

Ergebnisdokument

»Integration von E-Mobilität in lokales EMS, Markt und Netz«

High-Level-Use-Case 050H

c/sell TP5-AP5.4

Autoren:

Konrad Sagert, Fraunhofer IAO

Florian Klausmann, Fraunhofer IAO

Georg Göhler, Fraunhofer IAO

Mohammed Hijjo, Universität Stuttgart IAT

Andreas Kießling, MVV Energie

Arndt Neubauer, TenneT



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Beteiligte Partner

Nachfolgende Tabelle stellt die am HLUC 050H beteiligten Partner dar.

Partner	Ansprechpartner
Fraunhofer IAO (KEIM)	Konrad Sagert, konrad.sagert@iao.fraunhofer.de Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Fraunhofer IAO	Florian Klausmann, florian.klausmann@iao.fraunhofer.de Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Universität Stuttgart IAT	Georg Göhler, georg.goehler@iao.fraunhofer.de Mohammed Hijjo, mohammed.hijjo@iat.uni-stuttgart.de Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
TenneT (TTG)	Arndt Neubauer, Arndt.Neubauer@tennet.eu Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
MVV Energie	Andreas Kießling, andreas@energieorganismus.de Rudolf-Diesel-Str. 1 F, 69181 Leimen



Kurzfassung

Im Rahmen dieses High-Level-Use-Case werden die besonderen Herausforderungen und Potenziale bezüglich der Anbindung von Elektrofahrzeugen an die Lade- und Energiesysteme sowie an die Flexibilitätsmärkte betrachtet. Neben den reinen energetischen Anschlüssen und der resultierenden Netzbelastungen spielt dabei die informationstechnische Verbindung zum Datenabruf, für Steuerungsaufgaben und Energiemanagement sowie zur Vermarktung von Flexibilitäten eine Rolle. Im Rahmen von c/sells (AP 5.4) wurden von den beteiligten Partnern diesbezüglich folgende Schwerpunkte betrachtet:

- Bereitstellung von Fahrzeugdaten (Standorte, Energiebedarfe) und KI-basierter Prognosen in einem Informationssystem
- Integration von öffentlichen Ladestationen in das Energiemanagementsystem eines Stadtquartieres
- Simulationsbasierte Planung lokaler energetischer Anlagen unter besonderer Berücksichtigung größerer Ladeinfrastrukturen
- Simulationsbasierte Entwicklung von Betriebsstrategien für lokale energetische Anlagen mit größeren Ladeinfrastrukturen
- Anbindung und Aggregation kleinteiliger, elektrofahrzeugbezogener Flexibilitäten zur Vermarktung an einer Flexibilitätsplattform

Inhalt

Beteiligte Partner.....	2
Kurzfassung	3
Inhalt	4
1 Einleitung zum HLUC	5
2 Arbeitsinhalte und Ergebnisse	8
2.1 Bereitstellung von Fahrzeugdaten und KI-basierter Prognosen in einem Informationssystem (IAO KEIM).....	8
2.1.1 Prognose.....	8
2.1.2 Informationssystem	10
2.2 Integration von öffentlichen Ladestationen in das Energiemanagementsystem eines Stadtquartieres (MVV)	11
2.3 Simulationsbasierte Planung lokaler energetischer Anlagen unter besonderer Berücksichtigung größerer Ladeinfrastrukturen (IAT).....	13
2.4 Simulationsbasierte Entwicklung von Betriebsstrategien für lokale energetische Anlagen mit größeren Ladeinfrastrukturen (IAO).....	15
2.5 Anbindung und Aggregation kleinteiliger, elektrofahrzeugbezogener Flexibilitäten zur Vermarktung an einer Flexibilitätsplattform (TTG).....	19
3 Schlussbemerkungen.....	20
4 Einordnung der Tätigkeiten in das Gesamtprojekt	21

1 Einleitung zum HLUC

Elektrofahrzeuge in Verbindung mit der zur Batterieladung notwendigen Lade- und Energieinfrastruktur stellen eine besondere Herausforderung für die lokalen Netze dar. Je nach Fahrzeug und Ausstattung können hier mehrere hundert Kilowatt Leistung bereits von nur einem Fahrzeug bezogen werden. Bei PKW bieten Hochleistungsschnellladestationen heute schon Spitzenleistungen von über 300kW an und im Nutzfahrzeugbereich werden zukünftige Standards mit über 2MW Leistung diskutiert. Hohe Spitzenlasten fallen aber nicht nur bei der Schnellladung an, sondern können auch bei moderaten Ladeleistungen eine Herausforderung darstellen, insbesondere, wenn viele Fahrzeuge gleichzeitig laden. Aus wirtschaftlicher Sicht macht es jedoch keinen Sinn, die Infrastruktur auf möglicherweise nur selten oder gar nicht auftretende Lastspitzen auszulegen. Ohne weitere Sicherungsmaßnahmen muss der Netzanschluss aber auf die gesamte Anschlussleistung einer Ladeinfrastruktur ausgelegt werden. Für Abhilfe können dabei mehr oder weniger komplexe Lademanagementverfahren sorgen, von der einfachen Leistungsrosselung bis zur fahrplangesteuerten Ladesteuerung. Im Idealfall können dafür Status- und Mobilitätsdaten sowie Informationen über zukünftige Einsatzszenarien der Fahrzeuge und gegebenenfalls Prognosen genutzt werden. Diese Daten können aber nicht nur das Lademanagement effizienter gestalten, sondern auch in übergeordneten Instanzen, wie zum Beispiel lokalen Energiesystemen und übergeordneten Netzen und Märkten, genutzt werden. Aus energetischer Sicht können die Elektrofahrzeuge in ein ganzheitliches, lokales oder überregionales Energiemanagement eingebunden werden. Dabei können die Leistungsbedarfe der Fahrzeuge effizient auf die weiteren energetischen Komponenten am Ladestandort und die jeweiligen Netzvoraussetzungen abgestimmt werden. Hierbei können sowohl lokale Verbraucher als auch Erzeuger berücksichtigt werden und Speichersysteme zu einer höheren Flexibilität beitragen. Der Fokus liegt nicht nur auf stationären Batterien, es können beispielsweise auch Wasserstoff- und Wärmespeicher über eine Sektorkopplung mit eingebunden werden. Im Idealfall stellen Elektrofahrzeuge aber nicht nur eine Last dar, die es zu managen gilt, sondern können zur Stabilisierung der Netze beitragen, insbesondere unter Berücksichtigung einer zunehmend volatilen Erzeugung durch erneuerbare Energiequellen. Über eine bidirektionale Anbindung können die Fahrzeugbatterien als temporäre Erzeuger genutzt werden. Ggf. in Synergie mit den Potenzialen weiterer lokaler Komponenten oder aggregiert über dezentrale Bereiche, können diese Flexibilitäten über entsprechende Plattformen oder bilaterale Geschäftsmodelle vermarktet werden. Die Anbindung der Fahrzeuge ist somit weit mehr als der Anschluss einzelner Verbraucher an das Stromnetz, sondern umfasst auch die kommunikative Vernetzung mit allen relevanten Akteuren und Systemen. Eine effiziente Nutzung der Ressourcen stellt somit auch hohe Anforderungen an die Planung von Energiesystemen mit Ladeinfrastrukturen und den Betrieb der Komponenten im Gesamtsystem.

Im Rahmen des hier vorliegenden High-Level-Usecase »Integration von E-Mobilität in lokales EMS, Markt und Netz« wurden die verschiedenen Aspekte durch die beteiligten Projektpartner in vielfältiger Weise bearbeitet. Eine Übersicht der Tätigkeiten und Einordnung in die gesamte Prozesskette ist in Abbildung 1 dargestellt.

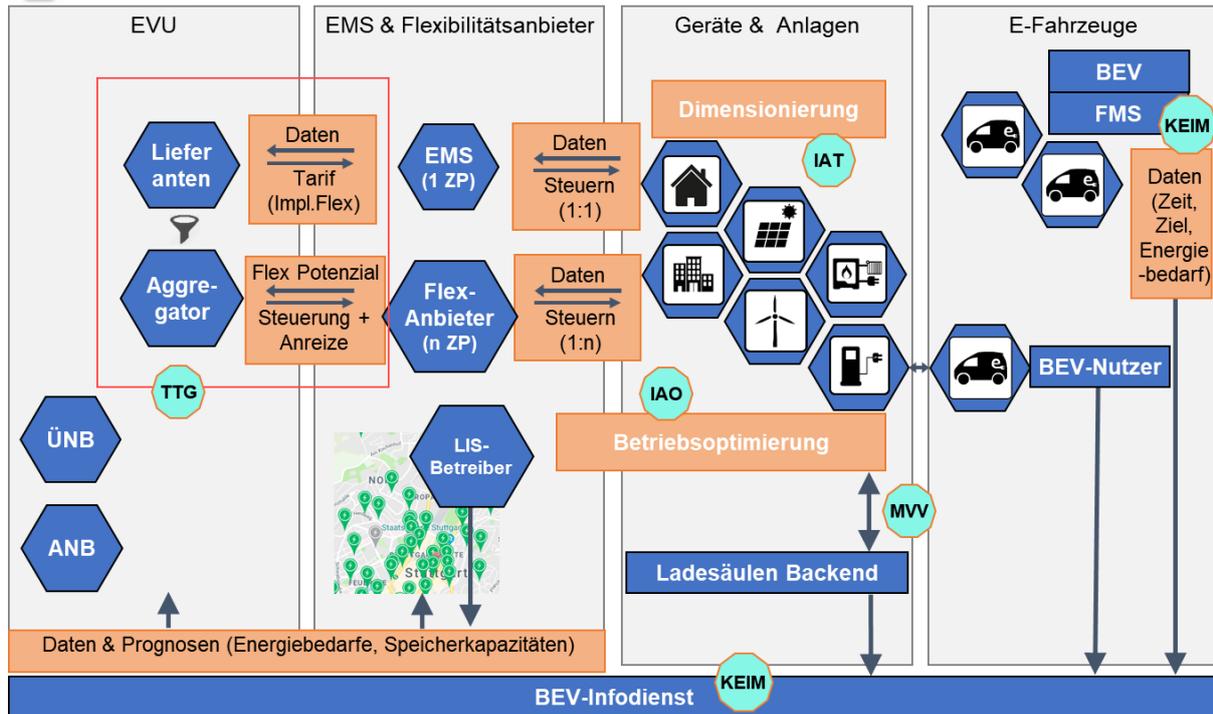


Abbildung 1 Überblick über die im Rahmen des HLUC bearbeiteten Themenbereiche und Zuordnung der Partner

In einem ersten Schritt wurden Dienste und Schnittstellen für die Bereitstellung von E-Fahrzeugdaten entwickelt und prototypisch umgesetzt. Von Seiten der Fahrzeuge können zum Beispiel über Telematikeinheiten die jeweiligen Standorte und relevanten Fahrzeuginformationen wie die Ladezustände ermittelt und an einen BEV-Infodienst gesendet werden. Daraus werden anhand historischer Daten KI-basierte Prognosen zur Position und zukünftiger Energiebedarfe abgeleitet und über einen Prognose-Service bereitgestellt. Über entsprechende Schnittstellen können weitere externe Daten mit eingebunden werden, um einen umfassenden Infodienst über Elektrofahrzeuge zu ermöglichen. (KEIM)

Werden die Fahrzeuge mit der Ladeinfrastruktur verbunden, besteht die Möglichkeit durch übergeordnete Energiemanagementsysteme (z. B. im Stadtquartier) die Ladeleistungen in Echtzeit zu erfassen. Im Falle einer zu hohen Netzbelastung kann somit durch das Energiemanagementsystem die Flexibilität anderer Netznutzer genutzt werden, um die maximale Ladeleistung zur Verfügung zu stellen. Hierfür müssen sichere Kommunikationssysteme für die Übermittlung von Sensor- und Steuerdaten implementiert werden. Die Anbindung öffentlicher Ladepunkte an das übergeordnete Energiemanagement über ein Messdateninformationssystem in Form einer cloudbasierten IIS-Komponente wurde für das Stadtquartier FRANKLIN entwickelt. (MVV)

Die Anbindung einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen stellt eine besondere Herausforderung an die übergeordnete Energieinfrastruktur, welche bereits in der frühen Planungsphase der technischen Gesamtsysteme bzw. für Erweiterungen bestehender Anlagen berücksichtigt werden muss. Hierfür wurden entsprechende Simulationstools geschaffen, mit deren Hilfe die zukünftigen Lastanforderungen lokaler Energiesysteme abhängig vom Mobilitätsverhalten prognostiziert werden können. Mit diesen Informationen können verschiedene Szenarien für lokale energetische Gesamtsysteme evaluiert werden, um eine möglichst wirtschaftliche Auswahl und Auslegung der Komponenten zu gewährleisten. (IAT)

Für einen effizienten Betrieb der energetischen Gesamtanlage bietet ein ganzheitliches Energiemanagement, unter Berücksichtigung aller lokalen Erzeuger, Verbraucher und Speichersysteme, Vorteile gegenüber einem reinen Lademanagement. Zur Entwicklung und Optimierung der diesbezüglichen Betriebsstrategien wurde eine modulare Simulation entwickelt, mit der reale oder geplante Anlagen abgebildet werden können. Auf Basis der Simulation können verschiedene Betriebsstrategien angewendet und optimiert werden. Neben einer internen Optimierung können auch externe Signalisierungen, wie beispielsweise die Meldung kritischer Netzzustände, berücksichtigt werden. (IAO)

Durch die Elektrofahrzeuge besteht das Potenzial, durch eine gezielte Ansteuerung Netzdienstleistungen zu erbringen. Dies kann einerseits durch die Absenkung oder Erhöhung der Ladeleistung oder sogar durch eine Netzeinspeisung aus den Fahrzeugbatterien erfolgen. Da einzelne Fahrzeuge hier nur einen kleinen Beitrag leisten können, ist ein aggregiertes Angebot über eine Vielzahl an Fahrzeugen vorteilhaft. Hierbei können nur die einzelnen Fahrzeuge gebündelt werden oder, in Verbindung mit einem Energiemanagementsystem, die Potenziale mit derer weiterer lokaler Komponenten kombiniert werden, wie beispielsweise von stationären Batteriespeichern oder steuerbarer Verbraucher. Solche Flexibilitätsangebote können auf einer geeigneten Marktplattform angeboten werden. Diesbezüglich wurde ein akteursübergreifendes Modell zur Nutzung von kleinteiliger Flexibilität für netzdienliche Zwecke entwickelt und demonstriert. (TTG)

2 Arbeitsinhalte und Ergebnisse

2.1 Bereitstellung von Fahrzeugdaten und KI-basierter Prognosen in einem Informationssystem (IAO KEIM)

Im Jahr 2017 betrug die Gesamtfahrleistung in Deutschland 732,9 Milliarden Kilometer (+1% zum Vorjahr).¹ Mit einer langfristigen Annahme einer vollständigen Elektrifizierung der Mobilität in Deutschland, läge die benötigte Energiemenge für Elektrofahrzeuge mit einem durchschnittlichen Energieverbrauch von 18,3 kWh/100km bei circa 134 Terrawattstunden. Dies macht circa 22,4% des Bruttoenergieverbrauchs in Deutschlands im Jahr 2017 aus.²

Werden diese Fahrzeuge ohne Energiemanagement geladen, könnte das zu Stoßzeiten oder bei Großveranstaltungen eine zu hohe Last verursachen und die Netze überlasten. Die Prognose von Energieflüssen eröffnet jedoch einen neuen zeitlichen Handlungsspielraum, um solchen Situationen vorzubeugen. Durch die Prognose kann

- ein Energiemanagementsystem einer Liegenschaft profitieren: indem es frühzeitig die Betriebsart ändert, um Spitzenlasten zu vermeiden;
- frühzeitig das Netz entlastet werden: indem die Regelenergie über den Preis beeinflusst wird;
- der Nutzer eines Elektrofahrzeuges motiviert werden: entweder zu einem anderen Zeitpunkt zu laden oder über einen längeren Ladevorgang weniger Leistung zu erhalten.

Da Elektrofahrzeuge mobile Energiespeicher sind, bieten sie Potential, um zusätzlich Energie zur Verfügung zu stellen. Über Pendlerverkehre, bei denen die Fahrstrecke weit unter der möglichen Reichweite moderner Elektrofahrzeuge liegt, kann über bidirektionales Laden Energie aus den Fahrzeugen entnommen werden und diese zur Lastharmonisierung in anderen Gebieten eingesetzt werden. Bei einem wieder sinkenden Energiebedarf kann das Fahrzeug wieder geladen werden. Elektrofahrzeuge sind in diesem Zusammenhang auch Energietransportmittel, ohne die Energienetze zu belasten.

2.1.1 Prognose

Um Gesetzmäßigkeiten oder zugrundeliegende Muster in Daten zu erkennen, bietet sich überwacht maschinelles Lernen an. Dafür stehen verschiedene Algorithmen zur Auswahl, welche anhand der in den Lerndaten enthaltenen Eingangs- und Ausgangsvariablen eine Funktion approximieren. Diese Funktion wird so lange optimiert, bis die Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Ausgangsvariablen minimal ist.

Ziel ist die Entwicklung eines Modells, welches basierend auf Telematikdaten (floating-car-data) erlernt, wann und wo sich Elektrofahrzeuge mit welcher Restladung befinden. Über die Zeit ergeben sich so über mehrere Fahrzeuge aggregiert regionale Energieflüsse. Die

¹ https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html

² Quellen: Statistisches Bundesamt; AG Energiebilanzen e.V.

Vorhersage von Energieflüssen setzt sich also aus der Vorhersage des Zielorts eines Fahrzeugs sowie der Restladung der Fahrzeugbatterie zusammen.

Vorhersage des Zielorts einer Reise

Zum Erlernen von Mustern in Telematikdaten zur Vorhersage des Zielorts wurden zunächst einige Hypothesen erstellt, um die Auswahl der Trainingsdaten zunächst subjektiv zu bewerten:

- Die Reiseziele von Nutzern eines Flottenfuhrparks wiederholen sich.
- Die meisten Menschen folgen bei ihrer Mobilität einer gewissen Routine. Die meisten Personen fahren an Werktagen zur Arbeit, während am Wochenende eher Freizeitziele angestrebt werden. Der Wochentag könnte eine wichtige Information sein, um das nächste Reiseziel eines Fahrzeugs zu bestimmen.
- Es kann je nach Tag und Uhrzeit eventuell schon anhand der Startkoordinate vorhergesagt werden, wo sich das Reiseziel befindet (z. B. morgens eher am Arbeitsplatz, abends am Wohnort oder bei regelmäßigen Freizeitbeschäftigungen).
- Die Vorhersagegenauigkeit steigt während der Fahrt weiter an, da die möglichen Zielkoordinaten - auch aufgrund der Reichweite - immer weiter eingegrenzt werden.

Da davon auszugehen ist, dass der Zielort mit der Information über den Reiseverlauf besser bestimmt werden kann als ohne, wurden mehrere Modelle trainiert und evaluiert:

- Vorhersage des Zielorts vor Antritt der Fahrt (nur der Standort ist bekannt)
- Vorhersage des Zielorts bei Antritt der Fahrt (zusätzlich sind Datum und Uhrzeit bekannt)
- Vorhersage während der Fahrt nach 5, 10 und 30 Minuten (zusätzlich sind Distanz und Form der zurückgelegten Teilstrecke bekannt)

Unter den überwachten Lernmethoden wurde der Entscheidungsbaum, Random-Forest, k-Nearest-Neighbor und das Multilayer-Perceptron jeweils mit verschiedenen Optimierungsparametern evaluiert. Der Random-Forest Klassifizierer erzielte die meisten richtigen Prognosen:

- bei der Vorhersage des Zielorts vor Antritt der Fahrt: 24,5% richtige Prognosen
- bei der Vorhersage des Zielorts bei Antritt der Fahrt: 30% richtige Prognosen
- bei der Vorhersage während der Fahrt nach 5 Minuten: 32,6% richtige Prognosen
- bei der Vorhersage während der Fahrt nach 10 Minuten: 46,7% richtige Prognosen
- bei der Vorhersage während der Fahrt nach 30 Minuten: 65,7% richtige Prognosen

Die Ergebnisse zeigen, dass im Verlauf einer Fahrt die Prognosegenauigkeit zunimmt. Jedoch muss eine gewisse Teilstrecke gefahren werden, damit für den Algorithmus unterscheidbare Muster in den Daten erkennbar werden. Die Form der zurückgelegten Strecke, welche durch einige Merkmale wie die Außengrenzen, das geografische Zentrum, die direkte Distanz zum Start oder die Anzahl durchfahrener Maschen charakterisiert werden kann, stellte sich als wichtigstes Kriterium für den Klassifizierer heraus. Danach folgten die GPS-Koordinaten und die Uhrzeit (Stunde) bei Fahrtantritt. Der Wochentag hatte in dem verwendeten Datensatz so gut wie keine Aussagekraft.

Vorhersage der Restladung einer Reise

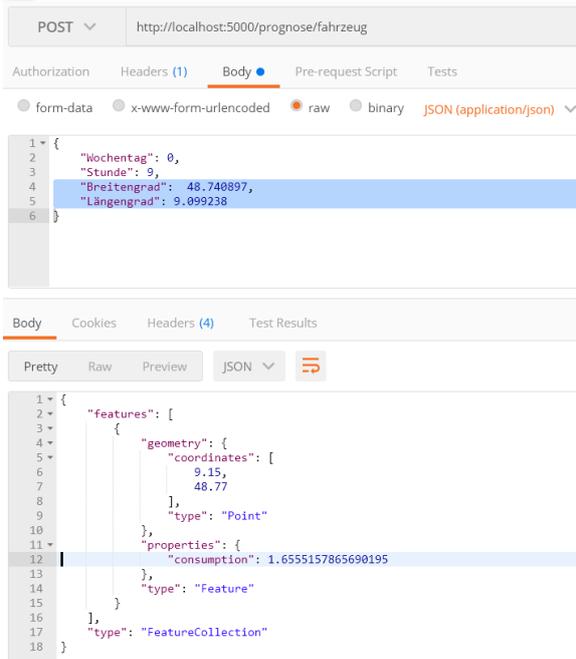
Für das Informationssystem wurde die berechnete Reichweite aus der Telematik verwendet und mit dem Faktor aus Durchschnittsverbrauch und verbleibender Strecke zum prognostizierten Ziel verrechnet, um die Restreichweite am Ziel wieder zu einer Restladung umzurechnen. Da die Gesamtbatteriekapazitäten der Fahrzeuge bekannt sind und die Fahrzeuge durch senden ihrer Fahrzeug-ID einem Modell zuzuordnen sind, kann auch die absolute Restladung in Kilowattstunden berechnet werden.

2.1.2 Informationssystem

Aufbauend aus der Untersuchung über KI-Methoden und der Optimierungen der Klassifizierungen wurde ein Informationssystem aufgebaut, das die erlernten Modelle über eine Schnittstelle für neue Prognosen nutzbar macht. [UAS 5.4.1.2.6 + 5.4.1.2.7 - Schnittstelle für E-Fahrzeug-spezifische Daten und daraus aggregierten Last-Prognosen]

Zum einen lässt sich die Prognose einer neuen Fahrt bei Antritt der Reise abrufen. Als Anfrage werden Tag, Uhrzeit und Koordinaten gesendet und als Antwort auf die Anfrage schickt der Server eine GeoJSON-Struktur (siehe Abbildung 2), welche die prognostizierte Zielcoordinate enthält sowie den voraussichtlichen Energieverbrauch (consumption) in Kilowattstunden, um dieses Ziel zu erreichen. Der im Beispielauszug übergebene Standort ist vom prognostizierten Ziel circa 10 km entfernt, wodurch ein Verbrauch von circa 1,7 kWh erwartet wird.

Der zweite Dienst erlaubt die Prognose der regionalen verfügbaren Energie durch Elektrofahrzeuge für einen bestimmten Zeitpunkt. Im Beispiel wurde ein Wochentag und die Uhrzeit angefragt und als Antwort sendet der Server eine GeoJSON-Struktur (siehe Abbildung 3) zurück, welche die Liste aller bekannter Elektrofahrzeuge jeweils mit ihrem Standort (coordinates), dem Batterieladestand (bsoc), der Restladung in Kilowattstunden (energy) und dem Fahrzeugmodell (vehicle) enthält.

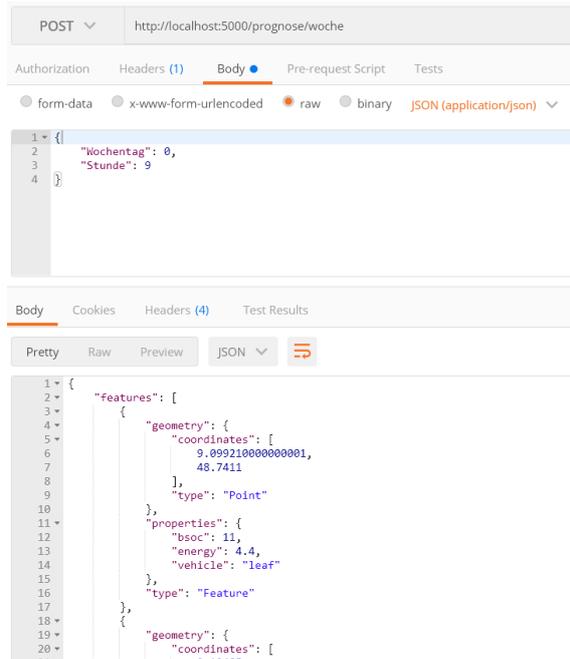


```

1 POST http://localhost:5000/prognose/fahrzeug
2
3 Authorization Headers (1) Body Pre-request Script Tests
4
5 form-data x-www-form-urlencoded raw binary JSON (application/json)
6
7 1 {
8   2 "Wochentag": 0,
9   3 "Stunde": 9,
10  4 "Breitengrad": 48.740897,
11  5 "Längengrad": 9.099238
12  6 }
13
14 Body Cookies Headers (4) Test Results
15
16 Pretty Raw Preview JSON
17
18 1 {
19   2 "features": [
20   3   {
21   4     "geometry": {
22   5       "coordinates": [
23   6         9.15,
24   7         48.77
25   8       ],
26   9       "type": "Point"
27   10    },
28   11    "properties": {
29   12      "consumption": 1.6555157865690195
30   13    },
31   14    "type": "Feature"
32   15  },
33   16  ],
34   17  "type": "FeatureCollection"
35   18 }

```

Abbildung 2: Server-Antwort des Dienstes „Prognose einer neuen Fahrt“



```

1 POST http://localhost:5000/prognose/woche
2
3 Authorization Headers (1) Body Pre-request Script Tests
4
5 form-data x-www-form-urlencoded raw binary JSON (application/json)
6
7 1 {
8   2 "Wochentag": 0,
9   3 "Stunde": 9
10  4 }
11
12 Body Cookies Headers (4) Test Results
13
14 Pretty Raw Preview JSON
15
16 1 {
17   2 "features": [
18   3   {
19   4     "geometry": {
20   5       "coordinates": [
21   6         9.099210000000001,
22   7         48.7411
23   8       ],
24   9       "type": "Point"
25   10    },
26   11    "properties": {
27   12      "bsoc": 11,
28   13      "energy": 4.4,
29   14      "vehicle": "leaf"
30   15    },
31   16    "type": "Feature"
32   17  },
33   18  ],
34   19  "geometry": {
35   20    "coordinates": [
36   21      ...

```

Abbildung 3: Server-Antwort des Dienstes „Energieprognose nächster Woche“

2.2 Integration von öffentlichen Ladestationen in das Energiemanagementsystem eines Stadtquartieres (MVV)

Das Flexibilitätspotenzial öffentlicher- und halböffentlicher Ladeinfrastruktur scheint kaum bis gar nicht vorhanden zu sein. Dies liegt zum einen daran, dass der Zeitpunkt der Ladevorgänge und die Ladedauer nicht vorhersehbar ist. Zudem bieten nur wenige Automobil- und Ladeinfrastrukturhersteller die Möglichkeit zur gesteuerten Ladung an. Folglich findet in der Regel eine Sofortladung statt, die lediglich durch die verfügbare Maximallast beschränkt ist. Eine schnelle ununterbrochene Ladung entspricht auch dem Wunsch vieler Kunden (vgl. Arbeitspaket 2.4 - Anreize für Prosumenten), insbesondere im Bereich des öffentlichen und halb-öffentlichen Ladens. Ziel der Lösung war es deshalb aufzuzeigen, wie trotz unvorhersehbarer Fahrzeugnutzung das Flexibilitätspotenzial aus dem Areal genutzt werden kann, damit immer eine schnelle, ununterbrochene Ladung an den Ladepunkten sichergestellt werden kann. Auf dem Gebiet des Mannheimer Stadtquartieres FRANKLIN entsteht eine öffentliche Ladeinfrastruktur. Im ersten Schritt wurden dazu zwölf Ladesäulen aufgebaut. Es handelt sich überwiegend um Stationen mit einer Ladeleistung von 22 Kilowatt. Für deren Einsatz wird die Garantie ausgesprochen, dass die Maximalleistung jederzeit an allen Stationen zur Verfügung steht. Somit steht die Option eines marktgetriebenen Lastmanagements der Ladeinfrastruktur zur Quartiersoptimierung sowie zur Bereitstellung von Flexibilität für den Netzbetreiber nicht zur Verfügung. Die Herausforderung besteht also darin, bei kritischen Netzsituationen aufgrund maximaler Ladeleistung aller Ladesäulen flexible Verbraucher anzusteuern, die die Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung als Systemdienstleistung bereitstellen, um die maximale Ladeleistung sicherzustellen.

Die für die Ladeinfrastruktur benötigte Flexibilität kann sowohl durch mit PV-Anlagen und dem Wärmenetz gekoppelte Power-to-Heat-Anlagen (P2H) als auch durch die Energiemanagementsysteme flexibler Gebäude im Quartier bei entsprechenden Netzsituationen bereitgestellt werden. Damit lässt sich die maximal benötigte Ladeleistung jederzeit garantieren. Dies ermöglicht das Energiemanagementsystem des Stadtquartieres, das die Leistung flexibler Anlagen prognostiziert sowie mit den Energiemanagementsystemen der Gebäude im Austausch steht.

Eine Herausforderung bleibt, dass die Ladeleistung an öffentlichen Ladepunkten kaum prognostizierbar ist, weshalb das System in Echtzeit auf Leistungsänderungen reagieren muss. Dies begrenzt aktuell auch die Vermarktbarkeit der Flexibilität entsprechender Anlagen und Gebäudenetzanschlüsse. Untersuchungen zur Prognostizierbarkeit werden im Ergebnisdokument des Arbeitspaketes AP 5.5 zum Use Case „Prognose-basiertes Lademanagement durch das FZI vorgenommen“ [C/sells – HLUCs G-H-I. (11/2020)].

Die Verbindung zwischen Anlagen und Energiemanagement im Stadtquartier, dem Energiemanagement in den Gebäuden sowie der externen Vermarktung von Flexibilität als Regelleistung unter Berücksichtigung der Leistungsanforderungen der Ladesäulen zeigt Abbildung 4. Flexibilität kann durch die Energiemanagementsysteme (GEMS) der Gebäude, aber auch durch die Aggregation der Anlagenkombinationen – insbesondere PV in Verbindung mit P2H – durch das Energiemanagementsystem (QEMS) im Stadtquartier bereitgestellt werden. Das QEM-System nutzt die Flexibilität zur Regelung des Wärmenetzes in Verbindung mit den Wärmespeichern (WS), zur Vermarktung von Regelleistung (REL), aber auch zur Entlastung des Stromnetzes bei maximalen Leistungsbedarf der Ladeinfrastruktur.

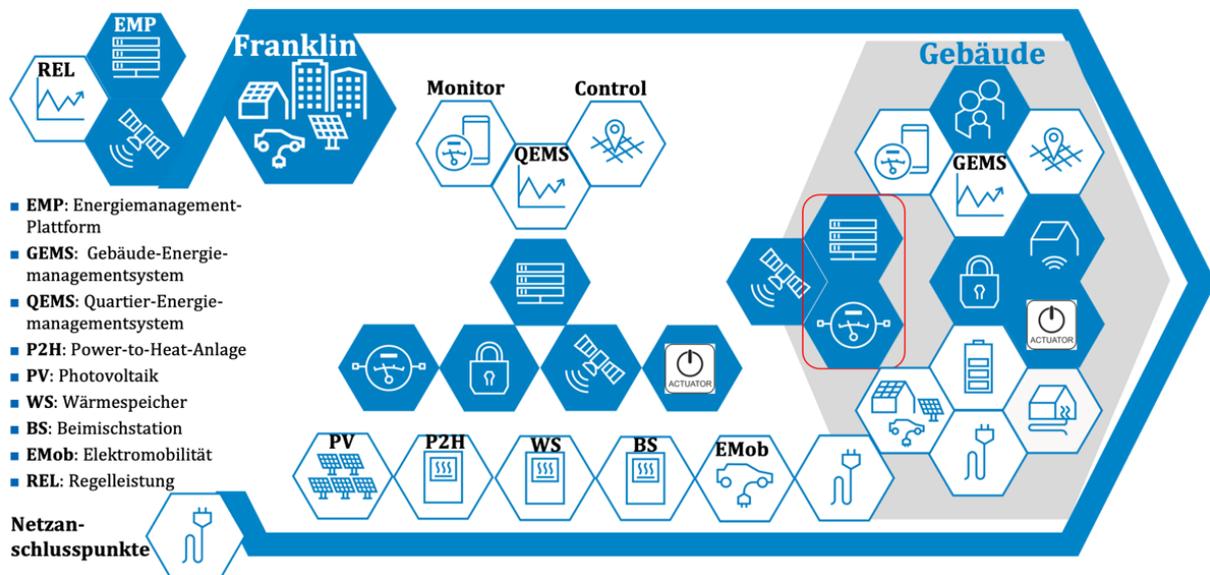


Abbildung 4 Energiemanagement im Stadtquartier FRANKLIN [C/sells – HLUCs G-H-I. (11/2020)]³

³ C/sells – HLUCs G-H-I. (05/2020). SINTEG-Programm des BMWi. Projekt C/sells. Teilprojekt 5 / Arbeitspaket 5.5. Wirtschaftliche, interoperable und sichere Einbindung flexibler Energiewandler. 11/2020

2.3 Simulationsbasierte Planung lokaler energetischer Anlagen unter besonderer Berücksichtigung größerer Ladeinfrastrukturen (IAT)

Für eine sektorübergreifende Planung und Bewertung von lokalen Energiesystemen, mit Schwerpunkt Elektromobilität, wurden im Zuge dieses Arbeitsinhaltes zwei Planungstools entwickelt. Dabei steht die Grobplanung in der frühen Phase von Energiesystemen (z.B. Wohnquartiere, Bestandsgebäude, Parkhäuser, etc.) im Vordergrund.

Der Local Grid Planner, der im Rahmen von c/sells weiterentwickelt wurde, vereint die frühzeitige wirtschaftliche Bewertung, Darstellung der Umweltauswirkungen und Analyse energetischer Auswirkungen. Für eine gute Übertragbarkeit und Anwendbarkeit des Simulationstools wurde eine Benutzeroberfläche für den Endnutzer entwickelt. Um den Anforderungen von Energieplanern und Wissenschaftlern gerecht zu werden, wurde eine qualitative Umfrage durchgeführt⁴. Hierfür wurden 36 Personen aus der Energiebranche zu ihren Erfahrungen und Anforderungen bezüglich einer Software zur Planung im Energie- und Mobilitätsbereich befragt. Die Ergebnisse der Umfrage flossen insbesondere in das Design und den Umfang der abzufragenden Parameter der Benutzeroberfläche (vgl. Abbildung 5 Benutzeroberfläche des Local Grid Planners – allgemeine Einstellungen) ein.

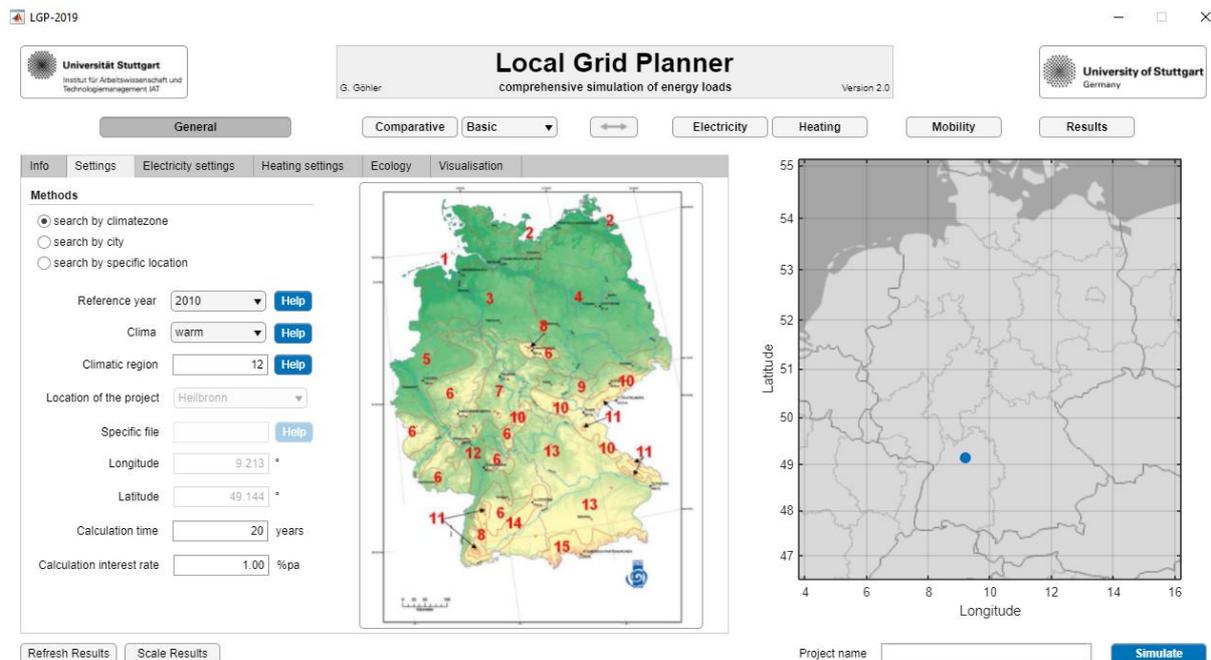


Abbildung 5 Benutzeroberfläche des Local Grid Planners – allgemeine Einstellungen

Durch den Local Grid Planner können verschiedenste Energiesystemkomponenten zu Varianten kombiniert und miteinander verglichen werden. Durch die Eingabe von Energiepreisen, Preissteigerungsraten, Zinssätzen und weiterer wirtschaftlich relevanter Daten, können die Systemkonfigurationen hinsichtlich ihre Wirtschaftlichkeit analysiert und unterschiedliche Szenarien miteinander verglichen werden. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung erfolgt hierbei durch die Kapitalwertmethode. Neben der Wirtschaftlichkeit, spielen

⁴ Göhler, G. (2018). Nutzerbezogene Anforderungsanalyse für Planungstools im Bereich Energie und Elektromobilität, Universität Stuttgart IAT

(https://www.muse.iao.fraunhofer.de/content/dam/iao/muse/de/documents/projekte/Goehler%202018_Nutzerbezogene%20Anforderungsanalyse%20f%C3%BCr%20Planungstools%20im%20Bereich%20Energie%20und%20Elektromobilit%C3%A4t_Csells.pdf)

Umweltauswirkungen eine wichtige Rolle. Der Local Grid Planner bewertet die ökologischen Auswirkungen durch anfallende CO₂-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, von der Herstellung, über den Betrieb, bis hin zur Entsorgung der Komponenten. Ebenfalls entscheidend für den Planer eines Energiesystems ist die technische Machbarkeit, bzw. Netzverträglichkeit. Bei der Integration einer großen Anzahl an Elektrofahrzeugen kommt der Netzanschluss oftmals an seine Grenzen, was eine Erhöhung der Netzanschlusskapazität, alternative Energiekonzepte durch stationäre Speicher oder intelligente Lademanagementsysteme zur Folge hat.

Ein Beispiel für eine wirtschaftliche Auswertung verschiedener Systemvarianten kann Abbildung 6 entnommen werden. Betrachtet man das Gesamtsystem über 20 Jahre wäre in diesem Fall Variante 3 mit PV-Anlage, Blockheizkraftwerk und Elektrofahrzeugen die beste Wahl, mit einer Amortisationsdauer von 10,5 Jahren.

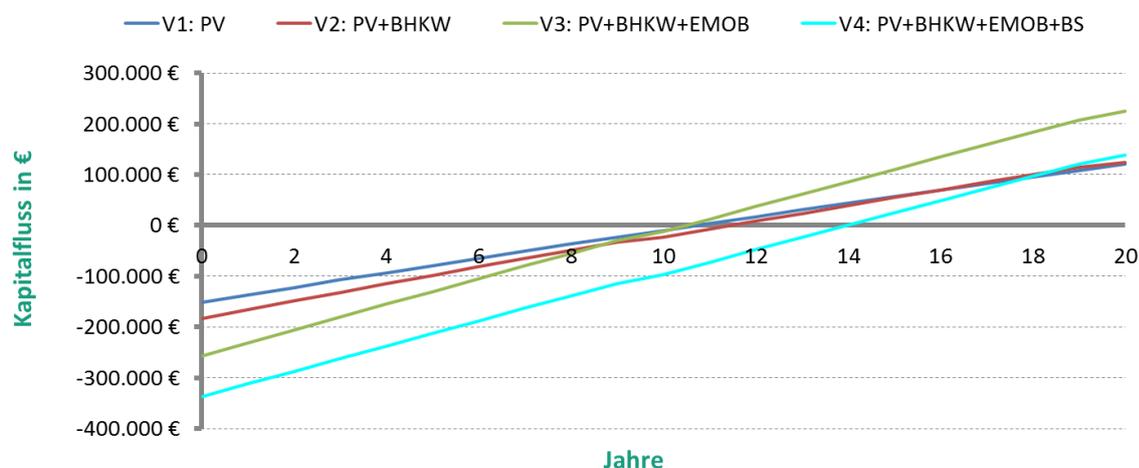


Abbildung 6 Beispielhaft Auswertung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Szenarien

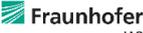
Besonderes Augenmerk des Local Grid Planners liegt auf der Integration der Elektromobilität bereits in der Planungsphase. Um das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge möglichst realitätsnah abbilden zu können, wurde ein weiteres Tool entwickelt – der „Lastprofilgenerator für Elektromobilität“. In der Veröffentlichung „Load Profile Generator for Electric Vehicle Home Charging“⁵ wird die Methodik zur Generierung von Lastprofilen, die in zwei Prozessschritte unterteilt ist, ausführlich beschrieben. Im ersten Schritt wird das Mobilitätsverhalten von Privatpersonen rekonstruiert, um ein Anwesenheitsprofil für Zuhause zu erstellen. Im zweiten Schritt wird mit einem variablen Einsteckverhalten und einer vorgegebenen Ladeleistung ein Lastprofil erstellt. Nutzt man den Anwesenheitsvektor in der weiterführenden Simulation, können neben der ungesteuerten Last auch Lademanagementsysteme und Drosselfunktionen modelliert werden. Hierdurch können weitere Szenarien betrachtet werden, um beispielsweise einen möglichen Ausbau des Netzanschlusses zu vermeiden. Der Lastprofilgenerator kann zur Erstellung einzelner Ladeprofile herangezogen werden. