenge verglichen und der Prognosefehler bestimmt. Das Vorgehen lässt sich grundsätzlich auf jedes Energiemanagement mit Prognosen übertragen, ist aber in einem Inselnetz von vordringlicher Bedeutung.

Keywords: Prognosefehler, PV-Einspeisung, Klarheitsindex, Bedeckungsgrad, Wettervorhersage, Energiemanagement, Speicherbewirtschaftung, Inselnetz

1 Motivation und Problemstellung

Im Forschungsprojekt LINDA wurde ein Konzept zur Notversorgung kritischer Infrastruktur mithilfe von lokalen Inselnetzen unter Einbeziehung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) entworfen und erfolgreich im realen Netz erprobt. Bei diesem Konzept wird der Wirkleistungsausgleich im Inselnetz über die Netzfrequenz und der Blindleistungsausgleich über die Spannung realisiert [1]. Die Basis hierfür bilden die in den deutschen Normen und technischen Anschlussregeln (z. B. [2]) geforderten $P(f)$ und $Q(U)$ Statiken für DEA. Bei diesem Vorgehen ist keine Kommunikation zwischen Lasten und Erzeugern im Inselnetz notwendig. Daraus ergibt sich eine gute Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Netzgebiete. Eine Zielsetzung des Nachfolgeprojekts LINDA 2.0 ist es, dieses Konzept auf Netzersatzanlagen (NEA) zu übertragen. NEA werden unter anderem von Verteilnetzbetreibern (VNB) während Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im Niederspannungsnetz eingesetzt. Technisch gesehen ist der Netzersatzbetrieb ein gewolltes Inselnetz. Während des Netzersatzbetriebs mit konventionellen NEA (Dieselaggregat) wird die Inselnetzfrequenz auf 51,7 Hz erhöht, um alle DEA (überwiegend PV-Anlagen) gemäß den technischen Anschlussregeln vom Netz zu trennen. DEA können das Inselnetz destabilisieren, z. B. wenn deren Einspeiseleistung die Last im Netz übersteigt. Um diese Trennung der DEA zu vermeiden, wird eine hybride NEA, bestehend aus einem Batteriespeicher, einem netzbildenden Wechselrichter und einem Range Extender (kleines Dieselaggregat) entwickelt. Der Range Extender ist nur in Betrieb, wenn die Batterieladung nicht mehr für den Inselnetzbetrieb ausreicht, hat aber keine netzbildende Funktion. Durch den Batteriespeicher erlaubt die hybride NEA eine Einspeisung aus DEA während des Inselnetzbetriebs und kann so auch aus dem Inselnetz geladen werden. Beim Netzersatzbetrieb mit der hybriden NEA wird ein Inselnetz mit DEA und Lasten gebildet, wie in Abbildung 1 dargestellt, indem ein Niederspannungsnetz (NS) vom Mittelspannungsnetz (MS) am MS/NS-Transformator getrennt wird [3].

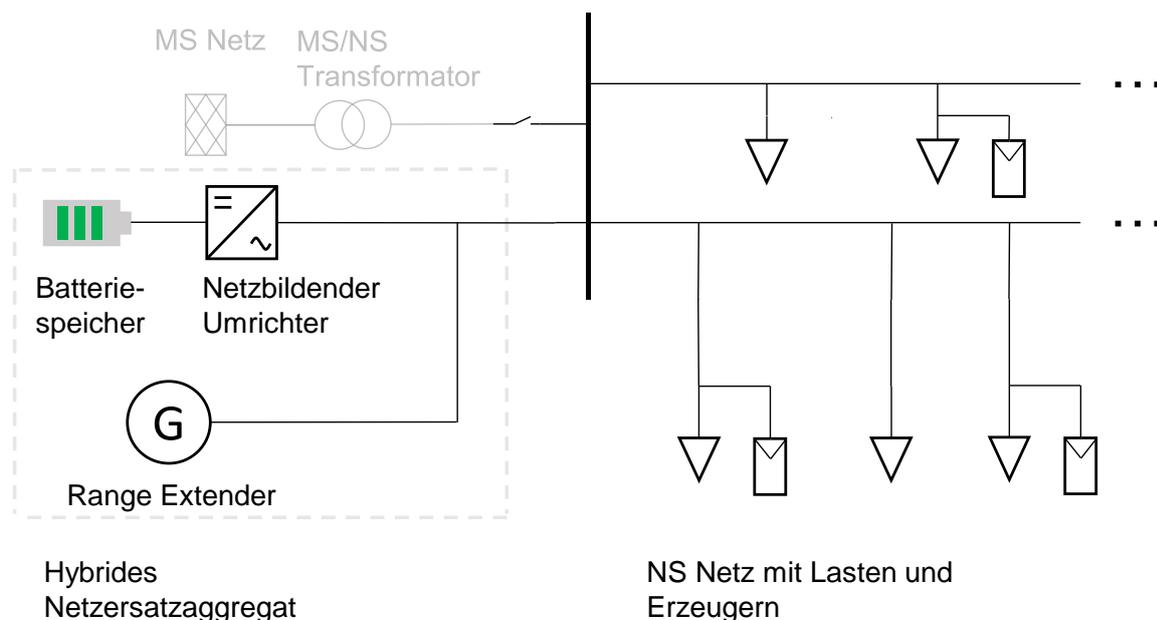


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung des Inselnetzbetriebs mit der hybriden NEA in der Niederspannung

Für die Auslegung und Einsatzplanung der hybriden NEA wurde ein Energiebilanztool entworfen und vorgestellt in [3]. Mithilfe einer Last- und PV-Prognose wird die Energiebilanz für den Einsatz der hybriden NEA errechnet, um daraus Empfehlungen für die Einsatzplanung abzuleiten. Die PV-Prognose basiert auf dem in [4] vorgestellten und mit Feldmessungen validierten Modell mithilfe von öffentlich zugänglichen Wetterberichten. Essenziell für die Vorhersage mit diesem Modell ist der Klarheitsindex (Himmelsklarheit) k_T . Der Klarheitsindex beschreibt das Verhältnis aus der extraterrestrischen Strahlung parallel zur Erdoberfläche G_{oh} zu der auf der Erdoberfläche auftretenden Globalstrahlung G_h :

$$k_T = \frac{G_h}{G_{oh}}$$

Der Klarheitsindex kann Werte zwischen Null und Eins annehmen. Ein Wert von Eins entspricht einer komplett klaren Atmosphäre, die gesamte extraterrestrische Strahlung parallel zur Erdoberfläche G_{oh} erreicht die Erdoberfläche. G_{oh} wird über den Sonnenstand in Abhängigkeit von geografischer Länge/Breite und Uhrzeit/Datum nach dem SUNAE-Algorithmus nach [5] und beschrieben in [6] errechnet. $k_T = 0$ entspricht einer vollständig bedeckten Atmosphäre. Es kommt hier keine Strahlung mehr am Boden an. Bei Zwischenwerten wird sowohl eine Abschwächung durch die Atmosphäre als auch eine Aufteilung in direkt und indirekte (diffuse) Strahlungsanteile nach der Korrelation, beschrieben in [7], gemacht.

Um die Energiemenge aus PV-Anlagen für den Einsatz mithilfe von Wetterberichten vorherzusagen, ist eine Prognose für den Klarheitsindex notwendig. Öffentlich zugängliche Wetterberichte prognostizieren nur den Bedeckungsgrad (Bewölkungsgrad; beim Deutschen Wetterdienst auch Gesamtbedeckungsgrad [8]) k_D . Dieser wird üblicherweise in Achteln von 0/8 bis 8/8 angeben, wobei ein Bedeckungsgrad von 0/8 einem klaren unbewölkten Himmel entspricht und Wert von 8/8 einem vollständig bewölkten Himmel. k_D und k_T sind jedoch nicht direkt vergleichbar, da z. B. ein vollständig unbewölkter Himmel ($k_D = 0/8$) in einer sehr dunstigen Atmosphäre oder an sehr klaren kalten Tagen unterschiedliche Lichtdurchlässigkeit und damit unterschiedliche k_T aufweist. Selbiges trifft z. B. auch für unterschiedliche Wolkendicke bei bedecktem Himmel ($k_D = 8/8$) entsprechend zu. Da die Wettervorhersage jedoch nur k_D ermittelt, für die Vorhersage der PV-Einspeisung die Strahlungsintensität und somit k_T benötigt wird, wird ein Verhältnis zwischen Bedeckungsgrad und Klarheitsindex ermittelt. Dieses Vorgehen zur Prognose der PV-Einspeisung ist jedoch systematisch immer fehlerbehaftet. Um bei der Einsatzplanung Fehler in der prognostizierten Energiemenge aus PV-Anlagen zu berücksichtigen, ist eine Überprüfung der Qualität der Wettervorhersagen wichtig.

2 Methodische Vorgehensweise

An erster Stelle für den Netzersatzbetrieb mit der hybriden NEA steht die Versorgungssicherheit. Dies wurde bei der Erstellung des Energiebilanztools zur Einsatzplanung berücksichtigt und ist dementsprechend ebenfalls bei der Ermittlung eines Prognosefehlers zu berücksichtigen.

2.1 Ermittlung Verhältnis zwischen Bedeckungsgrad und Klarheitsindex

Um eine Korrelation zwischen dem Bedeckungsgrad und Klarheitsindex zu ermitteln, werden Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [9] für den Standort Augsburg statistisch untersucht. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Methodik. Der Bedeckungsgrad wird vom DWD in Achtern mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde erfasst ($k_{D\ DWD}$). Der Klarheitsindex ($k_{T\ DWD}$) wird über die vom DWD gemessene Globalstrahlung ($G_{h\ DWD}$) und der nach [6] berechneten extraterrestrischen Strahlung ($G_{oh\ ber}$) bestimmt. Es erfolgt Datenabgleich zwischen den errechneten Klarheitsindexen und den aufgezeichneten Bedeckungsgraden. Anschließend wird das Verhältnis zwischen Bedeckungsgrad und Klarheitsindex statistisch ausgewertet. Die Auswertung nach der Methodik wird für die Jahre 2021 und 2022 in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde durchgeführt.

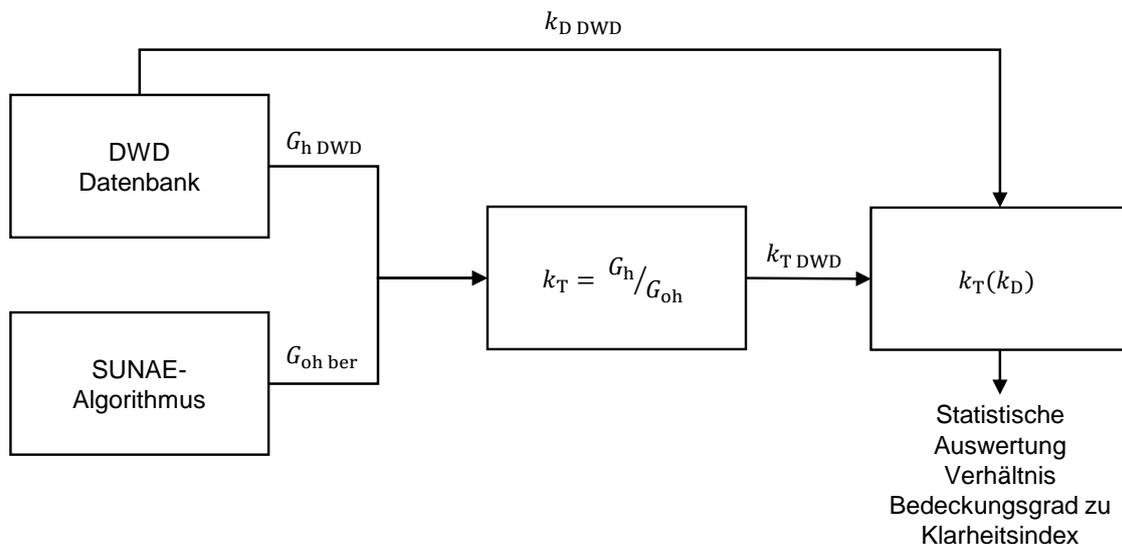


Abbildung 2: Übersicht der Methodik zur Ermittlung des Verhältnisses zwischen Bedeckungsgrad und Klarheitsindex

2.2 Ermittlung der Qualität der Vorhersage

Um die Qualität der Bewölkungsvorhersage von öffentlich zugänglichen Wetterberichten zu überprüfen, werden kostenlos verfügbare und aufgezeichnete Wetterberichte ($k_{D\ Prog}$) eines kommerziellen Anbieters [10] für den Standort Augsburg mit den gemessenen Werten vom DWD ($k_{D\ DWD}$) verglichen und eine statistische Auswertung der Bewölkungsprognose durchgeführt (siehe Abbildung 3). Der Aufzeichnungszeitraum der Wetterberichtsdaten entspricht Juni 2023 bis Anfang Januar 2024. Die zeitliche Auflösung der aufgezeichneten Werte entspricht einer Stunde. Die Wettervorhersagen wurden jeden Tag um 00:15 Uhr abgerufen und abgespeichert. Es werden drei verschiedene Vorhersagezeiträume untersucht:

1. Tagesvorhersage
2. 1-Tagesvorhersage
3. 2-Tagesvorhersage

Die Tagesvorhersage entspricht der Vorhersage für den Tag der Abfrage (+ 24 h). Die 1-Tagesvorhersage entspricht der Vorhersage für den folgenden Tag (+ 48 h) und die 2-Tagesvorhersage für den Zeitraum + 72 h nach der Abfrage.

