

Simulation eines MPR-basierten Energiemanagementsystems

Sebastian Schwarz^{1*}, Andreas Rehkopf¹

¹Institut für Automatisierungstechnik, TU Bergakademie Freiberg, Bernhard-von-Cotta-Str. 4
09599 Freiberg, Deutschland; *sebastian.schwarz@aut.tu-freiberg.de

Abstract. Dieser Beitrag beschreibt die Entwicklung eines MPR-basierten EMS für ein Netzwerk hybrider Energiesysteme. Zunächst wird das grundlegende Energiesystem beschrieben und modelliert. Basierend auf dem so gewonnenen Zustandsraummodell wird eine MPR und das daraus resultierende Optimierungsproblem formuliert. Letztendlich werden verschiedene Simulationsszenarien präsentiert und ihre Ergebnisse diskutiert.

Einleitung

Bedingt durch die Energiewende kommt es zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung. Gleichzeitig erhöht die Zunahme privat betriebener Energieanlagen und die staatlich garantierte Abnahme überschüssiger Leistung die Bedeutung des Netzes als temporären Handelsplattform. Der parallel dazu stattfindende Einsatz von KWK-Anlagen, etwa Nano- und Mikro-Blockheizkraftwerken ($P^{el} \leq 10 \text{ kW}$), zur Reduktion von CO₂-Emissionen führt zu einer Kopplung der Sektoren Wärme und Strom. Dies stellt im ländlichen Raum ohne Wärmenetz eine besondere Herausforderung dar [1]. So muss die elektrische Leistung wärmegeführter KWK-Anlagen mit der privaten, regenerativen Anlagen, wie Photovoltaik und Windkraft, in Einklang gebracht werden.

Ein Energiemanagementsystem muss somit in der Lage sein, sowohl die Deckung der thermischen und elektrischen Last für jeden an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Verbraucher, als auch den wirtschaftlichen Betrieb der privat geführten Anlagen zu gewährleisten. Der Verbraucher tritt dabei zusätzlich als Erzeuger in Erscheinung. Gleichzeitig müssen die wirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers, über dessen Netz der Austausch vollzogen wird, berücksichtigt werden.

Dieser Beitrag beschreibt die Entwicklung eines EMS für einen Verbund von Bestandsanlagen, sowohl von KWK- als auch RES-Anlagen, innerhalb eines Niederspannungsnetzes. Zunächst wird ein Modell für eine beispielhafte Laboranlage generiert. Dieses wird anschließend für verschiedene, mögliche Konfigurationen variiert. Die verschiedenen Konfigurationen werden beispielhaft zu einem Netzabschnitt zusammengefasst und ein Zustandsraummodell synthetisiert und in eine modellprädiktive Regelung überführt. Anschließend werden verschiedene Testszenarien definiert und ihre Ergebnisse diskutiert.

1 Systembeschreibung

Die grundlegende Anlagenkonfiguration besteht aus Batterie- (BES) und thermischen Energiespeicher (TES), sowie M-BHKW, Solarthermie (ST), Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlage (WK).

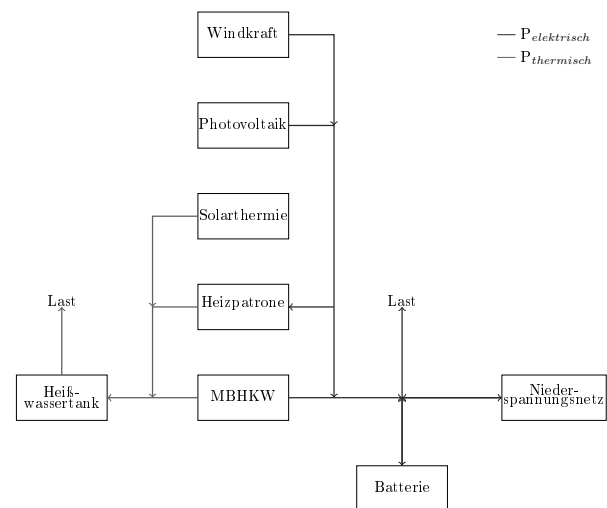


Abbildung 1: Schema der Laboranlage am Institut für Automatisierungstechnik, TU Bergakademie Freiberg

Zusätzlich ist eine Heizpatrone (HP) zur Erhöhung der Flexibilität, in Form einer dynamischen Wärmequelle aber auch als dynamischer Verbraucher, installiert. Die Konfiguration stellt sich somit schematisch gemäß Abb. 1 dar.

Die Deckung der thermischen Last erfolgt gemäß

$$P_{Last}^{th}(t) = \beta P_{TES}^{th}(t) \quad (1)$$

, wobei β als Komfortfaktor eine Deckung der thermischen Last innerhalb eines Toleranzbereiches erlaubt. Für die Deckung der elektrischen Last (vgl. 1) ergibt sich

$$P_{Last}^{el}(t) = P_{System}^{el}(t) + P_{Netz}^{el}(t) \quad (2)$$

Dabei gilt

$$P_{System}^{el}(t) = P_{BES}^{el}(t) + P_{BHKW}^{el}(t) - P_{HP}^{el}(t) + P_{PV}^{el}(t) + P_{WK}^{el}(t) \quad (3)$$

Die Einträge von PV- und WK-Anlage werden im Weiteren als nicht regelbar angenommen.

Für die Ladegleichung des TES gilt [6]

$$EC_{t_1} = EC_{t_0} + \int_{t_0}^{t_1} -P_{TES}^{th}(t) + P_{BHKW}^{th}(t) + P_{HP}^{th}(t) + P_{ST}^{th}(t) dt \quad (4)$$

Das Ladeverhalten des BES kann mittels

$$SOC_{t_1} = SOC_{t_0} + \int_{t_0}^{t_1} \mu_c^{BES} P_{BES,c}^{el}(t) - \frac{P_{BES,d}^{el}(t)}{\mu_d^{BES}} - P_{BES,sc}^{el}(t) dt \quad (5)$$

mit

$$P_{BES}^{el}(t) = \begin{cases} (1 - \delta_{BES}(t)) P_{BES,d}^{el}(t) \\ -\delta_{BES}(t) P_{BES,c}^{el}(t) \end{cases} \quad (6)$$

beschrieben werden. Weiterhin gilt für die maximale Lade- und Entladeleistung

$$P_{BES,c}^{el}(t) \leq P_{c,max}^{el}(SOC(t)) \quad (7)$$

$$P_{BES,d}^{el}(t) \leq P_{d,max}^{el}(SOC(t)) \quad (8)$$

Die Kosten für die Nutzung des BES [7] ergeben sich

gemäß

$$c_{BES}^{abn} = \frac{c_{BES}^{inv}}{SOC_{BES}^{max} * L} \quad (9)$$

$$c_{BES} = c_{BES}^{abn} \int_{t_0}^{t_1} P_{BES,c} + P_{BES,d} dt \quad (10)$$

Gl. 9 beschreibt die Abnutzungskosten des BES bei ursprünglichen Investitionskosten c_{BES}^{inv} und maximaler Zyklenzahl L . Daraus resultierend lassen sich Kosten für die Nutzung des BES ableiten (vgl. Gl. 10).

Der Betrieb des MBHKWs erfolgt in binären Betriebszuständen mit einem elektrischen Eigenbedarf im Standby $P_{BHKW_s}^{el}$

$$P_{BHKW}^{el}(t) = \begin{cases} P_{BHKW_s}^{el} & , \text{ für } q(t) = 0 \\ P_{BHKW,max}^{el} & , \text{ für } q(t) = 1 \end{cases} \quad (11)$$

$$P_{BHKW}^{th}(t) = \begin{cases} 0 & , \text{ für } q(t) = 0 \\ P_{BHKW,max}^{th} & , \text{ für } q(t) = 1 \end{cases} \quad (12)$$

Die Berücksichtigung des Betriebszustandsübergangs des BHKWs kann bei definierter Anfahrtszeit t_{up} und Abschaltzeit t_{down} mittels

$$E_{BHKW}^{el}([t_0, t_1]) = E_{BHKW,up}^{el} + \int_{t_0+t_{up}}^{t_1} P_{BHKW}^{el}(t) dt \quad (13)$$

beziehungsweise

$$E_{BHKW}^{el}([t_0, t_1]) = E_{BHKW,down}^{el} + \int_{t_0}^{t_1-t_{down}} P_{BHKW}^{el}(t) dt \quad (14)$$

erfolgen. $E_{BHKW,up}^{el}$ und $E_{BHKW,down}^{el}$ werden dabei als konstant vorausgesetzt. Analog erfolgt die Betrachtung für $E_{BHKW}^{th}([t_0, t_1])$ innerhalb eines Zustandswechsels. Bei Berücksichtigung der Kopplung zwischen elektrischer und thermischer Leistung ergeben sich resultierend aus der Verbindung zwischen Brennstoffbedarf und thermischer Leistung Kosten für den Betrieb des BHKWs mit

$$c_{BHKW} = c_{Gas} \mu_{BHKW_M} \mu_{BHKW_G} E_{BHKW}^{el}([t_0, t_1]) + c_{BHKW}^{inv} (t_1 - t_0) q(t_1) \quad (15)$$

Der erste Term beschreibt die Kosten bedingt durch den Brennstoffverbrauch, der zweite berücksichtigt den Verschleiß basierend auf Wartungs- und zu erwartenden Reparaturkosten für die Anlage.

Für die HP gilt

$$P_{HP}^{th}(t) = \mu_{HP} P_{HP}^{el}(t) \quad (16)$$

und es ergeben sich die Betriebskosten mittels

$$c_{HP} = c_{HP}^{abn} \int_{t_0}^{t_1} P_{HP}^{el} dt \quad (17)$$

Der durch das EMS zu verwaltende Netzabschnitt kann mittels der im Abschnitt befindlichen Menge an Energiesystemen \mathcal{H} , im Weiteren als Haushaltssysteme H_i , beschrieben werden. Die Komponentenkonfiguration der einzelnen Systeme H_i kann dabei von der grundlegenden in Abb. 1 dargestellten abweichen. Die Systeme können somit in die Klassen \mathcal{H}_{VER} , \mathcal{H}_{RES} und \mathcal{H}_{BHKW} eingeteilt werden. \mathcal{H}_{VER} sind reine Verbraucher, die keine eigene Erzeugung aufweisen. \mathcal{H}_{RES} sind Systeme, die ein oder mehrere regenerative Energiesysteme besitzen. Bei Existenz einer ST-Anlage wird zudem ein TES vorausgesetzt. Für eine PV- oder WK-Anlage ist ein BES innerhalb des Systems möglich. Die Installation einer HP wird nur bei elektrischer Erzeugung und zusätzlich zu einer ST-Anlage angenommen. \mathcal{H}_{BHKW} bilden Systeme mit einem MBHKW und somit mit einem TES und einer HP. Insgesamt ergibt sich somit

$$\mathcal{H} = \mathcal{H}_{VER} \cup \mathcal{H}_{RES} \cup \mathcal{H}_{BHKW} \quad (18)$$

mit

$$\mathcal{H}_{VER} \cap \mathcal{H}_{RES} \cup \mathcal{H}_{BHKW} = \emptyset \quad (19)$$

Der Austausch elektrischer Leistung innerhalb des Netzabschnitts kann als gerichteter, vollständiger Graph zwischen den einzelnen H_i modelliert werden. Für $P_{Netzi}^{el}(t)$ (vgl. Gl. 2) des H_i gilt dann

$$P_{Netzi}^{el}(t) = P_{Ni}^{el}(t) + \sum_{\forall j \in \mathcal{H} \setminus i} \mu_{L,j} * P_{Nji}^{el}(t) - \sum_{\forall j \in \mathcal{H} \setminus i} P_{Nij}^{el}(t) \quad (20)$$

Dabei berücksichtigt $\mu_{L,j}$ etwaige Leitungsverluste bei Bezug $P_{Nji}^{el}(t)$ aus anderen Systemen H_j . $P_{Nij}^{el}(t)$ modelliert die Leistungsübertragung an andere Systeme H_j . $P_{Ni}^{el}(t)$ beschreibt den Bezug $P_{imp_i}^{el}(t)$ und die Abgabe $P_{exp_i}^{el}(t)$ von Strom über die Grenzen des betrachteten Netzabschnitts hinweg

$$P_{Ni}^{el}(t) = \delta(t) P_{imp_i}^{el}(t) - (1 - \delta(t)) P_{exp_i}^{el}(t) \quad (21)$$

Bei einem Strompreis c_{Strom} , einer Einspeisevergütung für Strom c_{EEG} und einem verringerten Preis für Strom c_{VStrom} , der direkt im Netzabschnitt bezogen wird, ergeben sich die Kosten für die Netzinteraktion c_{Netzi} gemäß

$$\begin{aligned} c_{Netzi} = & \int_{t_0}^{t_1} c_{Strom} P_{imp_i}^{el}(t) - c_E P_{exp_i}^{el}(t) dt \\ & + \int_{t_0}^{t_1} c_{VStrom} \sum_{\forall j \in \mathcal{H} \setminus i} \mu_{L,j} * P_{Nji}^{el}(t) dt \\ & - \int_{t_0}^{t_1} c_E \sum_{\forall j \in \mathcal{H} \setminus i} P_{Nij}^{el}(t) dt \end{aligned} \quad (22)$$

2 EMS-Synthese

Die Zustände des grundlegenden Systems bilden SOC , EC und q . Für die einzelnen Klassen der Systeme H_i ergeben sich allgemeine Zustandsvektoren

$$x_{VER} = \begin{bmatrix} \end{bmatrix} x_{BHKW} = \begin{bmatrix} EC \\ q \end{bmatrix} x_{RES} = \begin{bmatrix} SOC \\ EC \end{bmatrix} \quad (23)$$

Basierend auf der Zugehörigkeit zu einer Klasse kann x_i formuliert werden. Dabei weisen Systeme aus \mathcal{H}_{VER} , bedingt durch den gewählten Modellierungsansatz, einen leeren Zustandsvektor auf. Für die Steuervektoren kann ein analoger Ansatz gewählt werden:

$$u_{VER} = \begin{bmatrix} P_{imp}^{el} \\ P_{exp}^{el} \end{bmatrix} \quad u_i = \begin{bmatrix} u_{Komp} \\ P_{imp}^{el} \\ P_{exp}^{el} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Zusätzlich zu diesen Steuervektoren, basierend auf der Konfiguration der Systeme, wird bei $|\mathcal{H}| = n$ ein Steuervektor u_N der Länge $|u_N| = n(n-1)$ eingeführt. Dieser resultiert aus der Modellierung des Austauschs der Systeme H_i mittels eines vollständigen Graphs. Für das Netzwerk ergibt sich somit bei entsprechender Diskretisierung ein Modell [2]

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} (k+1) = & \begin{bmatrix} A_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & A_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} (k) \\ & + \begin{bmatrix} B_1 & \dots & 0 & B_{N_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & B_n & B_{N_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ \vdots \\ u_n \\ u_N \end{bmatrix} (k) \end{aligned} \quad (25)$$

Der Ausgangsvektor y_i der Systeme wird über die Kosten für den Betrieb der einzelnen Komponenten zur Deckung der thermischen und elektrischen Last in H_i und ein Bewertungsmaß für die über den Netzabschnitt hin-

aus ausgetauschte Leistung gebildet.

$$y_i = \begin{bmatrix} c_{sys_i} \\ c_{netz_i} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Damit ergibt sich die Ausgangsgleichung zu

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} (k+1) = \begin{bmatrix} C_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & C_n \end{bmatrix} x(k) + \begin{bmatrix} D_1 & \dots & 0 & D_{N_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & D_n & D_{N_n} \end{bmatrix} u(k) \quad (27)$$

Auf Basis dieses Modells kann eine MPR für eine beliebige Menge von Haushaltssystemen synthetisiert werden [5]. Im Weiteren wird eine Abtastezeit von $\Delta t = 300s$, ein Prädiktionshorizont $n_p = 72$ und Kontrollhorizont $n_K = 12$ festgelegt. Es ergibt sich

$$Y(k) = Fx(k) + \Phi U(k) \quad (28)$$

Anschließend wird ein lineares Gütefunktional definiert [3].

$$J(k) = eY(k) = \sum_{j=k}^{k+N_p-1} \sum_{i \in \mathcal{H}} c_{sys_i}(j) + c_{netz_i}(j) \quad (29)$$

Die sich aus der Modellierung ergebenden Nebenbedingungen lassen sich wie folgt definieren:

$$x_i^{min} \leq x_i(k) \leq x_i^{max}, \quad \forall i \in \{1, \dots, |x(k)|\} \quad (30)$$

$$u_j^{min} \leq u_j(k) \leq u_j^{max}, \quad \forall j \in \{1, \dots, |u(k)|\} \quad (31)$$

3 Simulationsszenarien

Die Simulationsumgebung besitzt eine Auflösungsrate von 1s. Der Eintrag regenerativer Energiesysteme wird auf Basis von normalverteilt gestörten Basisprofilen vorgenommen. Die Basisprofile berücksichtigen jahreszeitliche Schwankungen bezüglich der Peakleistung von ST- und PV-Anlagen, sowie sich verändernde Tageslängen.

Die elektrische Last der einzelnen Systeme H_i bilden Lastprofile aus [8], dabei finden sowohl Jahreszeit, als auch Wochentag Berücksichtigung. Die thermische Last wird auf Basis von Standardlastprofilen gebildet, analog zur elektrischen Last finden Wochentag und

Jahreszeit Berücksichtigung. Für die Prognosedaten der Lasten und regenerativen Energieeinträge werden der MPR entsprechend abweichende Profile zur Verfügung gestellt.

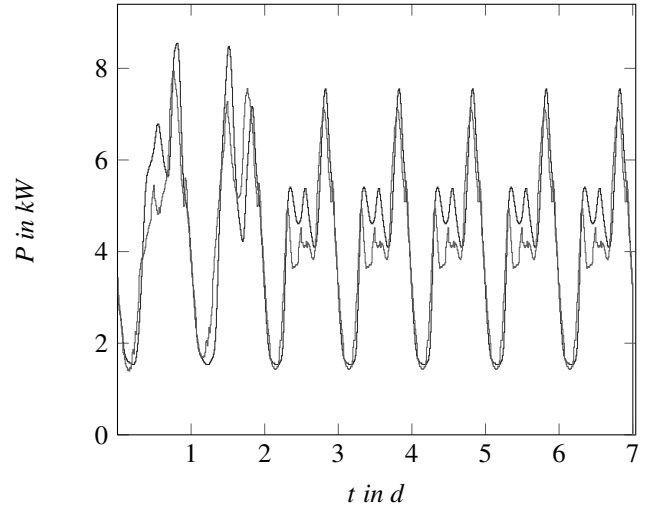


Abbildung 2: Beispielhafter thermischer Bedarf (—) und Prognose (—) im Winter mit Wochengang

Für die Simulation wird ein Netzabschnitt bestehend aus 10 häuslichen Systemen H_i modelliert. Drei der Systeme werden als reine Verbraucher modelliert, die restlichen Systeme gehören mindestens zu einer der Systemklassen \mathcal{H}_{BHKW} und \mathcal{H}_{RES} . Die Auslegung der im betrachteten Netzabschnitt auftretenden Komponenten ist Tab. 1 zu entnehmen.

Komponente	Auslegung
BHKW	6 kW _{el} / 14.9 kW _{th}
HP	2 kW _{el} , $\mu_{HP} = 0.98$
PV	8 kW _p
ST	4 kW
WK	2 kW
BES	6.4 kW _h
TES	30 kW _h

Tabelle 1: Auslegung der möglichen Komponenten der häuslichen Systeme

Die Kostenparameter werden entsprechend EEG und KWKG vorgegeben. Die Einspeisevergütung für Systeme mit verschiedenen Erzeugern, die Vergütungsanspruch haben, wird vereinfachend auf die niedrigste

Vergütung für die Einspeisung von Leistung aus dem System festgelegt.

	Szenario 1	Szenario 2
c_{Strom}	$32 \frac{ct}{kWh}$	$32 \frac{ct}{kWh}$
c_{VStrom}	$28 \frac{ct}{kWh}$	$25 \frac{ct}{kWh}$
c_{Gas}	$6.63 \frac{ct}{kWh}$	$6.63 \frac{ct}{kWh}$
c_E^{PV}	$8.77 \frac{ct}{kWh}$	$10 \frac{ct}{kWh}$
c_E^{WK}	$6.04 \frac{ct}{kWh}$	$10 \frac{ct}{kWh}$
c_E^{BHKW}	$8 \frac{ct}{kWh}$	$10 \frac{ct}{kWh}$
c_{BES}^{inv}	$400 \frac{€}{kWh}$	$400 \frac{€}{kWh}$
c_{BHKW}^{inv}	$0.68 \frac{ct}{kWh}$	$0.68 \frac{ct}{kWh}$

Tabelle 2: Parametersetzung basierend auf KWKG/EEG (Szenario 1) und Austausch fördernd (Szenario 2)

4 Ergebnisse

Als Vergleichsszenario wird der Netzabschnitt ohne Interaktion zwischen den Systemen simuliert. Das heißt, ein Ausgleich von Einspeisung und Bezug erfolgt lediglich auf zufälliger Basis. Neben den zu erwartenden Peaks im Bezug in den Abendstunden (hoher elektrischer Bedarf, keine PV-Leistung) zeigen sich Leistungspeaks bei der Einspeisung etwa mittig des Tages (niedriger elektrischer Bedarf, hohe PV-Leistung), welche durch die verbauten BES-Systeme offensichtlich nicht abgefangen werden kann (vgl. Abb. 3). Zusätzlich zeigen die Phasen geringerer Leistungsschwankungen einen Off-Set von 0 kW hin zu einer negativen Leistung, es findet somit tendenziell ein Bezug über den Netzabschnitt hinweg statt.

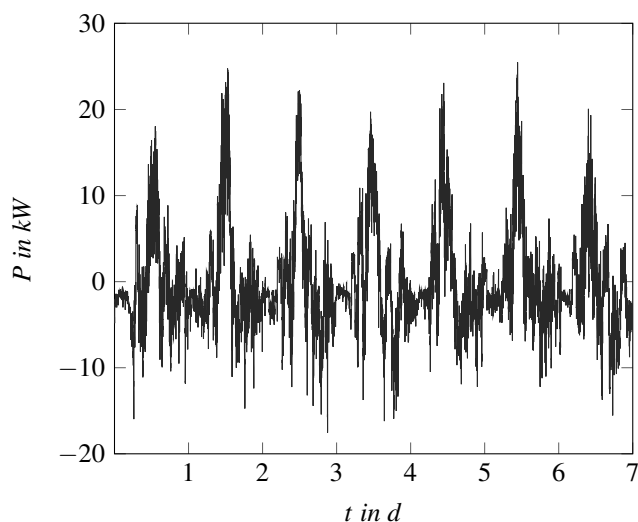


Abbildung 3: Leistungsaustausch über den Netzabschnitt hinweg ohne gezielten internen Austausch

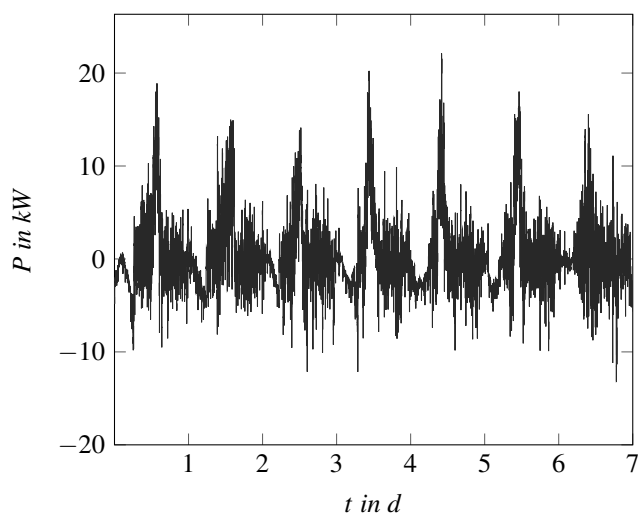


Abbildung 4: Leistungsaustausch über den Netzabschnitt hinweg mit gezielten internen Austausch (Szenario 1)

Bei gleichem Netzabschnitt zeigt sich bei einer Interaktion zwischen den System (vgl. Abb. 4) und somit einer geplanten Balancierung, eine Reduktion der Leistungspeaks, speziell bei der Einspeisung. Gleichzeitig wird die Breite und somit die Dauer der Peaks verringert. In den Bereichen geringerer Schwankungen ist der im vorherigen Fall beschriebene Off-Set behoben.

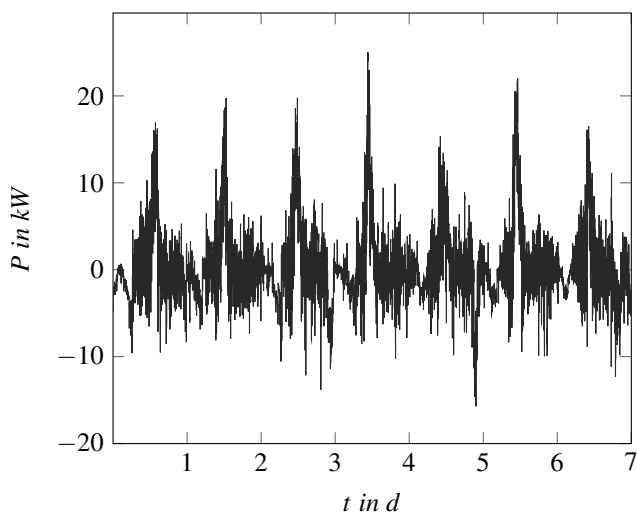


Abbildung 5: Leistungsaustausch über den Netzabschnitt hinweg mit gezielten internen Austausch (Szenario 2)

Abb. 5 zeigt neben den in Szenario 1 auftretenden Verbesserungen im Hinblick auf das Ausgangsszenario nur geringfügige Veränderung. So werden Peaks im Bezug, wie auch in der Einspeisung leicht erhöht. Dies kann auf eine verfrühte Nutzung im Abschnitt befindlicher Flexibilitäten [9] zurückgeführt werden. So werden die BES im Vergleich zum vorherigen Szenario frühzeitig entladen. Dies geschieht zur Deckung des Bedarfs in benachbarten Systemen, mit der Folge, im systeminternen Bedarfsfall diese Flexibilitätsoption nicht mehr zur Verfügung zu haben.

5 Zusammenfassung

Der Beitrag zeigt, dass durch ein geeignetes EMS die Lastdeckung in einzelnen häuslichen Systemen gewährleistet werden kann, bei gleichzeitiger Reduktion der Netzbelastung. Die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbesitzer können dabei gewahrt werden [4]. Die Simulation zur Verifikation der Funktionalität fand unter marktwirtschaftlichen Aspekten, gestützt durch KWKG und EEG statt. Ein vergleichendes Szenario zeigt zudem, dass unausgewogene Anreize zur Nutzung von Flexibilitäten und für den Austausch zwischen Systemen des Netzabschnittes, einen negativen Effekt auf die Netzbelastung hervorrufen können.

Literatur

- [1] Ch. Müller, A. Rehkopf. Optimale Betriebsführung eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von gasgetriebenen Mikroblokheizkraftwerken. *at Automatisierungstechnik*. 2011; Band 59 (Heft 3): 180 – 186. doi: <https://doi.org/10.1524/auto.2011.0912>
- [2] S. Schwarz, A. Rehkopf. Modellprädiktive Regelung hybrider Energiesysteme. In T. Meurer et al. Tagungsband. *GMA-Fachausschuss 1.40*; 2018; Anif, Salzburg. 186-195. ISBN: 978-3-9819634-1-0
- [3] Y. Zhang et al. Optimal operation of a smart residential microgrid based on model predictive control by considering uncertainties and storage impacts. *Solar Energy*. 2015; 122: 1052–1065. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.027>
- [4] A. Moser et al. A MILP-based modular energy management system for urban multi-energy systems: Performance and sensitivity analysis. *Applied Energy*. 2020; 261. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114342 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114342>
- [5] J. Adamy. *Nichtlineare Regelungen*. 1. Auflage. Berlin: Springer Verlag. 2009
- [6] P.O. Kriett, M. Salani. Optimal control of a residential microgrid. *Energy*. 2012; 42: 321–330. doi: 10.1016/j.energy.2012.03.049
- [7] Wencong Su et al. Model predictive control-based power dispatch for distribution system considering plug-in electric vehicle uncertainty. *Electric Power Systems Research*. 2014; 106: 29–35. doi: 10.1016/j.epsr.2013.08.01
- [8] T. Tjaden et al. Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis. *Datensatz*. Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin. 2015.
- [9] B. Wille-Haussmann, O. Selinger-Lutz. Optimal Control of Distributed Energy Generation & Storages for Flexibility Provision on the Residential Level. *International ETG-Congress*. 2019. ISBN: 978-3-8007-4954-6