

NICHTLINEARE MPC REGELUNG EINER KOMBINIERTEN PHOTOVOLTAIK HEIMSPEICHERANLAGE

Muni Venkata Sai Kumar KONDURU¹(*), Harald KIRCHSTEIGER¹

Hintergrund der Arbeit

Photovoltaik (PV) Anlagen in Kombination mit elektrischen Kleinspeichern im Bereich von einigen wenigen kWh halten vermehrt Einzug in private Wohnhäuser [1]. Des Weiteren sind tageszeitaktuelle Bezugspreise elektrischer Energie mittlerweile für Privatverbraucher verfügbar. Bei der Kombination aller dieser Faktoren stellt sich die Frage, wie das Gesamtsystem betrieben werden soll, um die Energiekosten aus Sicht des Endkunden zu minimieren.

Grundsätzlich gilt es als optimal die erzeugte PV Energie sofort zu verbrauchen und etwaige Überschüsse einzuspeichern. Die gespeicherte Energie sollte genau dann zum Einsatz kommen, wenn der Bedarf höher als die aktuelle PV Leistung ist und der aktuelle Bezugspreis aus dem Netz am höchsten ist. Dies erfordert jedoch die Kenntnis der zukünftigen Verbräuche und Erträge um sicherzustellen, dass in diesem Fall noch gespeicherte Energie vorhanden ist. Diese Berechnungen erfordern einen systematischen Algorithmus, Lösungsansätze wurden z.B. in [2], [3] präsentiert.

Methodologie

In dieser Arbeit wurde ein nichtlinearer, modellprädiktiver Regler (NMPC) entworfen welcher basierend auf Vorhersagen des Energieverbrauchs, der Energieerzeugung mittels PV und der Netzbezugspreise die bestmögliche Betriebsweise der Batterie ermittelt. Die Energieübertragung (PV – Last – Netz – Batterie) erfolgt zentral über einen Wechselrichter, welcher bedingt durch die interne Leistungselektronik betriebspunktabhängige Verluste aufweist. Die Wirkungsgrade variieren im Bereich von ca. 96% bei Nennleistung bis zu ca. 40% im Teillastbereich sehr stark und wirken sich beträchtlich auf die Energieflüsse aus. Ein NMPC bietet im Vergleich zum linearen MPC die Möglichkeit, diese Wirkungsgrade explizit zu berücksichtigen.

Ergebnisse

Zunächst wurde eine Abtastrate von 1 Stunde angenommen, d.h. sowohl der PV Ertrag als auch die elektrische Last wurde als konstant innerhalb dieses Zeitraumes angenommen. Die Netz-Bezugskosten sind bereits als Stundendaten verfügbar. Die Aufgabe des NMPC ist es nun, für jede Stunde die bestmögliche Batterielade bzw. –entlade-Leistung zu finden, damit die Gesamtkosten für den Anlagenbetreiber möglichst gering sind. In den exemplarisch gezeigten Resultaten in Abbildung 1 wurde ein Prädiktionshorizont von 48 Stunden und ein Kontrollhorizont von 10 verwendet. Die Vorhersagen wurden zunächst als ideal angenommen. Ein systematischer Vergleich von NMPC und einer Standardregelung wird bei Annahme des Abstracts im full Paper ausführlich dargelegt.

¹ University of Applied Sciences Upper Austria, Research Group ASiC, Wels, Austria, muni.konduru@students.fh-wels.at, harald.kirchsteiger@fh-wels.at

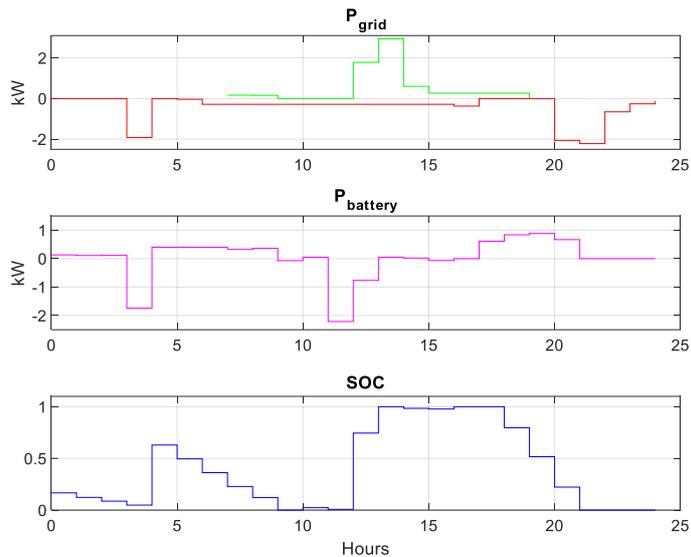


Abbildung 1: Netzleistung (rot=Bezug, grün=Einspeisen), Batterieleistung und state-of-charge (SOC) in einem Zeitintervall von einem Tag. Zum Zeitpunkt $t=4h$ wird die Batterie vom Netz geladen, da der Netzbezugspreis äußerst günstig ist.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Forschungsförderungsmitteln des Landes Oberösterreich finanziert.

Referenzen

- [1] P. Rechberger and G. Steinmaurer, "Feldtestergebnisse der Auswertung der OÖ Speicherförderung", presented at 32nd Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Germany, 2017.
- [2] H. Kirchsteiger, P. Rechberger, and G. Steinmaurer, "Cost-optimal control of photovoltaic systems with battery storage under variable electricity tariffs," *e&I Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol.133, no.8, pp. 371-380, 2016.
- [3] K. Worthmann, C. M. Kellet, P. Braun, L. Grüne, and S. R. Weller, "Distributed and Decentralized Control of Residential Energy Systems Incorporating Battery Storage," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp.1914-1923, 2015.