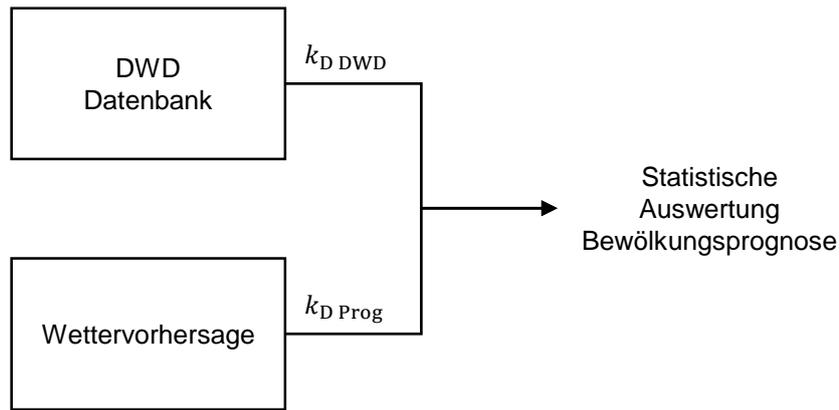


Abbildung 3: Übersicht der Methodik zur Ermittlung der Qualität der Wettervorhersage

2.3 Ermittlung des Fehlers in der prognostizierten Energiemenge

In Abbildung 4 ist die Methodik zur Ermittlung der PV-Einspeisung und des einzuplanenden Prognosefehlers dargestellt. Aus den Wettervorhersagen für die aufgezeichneten Tage zwischen Juni 2023 und Anfang Januar 2024 werden die prognostizierten Bedeckungsgrade $k_{D\ Prog}$ extrahiert und mithilfe des erstellten Verhältnisses die zugehörigen Klarheitsindexe $k_{T\ Prog}$ ermittelt. Im Energiebilanztool werden aus den Daten des DWD ($k_{D\ DWD}$) und der Wetterberichte ($k_{T\ Prog}$) die PV-Energiemengen durch die ermittelte Einstrahlungsleistung auf die Modulebene in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten berechnet – fehlende Werte von $k_{T\ Prog}$ (zeitliche Auflösung von einer Stunde) werden linear interpoliert. Da das Ergebnis nicht die Leistung, sondern die Energiemenge ist, ist der Fehler durch eine lineare Interpolation akzeptabel. Aus den beiden errechneten Energiewerten $E_{PV\ DWD}$ und $E_{PV\ Prog}$ wird der relative Fehler bei der Prognose mit Wettervorhersagen bestimmt, die DWD Daten gelten hierbei als Referenz.

Sowohl die Wettervorhersagen als auch die Umrechnung von Bedeckungsgrad zu Klarheitsindex sind fehlerbehaftet. Um die Größenordnung des Prognosefehlers zu ermitteln, werden folgende Fälle untersucht:

1. PV-Einspeisung unterschätzt (untere Grenze von $E_{PV\ Prog}$): Bedeckungsgrad überschätzt (oberes Quartil von $k_{D\ Prog}$) und Klarheitsindex unterschätzt (unteres Quartil von $k_{T\ Prog}$)
2. PV-Einspeisung leicht unterschätzt: Median von $k_{D\ Prog}$ und Klarheitsindex unterschätzt (unteres Quartil von $k_{T\ Prog}$)
3. PV-Einspeisung mittel: Median von $k_{D\ Prog}$ und Median von $k_{T\ Prog}$
4. PV-Einspeisung überschätzt (obere Grenze von $E_{PV\ Prog}$): Bedeckungsgrad unterschätzt (unteres Quartil von $k_{D\ Prog}$) und Klarheitsindex überschätzt (oberes Quartil von $k_{T\ Prog}$)

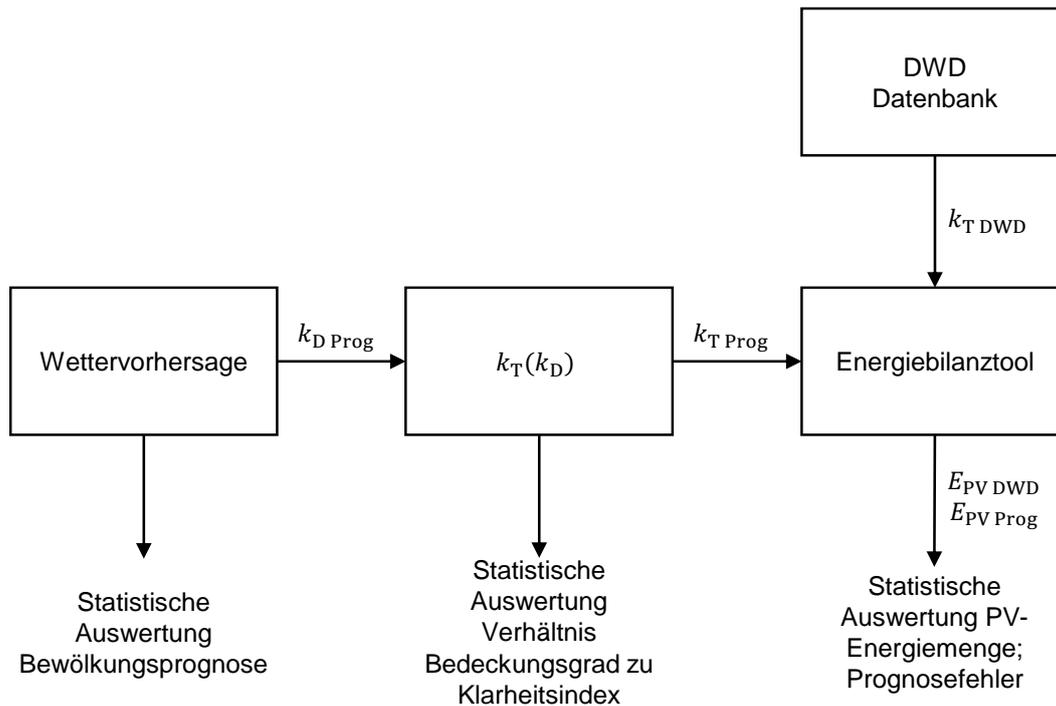


Abbildung 4: Übersicht zur Methodik zur Ermittlung der PV-Energiemenge und des Prognosefehlers

3 Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen das ermittelte Verhältnis aus Bedeckungsgrad zu Klarheitsindex sowie die Qualität der Bewölkungsprognose in Abhängigkeit zur Vorhersagedauer. Mit den drei Vorhersagezeiträumen werden in den vier identifizierten Fällen die Prognosefehler ermittelt.

3.1 Verhältnis aus Bedeckungsgrad zu Klarheitsindex

Ein Verhältnis aus Bedeckungsgrad zu Klarheitsindex kann nur zu den Tagesstunden ermittelt werden, da zu den Nachtstunden die Globalstrahlung $G_h = 0$. In Augsburg beträgt die Tageslänge (Zeitdifferenz zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang) ca. 4470 Stunden pro Jahr [11]. Die Auswertungen ergeben für das Jahr 2021 4193 auswertbare Datensätze und 4248 für das Jahr 2022. Grund für nicht auswertbare/fehlende Datensätze sind fehlende Globalstrahlungswerte und Bedeckungsgrade in der Datenbank des DWD. Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Datensätze nach aufsteigendem Bedeckungsgrad. In der Aufteilung ist zu erkennen, dass ein Großteil der Werte im Bereich stark bewölkt ($k_D = 0,875 = 7/8$), bedeckt ($k_D = 1 = 8/8$) und wolkenlos ($k_D = 0 = 0/8$) liegt. Auf den Bereich leicht bewölkt bis wolkig ($0,125 \leq k_D \leq 0,75$) fallen insgesamt nur etwa 18 % der Werte für das Jahr 2021 und etwa 20 % für das Jahr 2022. Am Standort Augsburg ist es somit zum Großteil der Tageslänge wolkenlos oder stark bewölkt/bedeckt. Die Aufteilung der Werte der beiden Jahre ähnelt sich, wobei das Jahr 2021 etwas bewölkter war als das Jahr 2022.

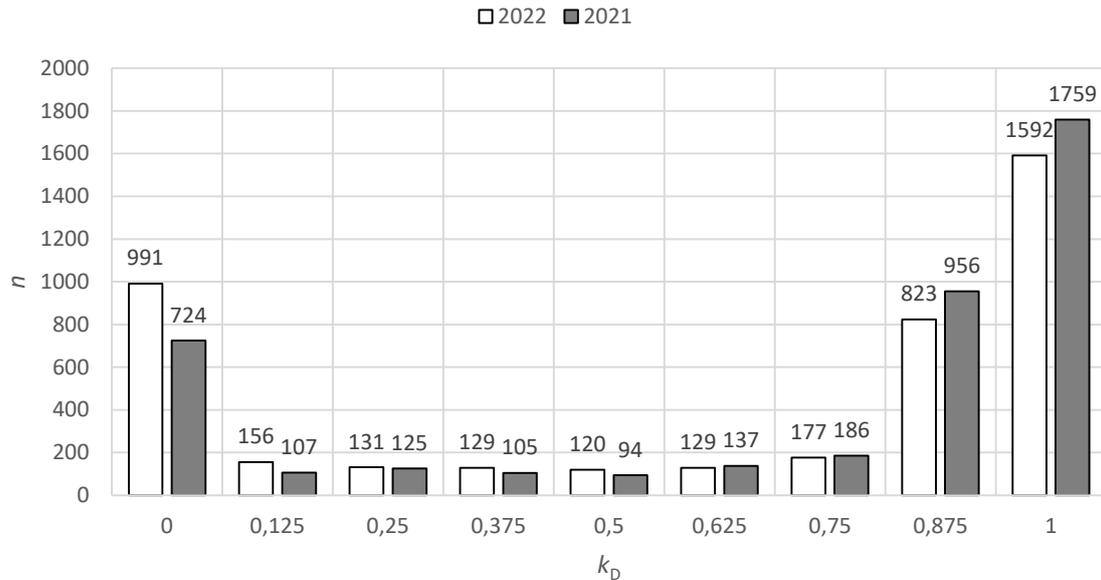


Abbildung 5: Aufteilung der Datensätze nach dem Bedeckungsgrad

Eine monatsstarke Ermittlung einer Korrelation würde sich anbieten, um zu überprüfen, ob der Klarheitsindex in den verschiedenen Jahreszeiten ähnlich mit dem Bedeckungsgrad korreliert. Die monatliche Auswertung für die Bereiche leicht wolkig bis wolkig ($0,125 \leq k_D \leq 0,75$) ist jedoch wenig aussagekräftig, da nur eine begrenzte Anzahl an Werten vorhanden ist (z. B. 94 Werte für das gesamte Jahr 2021 für $k_D = 0,5$).

Die Kastengrafiken in Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Auswertungen vom Verhältnis von Bedeckungsgrad zum Klarheitsindex für die Jahre 2021 und 2022. In beiden Jahren ähneln sich die Werte, wobei im Jahr 2022 die Werte für den Klarheitsindex tendenziell höher sind. Das spricht dafür, dass im Jahr 2022 die Atmosphäre klarer war. In den niedrigsten drei Kategorien des Bewölkungsgrades ist kaum eine Änderung des Klarheitsindex festzustellen, dann findet ein langsamer Abfall des Median-Klarheitsindex mit zunehmender Bewölkung statt. Wie zu erwarten wird auch bei vollständiger Bedeckung der Klarheitsindex nicht Null.

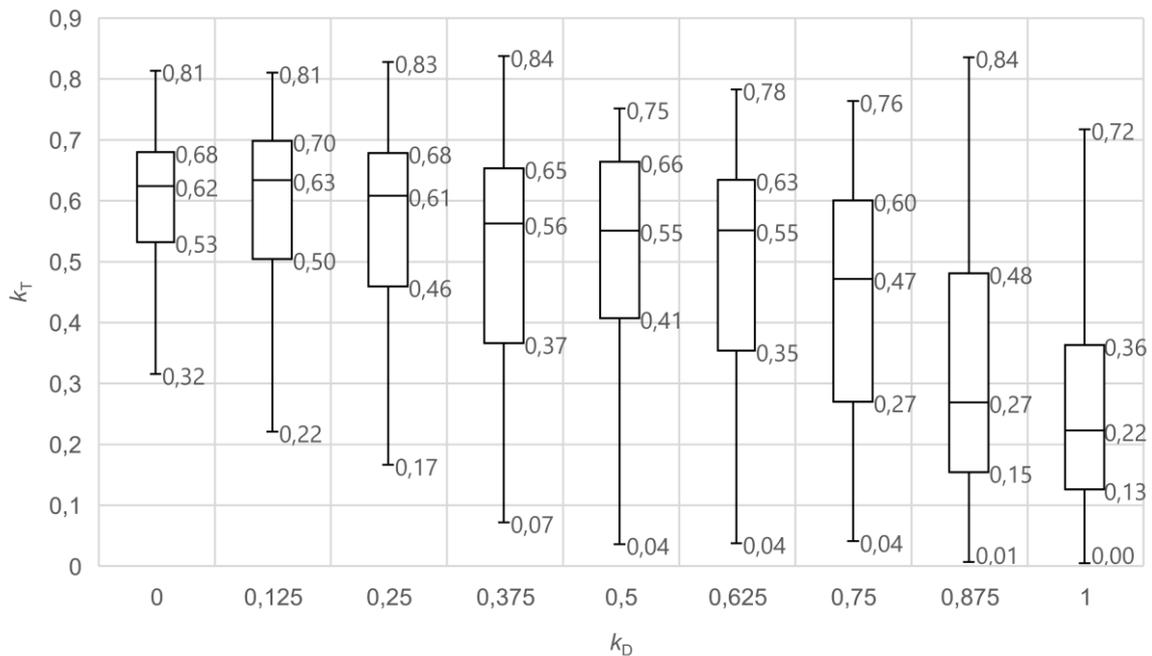


Abbildung 6: Auswertung der Klarheitsindexe über den Bedeckungsgraden im Jahr 2021

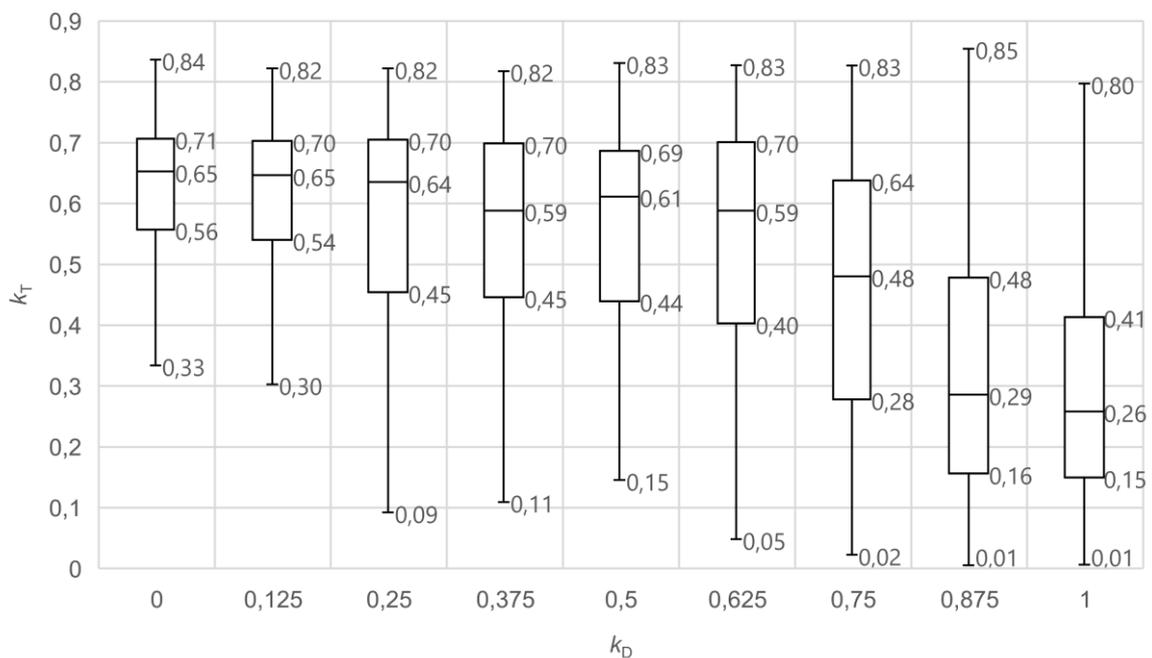


Abbildung 7: Auswertung der Klarheitsindexe über den Bedeckungsgraden im Jahr 2022

Aufgrund der großen Spannweite der Auswertungen, welche mit zunehmendem Bedeckungsgrad zunimmt, wird für die Ermittlung der Korrelation eine Interpolation aus den unteren Quartil-Werten (0,25-Quantil), den Median-Werten (0,5-Quantil) und den oberen Quartil-Werten (0,75-Quantil) gebildet. Die Formeln, Polynome dritten Grades, für das obere Quartil (k_{T_o}), den Median (k_{T_M}) und das untere Quartil (k_{T_u}) sind für die Auswertung für das Jahr 2022 in Abbildung 8 dargestellt. Alle weiteren Ergebnisse beruhen auf den ermittelten Korrelationsfunktionen für das Jahr 2022.

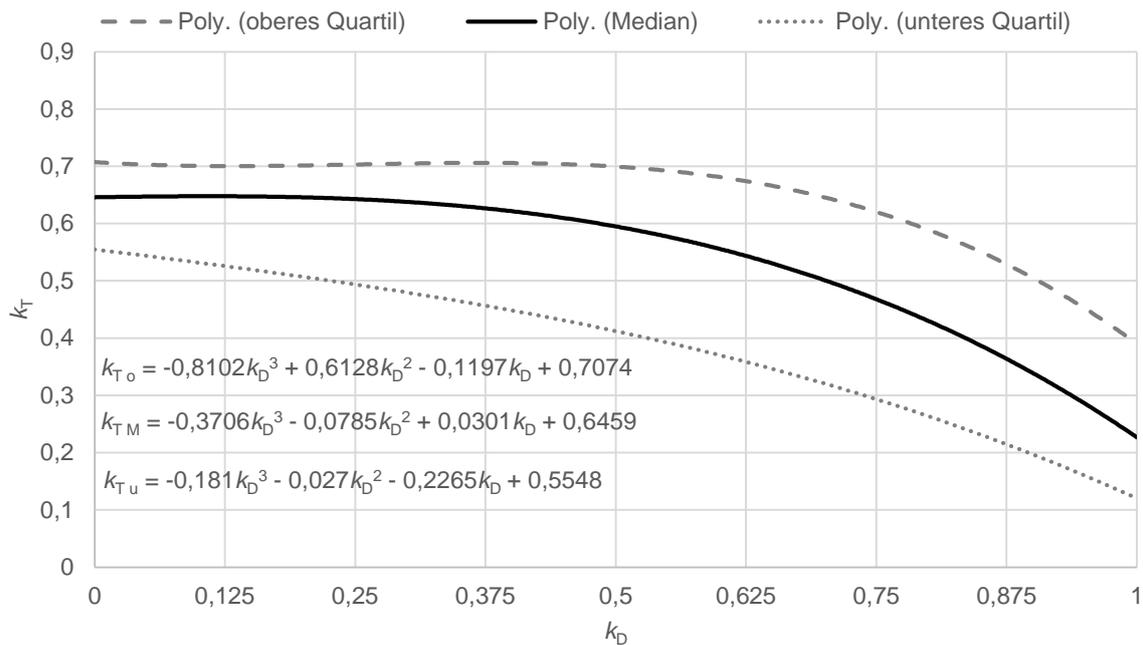


Abbildung 8: Formeln zur Umrechnung von Bedeckungsgrad zu Klarheitsindex

3.2 Prognosequalität in Abhängigkeit von der Vorhersagedauer

Die Auswertung über die Qualität der Vorhersage der aufgezeichneten Wetterberichte von Juni 2023 bis Anfang Januar 2024 ist im Zeitraum von 04:00 – 23:00 Uhr ausgeführt. Die Werte zwischen 00:00 und 03:00 Uhr zeigen große Abweichungen und werden daher nicht berücksichtigt. Der nicht betrachtete Zeitraum ist für die Untersuchungen unerheblich, da diese nicht zu den Tagesstunden zählen und somit für die Berechnung der PV-Einspeisung nicht relevant sind. Die relativen Fehler der Tages-, der 1-Tages- und der 2-Tagesvorhersage zeigen die Kastengrafiken in Abbildung 9. Der Bedeckungsgrad, aufgezeichnet vom DWD, wird in Achtern angegeben, die der Wettervorhersagen prognostizieren Werte von 0 bis 100 %. Dadurch entsteht bereits ein Fehler, welcher aufgrund der vorhandenen Datenlage nicht vermieden werden kann. Die Ausreißer sind aufgrund der besseren Veranschaulichung nicht in den Kastengrafiken dargestellt. Einzelne Werte weisen einen relativen Fehler von über 600 % auf. Solche hohen Fehlerwerte treten auf, wenn der DWD Bedeckungsgrad sehr gering ist ($k_{D_{DWD}} = 0; 0,125$) und vom Wetterbericht eine sehr starke Bewölkung prognostiziert wurde ($k_{D_{Prog}} \geq 0,9$). Wenn $k_{D_{DWD}}$ einen Wert von Null aufweist, wurde zur Berechnung des relativen Fehlers ein Bedeckungsgrad von $k_{D_{DWD}} = 0,01$ angenommen, da ein Teilen durch Null nicht möglich ist. Die Kastengrafiken in Abbildung 9 zeigen, dass 50 % der prognostizierten Werte einen relativen Fehler von 25 % (tatsächlicher Bedeckungsgrad wurde von der Vorhersage überschätzt; oberes Quartil der Tagesvorhersage) bis maximal - 54 % aufweisen. Dies bedeutet, der tatsächliche Bedeckungsgrad wurde von der Vorhersage unterschätzt (unteres Quartil aller Vorhersagen). Die Auswertungen zeigen, dass sich die Medianwerte für die Tages-, die 1-Tages- und die 2-Tagesvorhersage nicht unterscheiden. Die Spannweiten (ohne Ausreißer) sowie die Interquartilsabstände nehmen mit zunehmender Vorhersagedauer ab (abnehmender Wert der 3. Quartile). In den aufgenommenen Wettervorhersagen und Auswertungen ist somit die Treffergenauigkeit mit zunehmender

Vorhersagedauer etwas höher. Dieser beobachtete Effekt kann an dem unvermeidlichen Fehler durch die verschiedenen Auflösungen der vorhandenen Daten liegen oder an einer zufällig guten Trefferquote für die 1-Tages- und 2-Tagesvorhersage für den ermittelten Zeitraum.

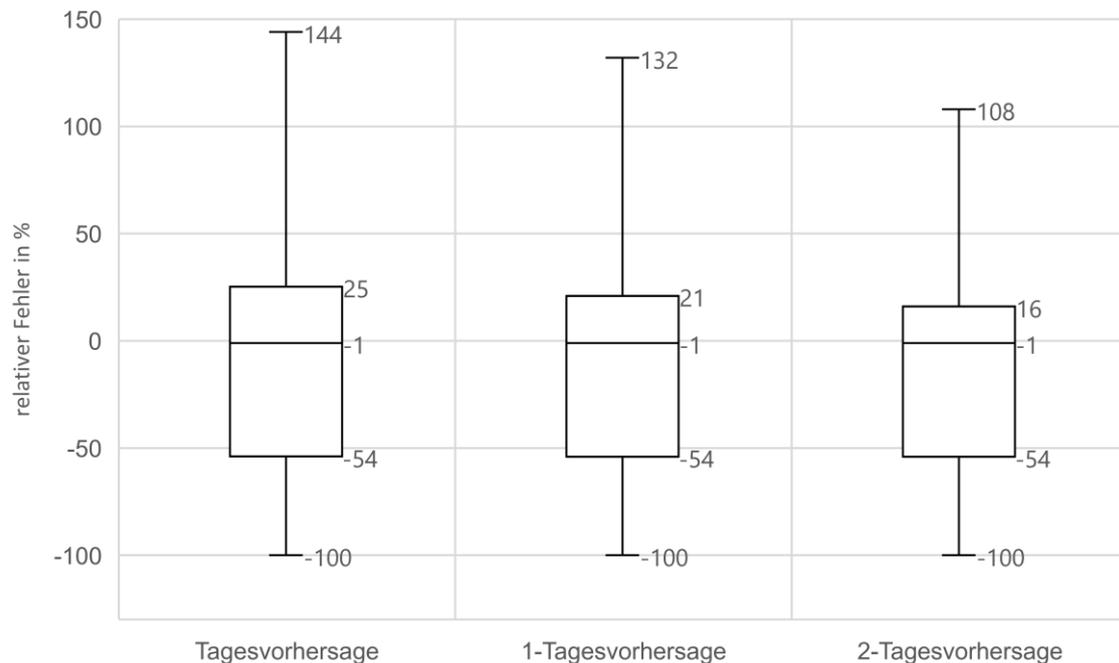


Abbildung 9: Relativer Fehler der Bewölkungsvorhersage

3.3 Fehler in der Energieprognose

Mit den vier identifizierten Fällen für den Prognosefehler der PV-Einspeisung und den drei verschiedenen Vorhersagen lassen sich die relativen Fehler bei der Energieprognose für die aufgezeichneten Prognosen ermitteln. Im Energiebilanztool wird die PV-Einspeisung über die Einstrahlungsleistung auf die Modulebene ermittelt. Die Modulebene ist nach Süden ausgerichtet, mit einer Neigung von 30 Grad, dies entspricht fast dem Optimum in Bayern. Eine Verteilung der Ausrichtung und Neigung ist bisher nicht implementiert. Abbildung 10 zeigt die relativen Fehler für die Tages-, Abbildung 11 für die 1-Tages- und Abbildung 12 für die 2-Tagesvorhersage. Nachdem sich die relativen Fehler für die unterschiedlichen Prognosen nicht stark unterscheiden, ist der relative Fehler für die verschiedenen Fälle in allen drei Prognosen ähnlich. Wird die PV-Einspeisung unterschätzt (1. Fall), liegt der Fehler im Median bei einer Unterschätzung von 52 bzw. 43 %. Wird die PV-Einspeisung leicht unterschätzt (2. Fall), liegt der Fehler im Median bei einer Unterschätzung von 24 bzw. 25 %. Betrachtet man die anderen beiden Fälle (PV-Einspeisung mittel und überschätzt), ändert sich der Fehler im Median von einer Unter- zu einer Überschätzung (z. B. 8 % Überschätzung im Median bei Tagesvorhersage im Fall PV-Einspeisung mittel), die Quartilsabstände und die Spannweiten (ohne Ausreißer) nehmen zu. Der geringste Fehler im Median wird im 3. Fall beobachtet. Die jedoch geringsten Interquartilsabstände und Spannweiten (ohne Ausreißer) für den relativen Fehler bei der Einspeiseprognose werden erreicht, wenn die Einspeisung leicht unterschätzt wird (2. Fall). Ausreißer sind auch hier aufgrund der besseren Veranschaulichung nicht in den Kastengrafiken dargestellt. Vor allem in der ersten und der letzten Stunde der Tageslänge

kommt es aufgrund der sehr geringen Einstrahlungsleistungen auf die Modulebene zu großen Abweichungen (z. B. liegen einzelne Werte im Bereich von einer überschätzten PV-Einspeisung von über 5000 % bei der Tagesvoraussage unterschätzt (Abbildung 10)). Ein möglicher Grund hierfür kann ein z. B. von Tau oder Staub bedeckter Globalstrahlungssensor oder Verschattung sein. Durch die sehr geringe gemessene Globalstrahlung entstehen sehr geringe errechnete Klarheitsindexe aus den DWD Daten (z. B. $k_{T\text{DWD}} = 0,006$). Je nach Bedeckungsgrad und gewählter Formel für die Umrechnung von Bedeckungsgrad liegt der prognostizierte Klarheitsindex $k_{T\text{Prog}}$ im Bereich von 0,15 bis 0,71 und es entsteht ein großer relativer Fehler in der resultierenden Energiemenge für die Datenpunkte. Kurzzeitige Wetterphänomene, wie ein Wolkenzug oder ein kurzzeitiges Aufreißen der Wolkendecke, können durch die lineare Interpolation der Prognose des Bedeckungsgrades $k_{d\text{Prog}}$ im Energiebilanztool nicht berücksichtigt werden. Aufgrund der geringen potenziellen PV-Energiemenge in den Morgen- und Abendstunden und solcher von kurzzeitigen Wetterereignissen werden diese wenigen Ausreißer als nicht problematisch für den Prognosefehler der PV-Einspeisung eingestuft, da die Energie und nicht die Leistung betrachtet wird.

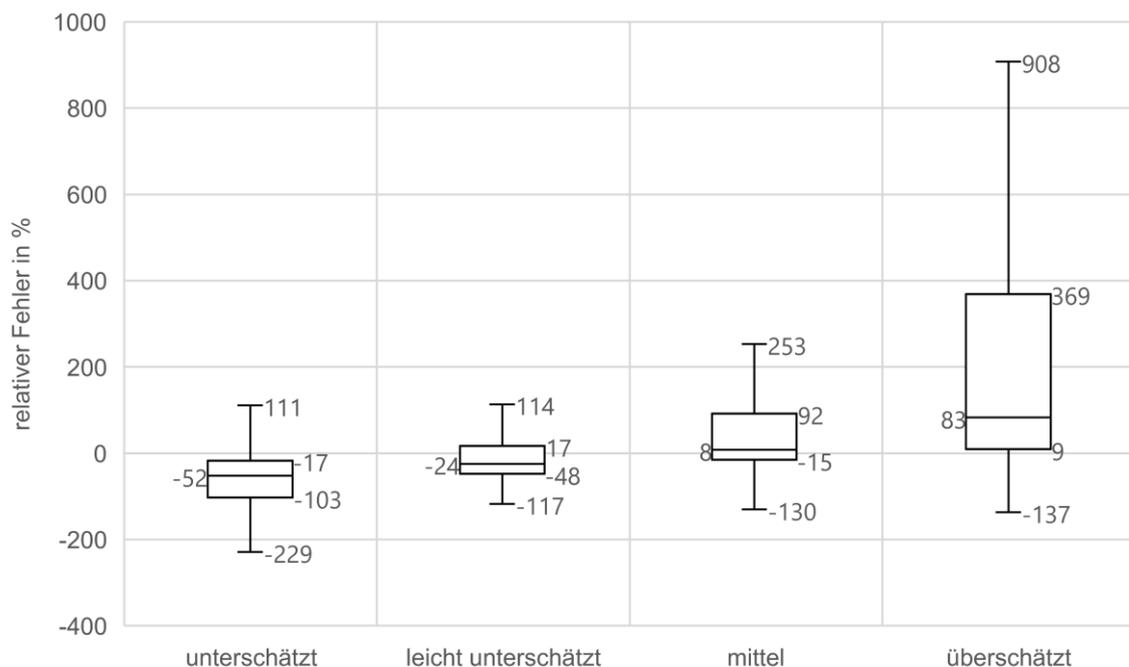


Abbildung 10: Relativer Fehler der PV-Energieprognose mit der Tagesvorhersage

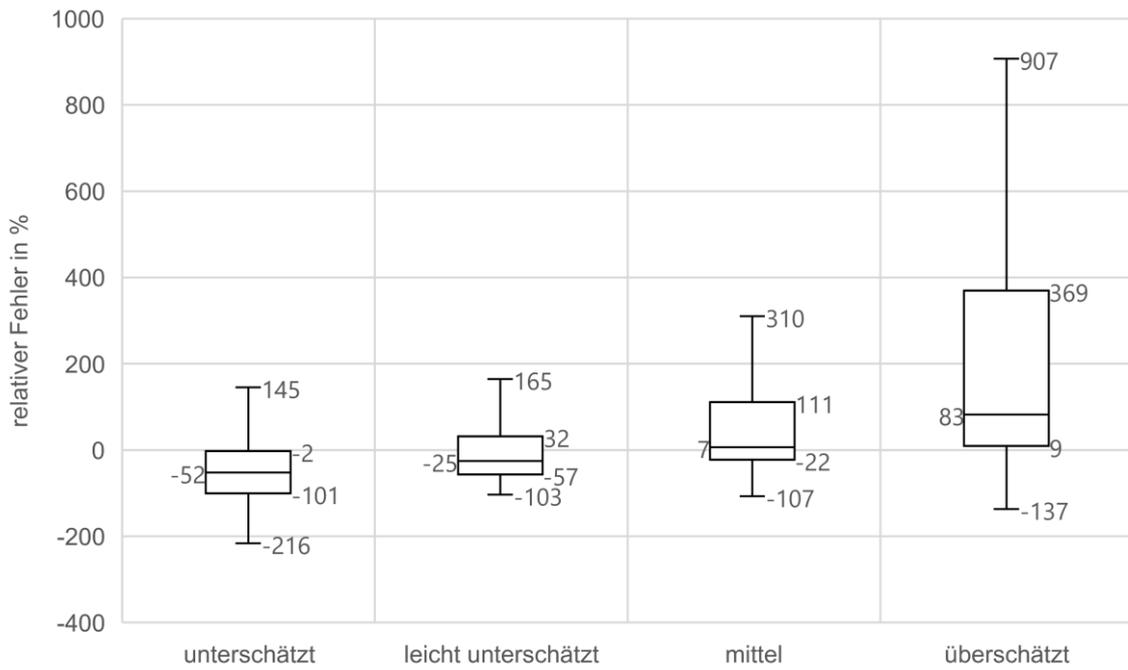


Abbildung 11: Relativer Fehler der PV-Energieprognose mit der 1-Tagesvorhersage

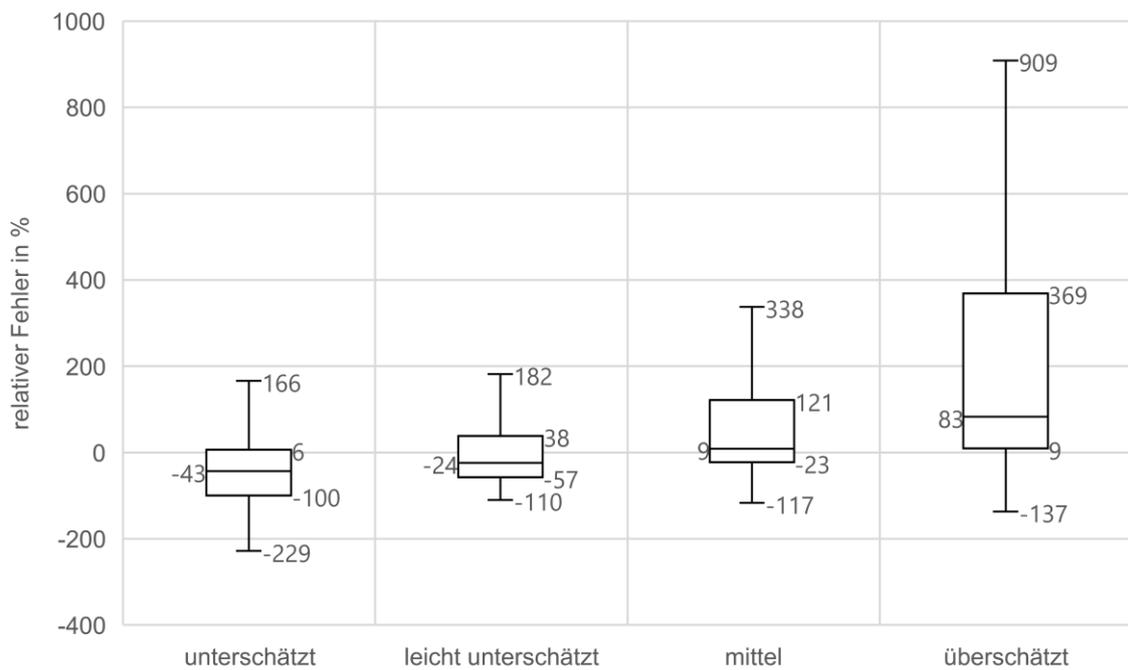


Abbildung 12: Relativer Fehler der PV-Energieprognose mit der 2-Tagesvorhersage

4 Fazit

Mit den vom DWD aufgezeichneten Bedeckungsgraden und den aus den Daten errechneten Klarheitsindizes kann eine Korrelation zwischen Bedeckungsgrad und Klarheitsindex ermittelt werden. Mit einer monatlichen Auswertung der Korrelation kann der Einfluss der Jahreszeit untersucht werden, dies ist aber aufgrund der begrenzten Datenlage nicht möglich. Die Überprüfung der Qualität der Wettervorhersage des gewählten Anbieters zeigt, dass im Median der Bedeckungsgrad gut getroffen wird. Die geringsten Fehler bei der Energieprognose im Median werden erreicht, wenn eine mittlere PV-Einspeisung angenommen wird. Wird die PV-Einspeisung leicht unterschätzt, werden die geringsten Interquartilsabstände und Spannweiten (ohne Ausreißer) für den relativen Fehler erreicht. Wie die Ergebnisse zeigen, ist sowohl die Vorhersage des Bedeckungsgrades als auch die Umrechnung in den Klarheitsindex fehlerbehaftet. Daher ist es ratsam, bei der Prognose der Energiemengen aus PV-Anlagen einen konservativen Ansatz zu wählen und bei der Einsatzplanung der hybriden NEA die Einspeisemenge leicht zu unterschätzen. Wichtig für die Entscheidung in der Einsatzplanung ist, dass eine Unterschätzung für den Aggregatbetrieb mit der hybriden NEA aus technischer Sicht und somit für die Versorgungssicherheit, welche an erster Stelle steht, kein Problem darstellt. Überschüssige Energiemengen aus PV-Anlagen können über die in den deutschen Normen und technischen Anschlussregeln geforderten $P(f)$ Statiken für DEA über eine erhöhte Inselnetzfrequenz abgeregelt werden [2]. Energiemengen, die die Batterie oder der Range Extender der hybriden NEA nicht bereitstellen können, führen zum Zusammenbruch des Inselnetzes. Die Methodik zur Überprüfung der Versorgungssicherheit ist gut auf andere Standorte übertragbar, sofern eine Wetterstation in der Umgebung ist, welche die relevanten Daten aufzeichnet. Wird die hier vorgestellte Korrelation aus Bedeckungsgrad zu Klarheitsindex verwendet, ist nur eine Wettervorhersage zur Übertragung nötig. Insgesamt stellt die hier vorgestellte Vorgehensweise eine einfache und kostenlose Methode dar, um den Ertrag aus PV-Anlagen voraussagen zu können. Diese Voraussage ist fehlerbehaftet, jedoch ist eine Einschätzung möglich, in welchem Bereich der Ertrag liegen wird.

5 Ausblick

Durch das Zusammenfassen der Bedeckungsgrade und Klarheitsindizes mehrerer Jahre aus den DWD Aufzeichnungen kann eine Datenbasis erstellt werden, die groß genug ist, um eine genauere jährliche Korrelation oder eine Korrelation auf monatlicher Basis zu erstellen. In den Untersuchungen wurde bis jetzt nur die Wettervorhersage eines Anbieters untersucht. Es soll auch die Qualität der Vorhersage von anderen Anbietern ermittelt werden. Die geforderten Vorhersageparameter (Bedeckungsgrad in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde) bietet z. B. [12] an. Die reine Genauigkeit des Tools inklusive Korrelationsfunktion soll überprüft werden, indem die prognostizierten Bedeckungsgrade durch Daten des DWD ersetzt werden. Hierdurch ist auch eine Evaluierung mithilfe von historischen Daten möglich. Wie in [3] gezeigt, konnte das Energiebilanztool im Bereich der Lastprognose mit Aggregateinsätzen validiert werden. Für eine Validierung des Gesamtmodells mit Einspeiseprognose braucht es weitere Einsätze im realen Netz. Eine generelle Validierung der Berechnung der Energiemengen soll mit Messdaten von Ortsnetzstationen im Verbundnetzbetrieb durchgeführt werden. Hierdurch kann auch ein Korrekturfaktor ermittelt werden, der die verschiedenen Ausrichtungen und

Neigungswinkel von PV-Anlagen im Netz berücksichtigt. Die vorgestellte Methode zur Ermittlung der PV-Einspeisung kann auch zur allgemeinen Speicherbewirtschaftung oder der Bestimmung von abgeregelten Energiemengen beim Netzersatzeinsatz mit konventionellen Aggregaten genutzt werden. Auch zur Bestimmung der Ausfallarbeit durch den Redispatch 2.0 [13] kann die Methode verwendet werden.

6 Literatur

- [1] C. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, "Local island power supply and accelerated grid restoration with distributed generation systems in the case of large-scale blackouts," in CIRED 2016 Workshop, Helsinki.
- [2] VDE-AR-N 4105:2018-11, VDE - Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Nov. 2018.
- [3] T. Lechner et al., "Energy Balance Tool for the Operational Planning of Hybrid Mobile Generators – Islanded Grid Operation with the Infeed of Distributed Generation Systems," in CIGRE International Symposium Cairns 2023.
- [4] G. Kerber, Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen (Dissertation, Technische Universität München), 2011.
- [5] R. Walraven, "Calculating the position of the sun," in Solar Energy Volume 20.
- [6] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz, 10. Aufl. München: Hanser, 2019.
- [7] D. Erbs, S. Klein und J. Duffie, "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation," in Solar Energy Volume 28.
- [8] Deutscher Wetterdienst. "Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Glossar - G - Gesamtbedeckungsgrad." Zugriff am: 30. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv3=101016&lv2=100932>
- [9] Deutscher Wetterdienst. Zugriff am: 28. November 2023. [Online.] Verfügbar: <https://opendata.dwd.de/>
- [10] AccuWeather. "Lokale, nationale und globale tägliche Wettervorhersage | AccuWeather." Zugriff am: 28. November 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.accuweather.com/>
- [11] Time and Date AS. "D, A, CH – Wo scheint die Sonne am längsten?" Zugriff am: 3. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.timeanddate.de/astronomie/tageslaenge-hamburg-wien-zuerich>
- [12] The Weather Company International, Inc. "Nationaler und lokaler Wetterradar, tägliche Vorhersage, Orkane und Informationen von The Weather Channel und weather.com." Zugriff am: 25. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://weather.com/de-DE/?Goto=Redirected>
- [13] BdeW. "Redispatch 2.0." Zugriff am: 31. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.bdeW.de/energie/redispatch-20/>



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages