

AUTONOME KI FÜR ZELLULARE ENERGIESYSTEME MIT ZUNEHMENDER FLEXIBILITÄT DURCH SEKTORENKOPPLUNG UND VERTEILTE SPEICHER

Lars QUAKERNACK¹, Jens HAUBROCK¹, Michael KELKER^{1,2}, Thomas REISINGER³, Stefan WILKER³, Wenyan YE⁴, Ping ZHANG⁴, Stephan RÖHRENBECK⁵, Stefan ÜBERMASSER⁶

Hochschule Bielefeld, Interaktion 1 33619 Bielefeld Deutschland, +49.521.106-70341, lars.quakernack@hsbi.de, <https://www.hsbi.de/iium/forschung/agnes>

Kurzfassung: Die Dekarbonisierung sämtlicher Energiesektoren erfordert eine signifikante Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien. Um dieses Ziel zu erreichen, wird das europäische Energiesystem zukünftig in zellulare Strukturen aufgeteilt. Dabei wird eine hierarchische Unterteilung in verschiedene Zellebenen vorgenommen. Um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen Zellmanager in den jeweiligen Zellebenen den Betrieb des Energiesystems der verschiedenen Sektoren überwachen und bei Bedarf regulierend eingreifen können. Im Rahmen des Forschungsprojektes AI-Flex wird ein KI-basierter Zellenmanager entwickelt, der ein effizientes Leistungsmanagement für verschiedene Energiespeicher (wie Wärmepumpen (P2H), Elektrofahrzeuge (P2M, V2G), quartiersmäßige Elektrolyseure (P2G) und Batterien) im Verteilnetz auf Zellebene ermöglicht.

In dem entwickelten Konzept wird ein reales, strahlenförmiges Niederspannungsnetz (NS-Netz) modelliert. Die jeweiligen Stränge unterscheiden sich durch eine unterschiedliche Anzahl von Haushalten und Gewerbe sowie P2X-Technologien. Für jede P2X-Technologie werden Prognosemodelle und Steuerungsalgorithmen entwickelt, sodass eine prädiktive Steuerung möglich ist. Die hierarchisch untersten Zellenmanager der Ebene 1 (ZM1) fassen einen Strang als überschaubares System zusammen und beinhalten in Summe eine erhebliche Anzahl an Flexibilitäten. Daraus ergibt sich für jeden Strang ein Zellenmanager, die alle einem übergeordneten Zellenmanager der Ebene 2 (ZM2) zugeordnet sind. Über den ZM2 wird der Flexibilitätsaustausch zwischen den Zellenmanagern der Ebene 1 geregelt. Der Freiheitsgrad des ZM1 wird vom ZM2 über ein Ampelsystem gesteuert.

Die Umsetzung des entwickelten Konzeptes erfolgt in Labor und Feldtest in realen Verteilnetzen auf Niederspannungsebene. Die Zellmanager können automatisch den Netzbetrieb überwachen, Flexibilitäten bei Bedarf nutzen sowie den Energieaustausch des Sektors gekoppelten Systems zwischen höheren und benachbarten Zellebenen ermöglichen. Durch die Implementierung eines solchen Zellmanagers kann ein wichtiger Beitrag zur nachhaltigen Transformation des Energiesektors geleistet werden.

Keywords: Zellulares Energiesystem, prädiktive Steuerung, Sektorenkopplung, P2X Verteilnetze

¹ Hochschule Bielefeld, Interaktion 1, 33619 Bielefeld, Deutschland,

² Stadtwerke Bielefeld GmbH, Schildescher Straße 16, 33611 Bielefeld, Deutschland, +49152 01543896 michael.kelker@stadtwerke-bielefeld.de

³ TU Wien, Institut für Computertechnik, Gußhausstraße 27-29/E384, 1040, Wien, +4315880138460, stefan.wilker@tuwien.ac.at

⁴RPTU Kaiserslautern-Landau, Erwin-Schrödinger-Straße 52, 67663 Kaiserslautern, +496312054457, wenyan.ye@rptu.de

⁵ Voltaris GmbH, Voltastraße 3, 67133 Maxdorf, +49 6237 935-424, stephan.roehrenbeck@voltaris.de

⁶ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Vienna, Austria, +43 50550-6275, stefan.uebermasser@ait.ac.at

1 Einleitung

Für die Notwendigkeit der Einhaltung des 1,5°C-Ziel des Pariser Klimaabkommen [1] muss der Anteil an erneuerbaren Energien in den Energiesystemen erhöht und die Dekarbonisierung der verschiedenen Sektoren erfolgen. Dazu wird ein großer Teil des Wärme-, Gas- und Mobilitätssektor elektrifiziert (Wärmepumpen – P2H, Elektrolyseur – P2G, Elektrofahrzeuge – P2M) und erneuerbare Energie Anlagen (z.B. PV-Anlagen) mit Batteriespeichersystemen (BSS) installiert. Die aktuellen Prognosen der deutschen Bundesregierung erwarten 15 Millionen Elektrofahrzeuge bis 2030 [2]. Auch die Absatzzahlen der Heizungswärmepumpen haben sich von 2015 bis 2022 von ca. 50 Tsd. auf ca. 250 Tsd. verfünffacht und haben einen steigenden Trend [3].

Zusätzlich ändert sich aufgrund des Abschaltens der Kernkraftwerke und den geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 [2] die Versorgungsstruktur in Deutschland. Der historisch begründete und geplante vertikale Lastfluss von den höchsten Spannungsebenen mit Großkraftwerken hin zu den niederen Spannungsebenen mit den Verbrauchern wandelt sich zu einem horizontalen, wo besonders dezentrale erneuerbare Energieanlagen einspeisen und diese Energie auch lokal verbraucht wird. Der Anteil an dezentraler erneuerbarer Energieerzeugung soll von 41,1 % in 2021 auf 65 % in 2030 in Deutschland steigen [4].

Dieser Wandel in Kombination mit der Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren belasten besonders die Verteilnetze. Diese werden durch z.B. neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und voltierenden Erzeugungsanlagen zusätzlich belastet.

2 Detaillierte Problemstellung

Der Aufbau eines zellularen Energiesystems mit zahlreichen dezentralisierten Anlagen zur Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch ist ein vielversprechender Ansatz, um sowohl die Dekarbonisierung der verschiedenen Sektoren voranzutreiben als auch den Anteil an erneuerbaren Energien zu erhöhen [5]. U.a. aufgrund der Sektorkopplung wird erwartet, dass dieses System mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien funktioniert und dabei ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit besonders in den Verteilnetzen gewährleisten kann. Während erste Energiezellen in Deutschland existieren, liegt ihr Fokus hauptsächlich darauf, Erzeugung, Speicherung und Verbrauch der erneuerbaren Energie in der Zelle selbst zu optimieren. Im Projekt ZellNetz2050 wurde bereits ein Proof of Concept für ein hierarchisches zellulares System in Deutschland im Jahr 2050 im Rahmen eines umfassenden simulativen Ansatzes erarbeitet [6].

Eine der größten Herausforderungen für den Aufbau des zellularen Energiesystems ist das Fehlen eines effizienten Energiemanagements im Niederspannungsbereich des Energiesystems. Der Hauptaspekt des Managementsystems ist die Steuerung der einzelnen Zellen, in Abhängigkeit z.B. von der lokalen sowie zell-übergreifenden Wetter- und Verbrauchsvorhersagen, durch flexible und effiziente Strategien und der Austausch mit den übergeordneten Netzebenen bzw. benachbarten Zellen. Der Einsatz von Prognosen der einzelnen P2X Technologien sowie erneuerbaren Energieanlagen und BSS ist zunehmend wichtig, um Überlastungen an Betriebsmitteln frühzeitig zu erkennen und Flexibilitäten auszutauschen. Auch kann durch eine prädiktive Steuerung zum lokalem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch der Anteil an erneuerbare Energien erhöht werden.

Bis zum jetzigen Zeitpunkt wurde der Einsatz von P2X- und BSS-Technologien grundlegend unter verschiedenen Bedingungen erprobt, aber nur einige Technologien, vor allem P2H und Batterien, wurden im Bereich der Niederspannungsnetze sowie im Einsatz bei Prosumern umfassend getestet. In diesem Bereich konnten sich auch einige kommerzielle Anwendungen etablieren und werden inzwischen in großem Maßstab eingesetzt. Diese Systeme verfügen meist nur über eine einfache Steuerung für simple, auf die Haushaltsbedürfnisse abgestimmte (Ent-)Ladevorgänge. Ein wichtiger Grund, der bis jetzt eine

umfassende Integration der Systeme in das regionale Energienetz verhindert, ist der fehlende Markt samt passender, flexibler Tarife [7].

Die Nutzung von Flexibilitäten aus P2H-Systemen als Energiespeicher wurde kürzlich realisiert: Großskalige Laststeuerungsprojekte [8] zeigten die Reaktionsfähigkeit und Verfügbarkeit von kurzzeitigen Flexibilitäten durch Heizzentralen sowie häuslicher Wärmepumpen. Aktuelle Technologie kann eine große Anzahl von Heißwasserspeichern [9] bedienen und durch eine Optimierung der Planung Kosten und Energie einsparen [10]. In verschiedenen Projekten [11] wurde gezeigt, wie durch Nutzung von neuen Steuerungskonzepten für Wärmepumpen deutlich mehr Flexibilitäten geschaffen werden können [12].

Der Fokus der Forschung zu P2G-Technologien lag bisher auf großskaligen Speicheranwendungen und dem Energietransfer über die Gasnetze. Um diese Technologie in Niederspannungsnetzen und für Prosumer nutzen zu können, können kleinere Systeme verwendet werden, bei denen Photovoltaik-Anlagen mit kleinen Erzeugern kombiniert werden, die so schon auf dem Markt erhältlich sind. Diese individuellen P2G/G2P-Systeme werden bisher über einfache modellprädiktive Regelungen gesteuert, die keine Interaktion mit anderen Systemen wie P2M oder P2H ermöglichen.

Zumeist erfolgt das Laden von Elektrofahrzeuge (P2M) in Privathaushalten ungesteuert. Durch die Einführung des §14a des Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland hat der Netzbetreiber bei einem drohenden Überlastszenario die Möglichkeit steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Klimageräten bis zu einer Leistung von 4,2 kW zu reduzieren. In der Forschung ist die netzdienliche Steuerung von Elektrofahrzeugen schon etabliert [13,14]. Im abgeschlossenen Forschungsprojekt KIGrid wurde auf Basis des vorhergesagten Netzzustandes dezentral die Überlastungen von Leitungen und/oder Transformatoren und Spannungsbandverletzungen durch die Steuerung der Ladeleistung von Elektrofahrzeugen verhindert [15]. In Forschungsarbeiten wurde auch bidirektionales Laden für verschiedenste Anwendungen untersucht [16,17].

Verbunden mit dem Bedarf an einem Energiemanagementsystem sind die Herausforderungen der Messdatengewinnung sowie der Überwachung der relevanten Leistungsdaten der Systeme zur Stromerzeugung und -speicherung sowie der Lasten innerhalb des Energiesystems mit Sensoren und intelligenten Zählern. Dabei muss ein großangelegter Datenaustausch von den Smart-Home-Managementsystemen auf der untersten Energiezellenebene mit dem übergeordneten Zellmanager hinsichtlich notwendiger Informationen zu den vorhandenen und benötigten Flexibilitäten erfolgen. Die jetzigen intelligenten Zähler und Messstellen sind für diese zukünftigen Einsatzfälle nicht ausreichend ausgelegt und es müssen für die Messstellenbetreiber zusätzliche Ansätze für zukünftige Dienstleistungen erarbeitet werden.

Das Energiemanagement innerhalb einer Zelle ist ein komplexes Optimierungsproblem, das über konventionelle Lösungsansätze nur mit größerem Aufwand lösbar ist. Da KI-Ansätze hingegen geeignet sind, um eine Vielzahl an komplexen Daten zu verarbeiten und somit Optimierungsprobleme im Umfeld des Energiesystems zu lösen, werden sie in diesem Vorhaben eingesetzt, um sowohl die Prognosen der einzelnen P2X-Systeme und BSS zu verbessern, als auch eine optimierte, übergeordnete Steuerung für die Speicherfunktion der P2X-Systeme und BSS in Energiezellen zu entwickeln [18]. Es wurde bereits gezeigt, dass KI-Methoden für die Energiewende und die Digitalisierung des Energiesystems äußerst relevant sind und sein werden [19], z.B. um Energieerzeugung und -verbrauch großskalig für Planungszwecke vorherzusagen.

Derzeit fehlt es noch an Informationen zu Sensortechnologien und Messmethoden sowie an Messdaten von intelligenten Zählern, um die KI zu trainieren. Daher soll in diesem Vorhaben ein digitaler Zwilling der unteren Ebenen der Energiezellen dazu genutzt werden, um realitätsnahe Daten zu generieren, um die KI-Modelle und den letztlich daraus entwickelten Zellmanager zu validieren [20].

3 Konzept

In dem entwickelten Konzept wird ein reales, strahlenförmiges Niederspannungsnetz (NS-Netz) modelliert. Die jeweiligen Stränge unterscheiden sich durch eine unterschiedliche Anzahl von Haushalten und Gewerbe sowie P2X-Technologien. Für jede P2X-Technologie werden Prognosemodelle und Steuerungsalgorithmen entwickelt, so dass eine prädiktive Steuerung möglich ist. Das P2G System wird hierbei nur simulativ auf Strangebene als Elektrolyseur untersucht.

Das Gesamtkonzept ist in Abbildung 1 dargestellt. Die hierarchisch untersten Zellmanager der Ebene 1 (ZM1) fassen hierbei einen Strang als überschaubares System zusammen und beinhalten in Summe eine signifikante Anzahl an Flexibilitäten. Daraus ergibt sich für jeden Strang ein ZM1, die alle einem übergeordneten Zellmanager der Ebene 2 (ZM2) zugeordnet sind. In dem ZM1 werden lokale Optimierungsziele (z.B: Überlast an der Zuleitung) erfüllt und ein „Fahrplan“ an den ZM2 geschickt. Über den ZM2 wird der Flexibilitätsaustausch zwischen den ZM1 geregelt. Der Freiheitsgrad des ZM1 wird vom ZM2 über ein Ampelsystem gesteuert. Dieses umfasst drei Stufen: rot = Netztrennung; gelb = Vorgaben innerhalb definierter Grenzen; grün = keine Vorgaben.

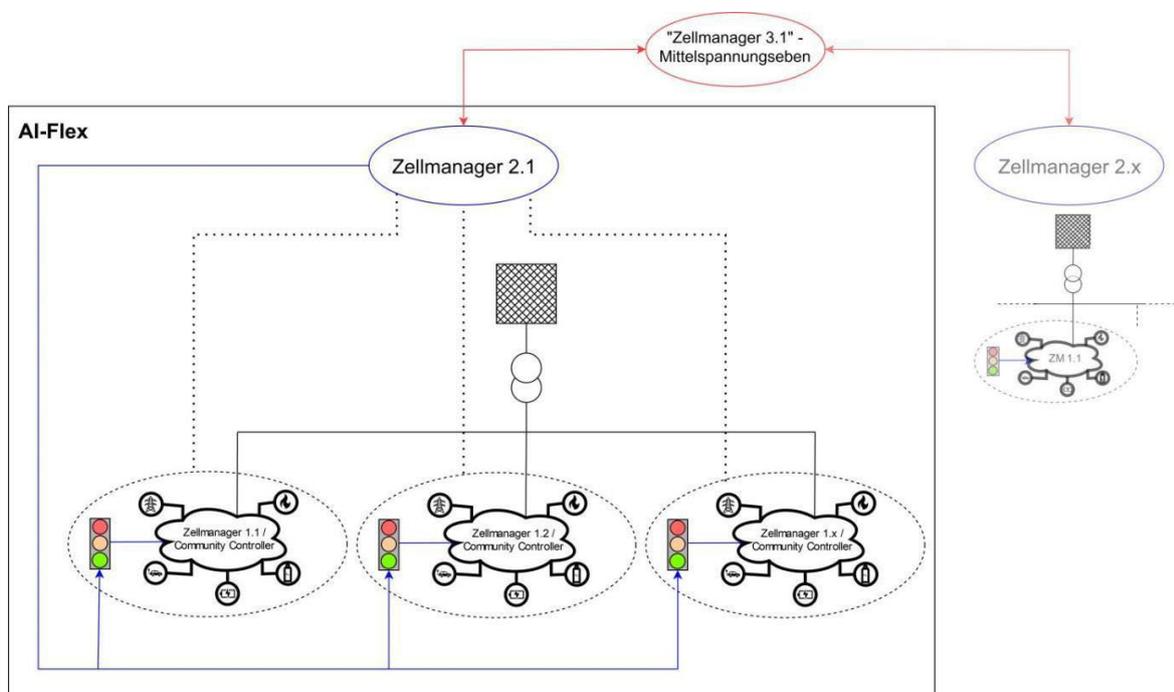


Abbildung 1: Schematische Abbildung des Konzeptes.

3.1 Prognosen

Die Prognosemodelle von den verschiedenen P2X-Systemen und BSS erfolgen strangbasiert. Dies dient dazu eine signifikante Anzahl an Flexibilitäten für die netzdienliche Steuerung der ZM vorhersagen zu können. Durch das Zusammenfassen mehrerer Knoten kann auch die Genauigkeit der einzelnen Prognosen erhöhen werden, da das Verhalten einzelner Prosumer weniger Einfluss auf die Gesamtgenauigkeit hat. Auch kann bei einer Vorhersage mehrere, signifikantere Anteile eines Netzes bzw. eines Stranges der Schutz der individuellen Daten gewährleistet werden.

Für die Vorhersage der einzelnen Systeme ist es nicht notwendig die jeweiligen Leistungen direkt vorherzusagen. Dies kann durch die indirekten Vorhersagen von z.B. dem Wärmebedarf und eines mathematischen Modells der jeweiligen P2X-Systeme und BSS erfolgen. Im Einzelnen sind diese wie folgt:

- Last (ohne EV,WP, etc.)
- PV (Leistung) + mathematisches Batteriemodel
- Wärme (Bedarf) + mathematisches Wärmepumpenmodel
- Elektrofahrzeug (Ladeleistung)
- Elektrolyseur (Leistung)

Die Datengrundlage für die Prognosen sind zum einen historische Messdaten von Smart-Metern bzw. intelligenten Messsystemen, historische Wetterdaten und zum anderen pseudohistorische Daten generiert auf Basis des digitalen Zwillings. Für die Prognose von Elektrofahrzeugen werden zusätzliche statistische Daten und typische Nutzerverhalten von verschiedenen Personengruppen herangezogen. Diese werden in einem Lastgenerator für Elektrofahrzeuge verarbeitet und generieren ein Ladeprofil/Lastprofil eines Elektrofahrzeugs.

Die Prognosen umfassen 24 Stunden und werden jede Stunde aktualisiert. Die Auflösung ist in 15 Minuten Schritten in Anlehnung an den typischen Werten einer Lastprofilmessung realisiert. Die kurze Dauer der Aktualisierung und der 24 Stunden Rhythmus haben den Vorteil, kurzfristige Überlastungen der Betriebsmittel zu erkennen und der Steuerung geeignete Daten zu übermitteln.

3.2 Steuerung

Die Optimierungsziele der verschiedenen ZM1 und ZM2 werden anhand der Auslastung des Transformators bzw. der Zuleitung definiert. Die Optimierungspunkte und die Definitionen sind in Abbildung 2 zu sehen. Eine generelle Priorisierung von den verschiedenen Flexibilitäten erfolgt dabei nicht. Somit werden Flexibilitäten im gleichen Anteil genutzt. Das Ziel der Steuerung von ZM1 und ZM2 soll primär ein sicherer Netzbetrieb sein und sekundär den Anteil an erneuerbaren Energien erhöhen.

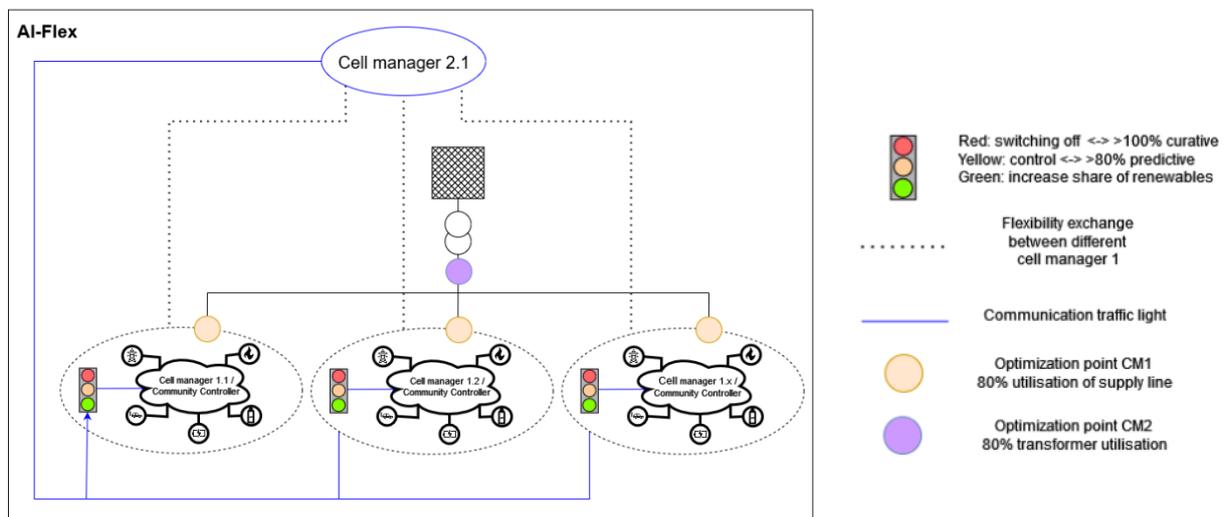


Abbildung 2 Darstellung der Optimierungspunkte im Gesamtkonzept

3.2.1 Zellmanager 1

Im ZM1 werden KI-gestützte Prognosen aller Erzeuger und Lasten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Power2Gas, Batteriespeicher) eines Stranges durchgeführt und zusammengefasst. Auf Basis derer können die relevanten Anteile der verschiedenen Flexibilitäten ermittelt werden. Mit diesen Daten wird daraufhin ein „Fahrplan“ zur Erreichung

eines lokalen Optimierungsziels (z.B. Auslastung der Zuleitung) erstellt (s. Abbildung 3). Dieser prognosebasierte „Fahrplan“ wird dann an den ZM2 gesendet.

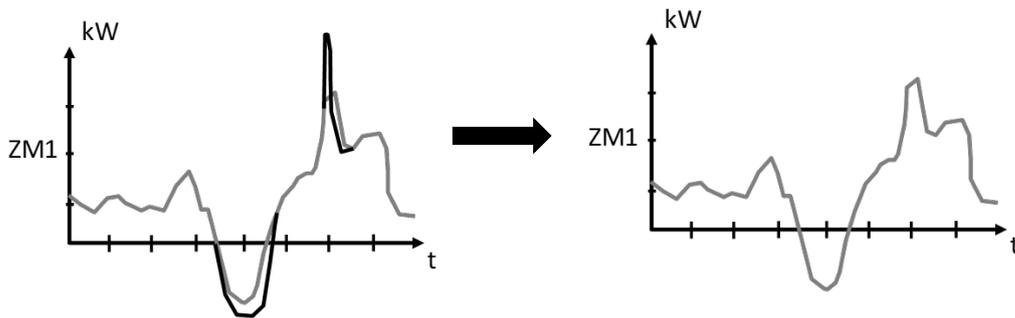


Abbildung 3 Lastverlauf einer beispielhaften Steuerung im ZM1 (Grau), Ungesteuerter Teil (Schwarz)

Für den ZM1 wird primär die Zuleitung des Stranges betrachtet. Hier gilt die 80% Auslastung des Kabels als Set Point in Anlehnung an die Überlastdefinitionen des VDE FFN. In weiteren Schritten werden hier sowohl Spannungsbandverletzungen und auch in der grünen Ampelphase die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien mit aufgegriffen.

3.2.2 Zellmanager 2

ZM2 hat die Aufgabe, die Flexibilitäten zwischen den einzelnen ZM1 auszutauschen und Überlastungen am Transformator zu erkennen. Dazu summiert dieser die einzelnen Prognoseprofile vom ZM1 auf. Siehe hierzu Abbildung 4 linke Seite. Danach wird entschieden, welche positiven und negativen Flexibilitäten innerhalb der ZM1-Ebene ausgetauscht werden müssen und in welcher Ampelphase sich ZM1 befindet (s. Abbildung 4 rechte Seite).

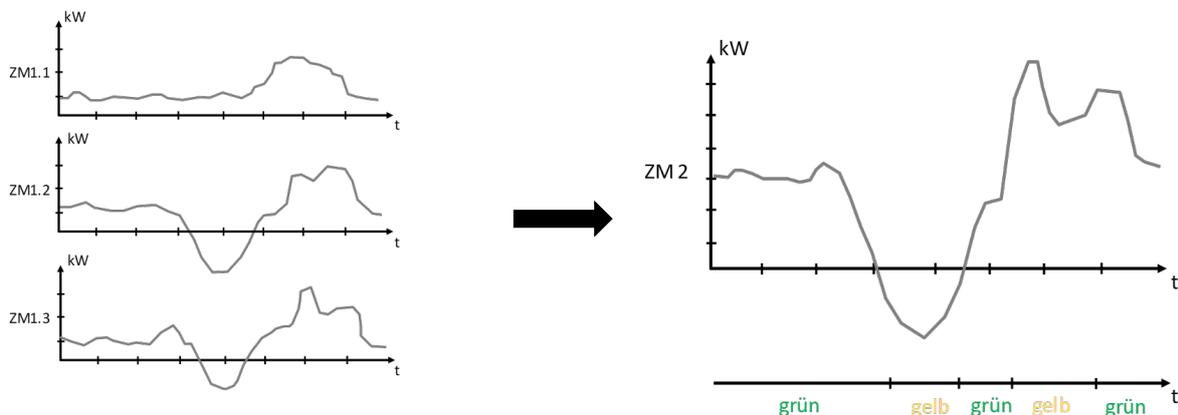


Abbildung 4 Zusammenfassung der ZM1 „Fahrpläne“ (links) im ZM2 (rechts) mit Definierung der Ampelphasen

Diese sehen eine Grenze vor bis 80% Auslastung des Transformators bzw. auf Strangebene die Zuleitung vor. Bis 80% der Auslastung wird in unserem Fall die grüne Ampelphase definiert.

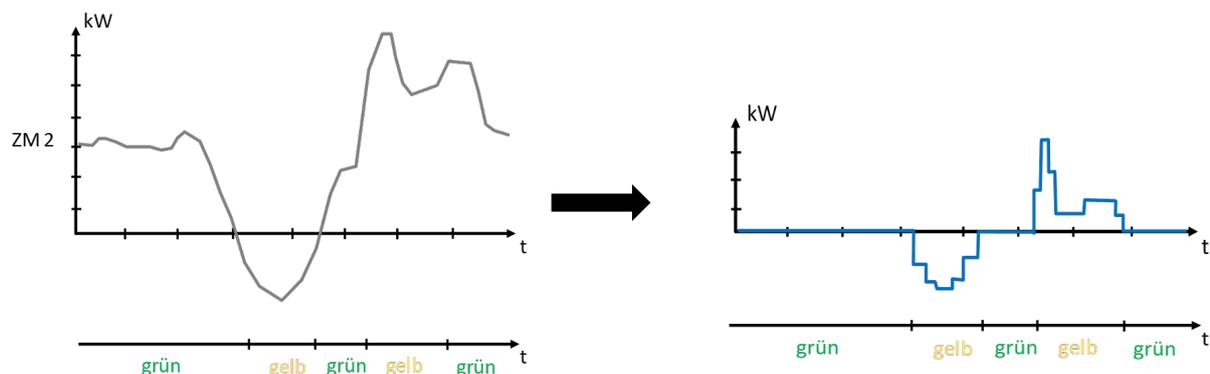


Abbildung 5: Berechnung des Flexibilitätsbedarfs (rechts) auf Basis der summierten „Fahrpläne“ (links)

Ab einer prognostizierten Überlast ab 80% wird die Ampel auf gelb geschaltet. Bei einer 100% kurativen Auslastung ist die Ampel rot.

Das Flexibilitätssignal wird an den ZM1 zurückgesendet (Abbildung 5), der sowohl seine Prognose als auch seinen „Fahrplan“ anpasst. Für den ZM2 wird primär die Auslastung des Transformators betrachtet. Hier gilt auch die 80% Auslastung als Set Point. In weiteren Schritten werden hier, wie auch im ZM1, sowohl Spannungsbandverletzungen als auch in der grünen Ampelphase die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien mit aufgegriffen. Kundenbedürfnisse werden nicht beachtet.

4 Zusammenfassung

Die Elektrifizierung von Wärme- und Mobilitätssektoren sowie der Ausbau erneuerbarer Energieanlagen erfordern den Aufbau eines europäischen zellularen Energiesystems. Angefangen von den untersten Netz Ebenen sieht das Konzept vor Zellmanager einzusetzen um Flexibilitäten auszutauschen und zu nutzen und somit lokale Netzüberlasten zu verhindern.

In dem dargestellten Konzept soll auf Basis von Prognosen aller P2X-Systemen und BSS ein „Fahrplan“ für jeden Niederspannungsstrang berechnet werden. Dieser Fahrplan auf Zellnetzebene 1 (ZM1) wird auf Basis des eigenen Optimierungsziels (Überlast der Zuleitung) angepasst und an die höhere Zellnetzebene (ZM2) geschickt. ZM2 fasst die „Fahrpläne“ von ZM1 zusammen und entscheidet nach den eigenen Optimierungszielen den Flexibilitätsaustausch und die Ampelphase der ZM1. ZM1 führt diesen ggf. aus. Die Anpassung der „Fahrpläne“ basiert auf den Prognosen, welche stündlich aktualisiert werden.

In weiteren Schritten wird als weiteres Optimierungsziel die Spannungsbandeinhaltung und die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien eingeführt. Das Gesamtkonzept wird außerdem in Labor und teilweise Feldversuchen evaluiert.

5 Danksagung

Der Autor dankt für die finanzielle Unterstützung durch das Projekt „AI-flex“ gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz mit dem Förderkennzeichen 03EI6070A und durch das Projekt „SAIL: Nachhaltiger Lebenszyklus von intelligenten soziotechnischen Systems“ NW21-059B, das aus dem Programm "Netzwerke 2021" des Ministeriums für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen, Deutschland, gefördert wird.

International Acknowledgement: The project AI-flex has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Energy Systems' focus initiative Digital Transformation for the Energy Transition, with support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 883973.

Disclaimer: The content and views expressed in this material are those of the authors and do not necessarily reflect the views or opinion of the ERA-Net SES initiative. Any reference given does not necessarily imply the endorsement by ERA-Net SES.

6 Referenzen

- [1] IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. Cambridge

University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 616 pp., doi:10.1017/9781009157940.

- [2] DRV Redaktion. "Koalitionsvertrag 2021 – Der Koalitionsvertrag und die Parteiprogramme (Hardcover)". DRV, 2021. ISBN: 978-3-947-89485-7.
- [3] Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2023. "Wärmepumpenabsatz 2022: Wachstum von 53 Prozent gegenüber dem Vorjahr", Aufgerufen am 30.01.2024 <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/>
- [4] Umweltbundesamt „Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2021“. 2022.
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: „Zellulares Energiesystem“, Frankfurt am Main, Mai 2019
- [6] A. Schinke-Nendza, F. Flatter, H. Kramer, A. Khalid, B. Uhlemeyer, S. Rasti, C. Trossen, S. Mohammadi, D. Mayorga-González, U. Spanel, W. Wellssow, C. Weber, M. Zdrallek, P. Schegner, A. Kubis, "'ZellNetz2050' - A Concept for the Efficient and Effective Operation of Multi-Sector Web-of-Cells Energy Systems," CIGRE Sesseion 2022
- [7] F. Moret and P. Pinson, "Energy Collectives: A Community and Fairness Based Approach to Future Electricity Markets," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3994-4004, Sept. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2808961. keywords: {Organizations;Peer-to-peer computing;Power systems;Information and communication technology;Electricity supply industry;Cost function;Electricity markets;prosumers community;renewable energy integration;distributed optimization;fairness},
- [8] J. M. Jørgensen, S. H. Sørensen, K. Behnke and P. B. Eriksen, "EcoGrid EU — A prototype for European Smart Grids," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2011.6038981. keywords: {Real time systems;Electricity;Smart grids;Renewable energy resources;Europe;Wind power generation;Smart Grids;distributed energy generation;energy storage;demand response;intelligent control},
- [9] M. Liu, S. Peeters, D. S. Callaway and B. J. Claessens, "Trajectory Tracking With an Aggregation of Domestic Hot Water Heaters: Combining Model-Based and Model-Free Control in a Commercial Deployment," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5686-5695, Sept. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2890275. keywords: {Water heating;Load modeling;Load management;Optimization;Computational modeling;Resistance heating;Indexes;Thermostatically controlled load;model predictive control;demand response;reinforcement learning},
- [10] Finck, Christian & Beagon, Paul & Clauß, John & Péan, Thibault & Vogler-Finck, Pierre & Zhang, Kun & Kazmi, Hussain. (2018). Review of applied and tested control possibilities for energy flexibility in buildings - A technical report from IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings. 10.13140/RG.2.2.28740.73609.
- [11] Björn-Martin Kurzrock, 2021, „PtH4GR²ID Power to Heat for the Greater Region's Renewables Integration and Developmen“ Aufgerufen am 30.01.2024 <http://www.pth4gr2id.com/>
- [12] A. Benzarti and W. H. Wellssow, "Control of distributed loads and storage units — A novel approach to provide flexibility to the grid and the market," *CIREN 2020 Berlin Workshop (CIREN 2020)*, Online Conference, 2020, pp. 42-45, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0017.
- [13] M. Kelker, L. Quakernack, J. Haubrock and D. Westermann, "Multi agent double deep Q-network with multiple reward functions for electric vehicle charge control," *2022 IEEE*

Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Denver, CO, USA, 2022, pp. 01-05, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9917038.

keywords: {Low voltage;Monte Carlo methods;Power system stability;Charging stations;Transformers;Electric vehicle charging;Stability analysis;Electric vehicle;Low voltage;Reinforcement learning},

- [14] L. Quakernack, M. Kelker and J. Haubrock, "Deep Reinforcement Learning For Autonomous Control Of Low Voltage Grids With Focus On Grid Stability In Future Power Grids," *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960416.

keywords: {Low voltage;Power measurement;Power system stability;Transformers;Stability analysis;Data models;Batteries;reinforcement learning;low-voltage;grid stability;autonomous control},

- [15] Hochschule Bielefeld, 2022, „KI-Grid -- Entwicklung und Validierung eines KI-basierten Systems zur autarken Steuerung von intelligenten zellulären Netzen“ Aufgerufen 30.01.2024, <https://www.hsbi.de/forschung/forschungsprojekte/aktuelle-projekte-fb-3/haubrock-ki-grid>

- [16] C. Liu, K. T. Chau, D. Wu and S. Gao, "Opportunities and Challenges of Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Vehicle, and Vehicle-to-Grid Technologies," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, no. 11, pp. 2409-2427, Nov. 2013, doi: 10.1109/JPROC.2013.2271951.

keywords: {Power grids;Batteries;Reactive power;Smart homes;Capacitors;Electric vehicles;Intelligent vehicles;Electric vehicles (EVs);gridable electric vehicles (GEVs);power grid;renewable energy;smart grid;smart home;vehicle to grid (V2G);vehicle to home (V2H);vehicle to vehicle (V2V)},

- [17] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of the Impact of Vehicle-to-Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 12, pp. 5673-5689, Dec. 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2227500.

keywords: {Vehicles;Batteries;Educational institutions;Power grids;Spinning;Degradation;Load flow;Battery degradation;charging infrastructure;distribution system;grid operator;grid-to-vehicle (G2V);plug-in electric vehicles (PEVs);regulation;smart charging;unidirectional/bidirectional power flow;utility interface;vehicle-to-grid (V2G)},

- [18] M. A. Khan, A. M. Saleh, M. Waseem and I. A. Sajjad, "Artificial Intelligence Enabled Demand Response: Prospects and Challenges in Smart Grid Environment," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 1477-1505, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3231444.

- [19] „Dena-Studie Systemsicherheit 2050“, Deutsche Energie-Agentur (dena,), 2020

- [20] L. Wright, S. Davidson, "How to tell the difference between a model and a digital twin," *Adv. Model. and Simul. in Eng. Sci.*, vol. 7, no. 1, p. 13, 2020, doi: 10.1186/s40323-020-00147-4.