

ERFAHRUNGEN MIT EINEM PROGNOSEBASIERTEM LADEMANAGEMENT ZUR REDUKTION DER NETZBELASTUNG

Günter Wind¹, Harald Geyer², Irene Schicker³,
Markus Schindler⁴, Peter Wohlfart⁵(*)

Einleitung

Die steigenden Netzkosten werden mit dem Ausbau volatiler Energien begründet. Die Energiewende steht also vor der Herausforderung diese möglichst netzschonend zu integrieren. Bei einer PV-Anlage könnte man die Einspeiseleistung mit einem Speicher verlustarm reduzieren. Speziell in ländlichen Gebieten, wo das Dachflächenpotenzial sehr hoch ist, könnten so wesentlich mehr PV-Anlagen in das vorhandene Netz integriert werden. In [1] wurde gezeigt, dass man mit üblichen Heimspeichern, die für die Eigenbedarfsoptimierung und zur Notstromversorgung eingesetzt werden, mit einem prognosebasierten Lademanagement auch die Einspeiseleistung netzdienlich reduzieren kann. Im Pilotprojekt wird getestet wie sich die Prognosegenauigkeit auf die gleichzeitige Optimierung von Eigenbedarf und Reduktion der Einspeiseleistung auswirkt.

Methodik

An einer privaten PV-Anlage mit 30 kWp Modulleistung (Ost-West-Orientierung) und 12 kWh Batteriespeicher wurde das Lademanagement des Hybridwechselrichters über Modbus extern angesteuert. Die PV-Anlage versorgt ein mit einer Wärmepumpe beheiztes Einfamilienhaus, dessen Stromverbrauch von 1.2. – 31.10.2025 rund 5.300 kWh betrug. Um sowohl die Einspeiseleistung zu begrenzen als auch den Eigenbedarf zu optimieren, benötigt man eine Ertragsprognose – erstellt und stündlich aktualisiert von GeoSphere Austria für die nächsten 48 Stunden in viertelstündlicher Auflösung - und eine Verbrauchprognose, welche aus dem Anlagenlogging der letzten 7 Tage durch Mittelwertbildung abgeleitet wurde. Ein Olimex-Microcomputer errechnet mit einem Solver einen optimierten Fahrplan für das Batterielademanagement. Hierbei wurde folgendes Verhalten softwaremäßig umgesetzt:

1. Maximale Einspeiseleistung:
Diese Einspeiseleistung wurde auf 19,5 kW begrenzt; das ist jener Wert, der mit perfekter Prognose erreichbar sein sollte, ohne dass PV-Energie abgeregelt werden muss.
2. Netzeinspeisung aus der Batterie:
Bei hoher Ertragserwartung wird die Batterie am Morgen durch Netzeinspeisung entleert; danach werden Einspeisung und Laden so geregelt, dass die Batterie erst am Abend voll wird.
3. Die Maximierung des Eigenbedarfs hat höchste Priorität.
4. Eine dynamische Notstromreserve von 30% Batterieladung am Abend und 10% am Morgen.
5. Es wurde ein dynamischer Energietarif vorgegeben, welcher die Energie während der Abend- und Morgenverbrauchsspitze am höchsten bewertet, sodass bevorzugt zu diesen Zeiten systemdienlich eingespeist wird.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In Abbildung 1 ist erkennbar, dass bei zu erwartenden hohen Tageserträgen – also sonnigem Wetter – die Prognosegenauigkeit auch schon am Tag davor (18 Uhr UTC) recht gut ist. Bei Schlechtwetter ist die Prognose mit größerer Unsicherheit behaftet – auch noch um 4 Uhr UTC.

¹ Wind – Ingenieurbüro für Physik und Elektrotechnik, Mühlangergasse 10, 7000 Eisenstadt, Österreich, g.wind@ibwind.at

² Harald Geyer, selbständiger Physiker, 1140 Wien, mail@haraldgeyer.at

³ GeoSphere Austria, Hohe Warte 38, 1190 Wien, Österreich, irene.schicker@geosphere.at

⁴ Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, Österreich, markus.schindler@forschung-burgenland.at

⁵ Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich, peter.wohlfart@tugraz.at

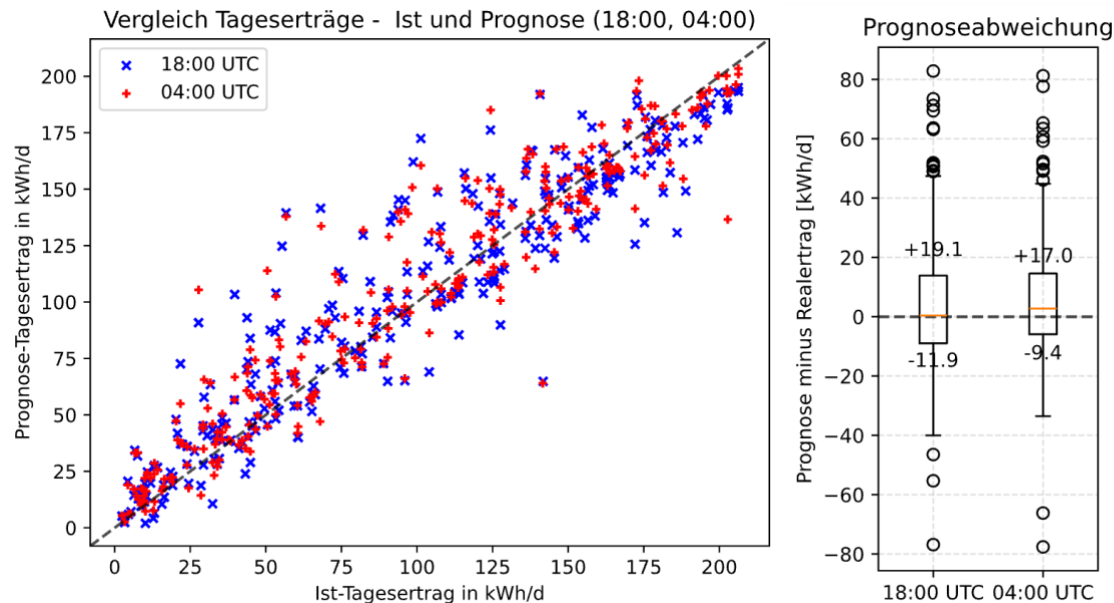


Abbildung 1: Vergleich der um 18:00 bzw. 4:00 Uhr UTC prognostizierten mit den gemessenen Ist-Tageserträgen für den Zeitraum von 01.03. bis 31.12.2025. Die 18 Uhr-Prognose ist nur wenig ungenauer als jene am Morgen.

Der Einfluss der Prognosegenauigkeit und Erkenntnisse aus dem Pilotversuch:

1. An sonnigen Tagen waren die Prognosen ausreichend genau; um die Batterie spätestens am Morgen zu entladen, sodass die Einspeiseleistung zuverlässig auf 19,5 kW begrenzt wurde.
2. Größere Fehlprognosen an ertragsarmen Tagen hatten keine Auswirkungen auf die Eigenbedarfsdeckung, weil die Batterie nicht vorzeitig ins Netz entladen werden muss.
3. Der Verbrauch ist viel kleiner als die Produktion, daher wirkte sich die Verbrauchsprognose kaum auf die Ladestrategie aus. Ein außergewöhnlicher Strombedarf tagsüber z.B. Laden eines fremden E-Autos wurden vom Lademanagement weitgehend ausgegletzt.
4. Nicht prognostizierbare größere Verbraucher, insbesondere in den Nachstunden, sollten über eine Benutzerschnittstelle dem Lademanagement mitgeteilt werden können.
5. Im Vergleich zur idealen Eigenversorgungsoptimierung stellten wir geringfügig um 100 kWh mehr Netzbezug fest; Ursache war weniger das Lademanagement, sondern vom Batteriemanagement fehlerhafte SOC-Werte (sprunghafte Änderungen).

Rollout: Wird die 30 kWp-Testanlagen mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 60kWh (= 2 kWh/kWp) kann das prognosebasierte Lademanagement die Einspeiseleistung auf 9 kWh mit maximal 1,3% Abregelungsverlust begrenzen. Toleriert man 3,2% Verlust ist sogar eine Begrenzung auf 7,5 kW möglich. Die praktischen Verluste sind nur geringfügig höher als die auf Basis einer perfekten Prognose berechneten Werte in [1]. Ein 2 kWh/kWp-Speicher mit prognosebasiertem Lademanagement ermöglicht also die Integration der dreifachen PV-Leistung ins bestehende Netz. Bei Annahme von 800 €/kW Netzausbaukosten (abgeleitet aus [2]), ergibt sich bei einem Zubau von 10 GWp ein Einsparungspotenzial von ca. 8 Mrd.€ bis 2030.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzweigeregion Energie 2021“ durchgeführt.

Referenzen

- [1] G. Wind, P. Wohlfart, H. Renner, I. Schicker, M. Schindler und C. Pfeiffer, „Netzoptimierung mit prognosebasiertem Lademanagement,“ *IEWT 2025*, 28.02.2025.
- [2] AIT Austrian Institute of Technology (Schwalbe Roman, Helfried Brunner), „Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie "Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich,“ 2024.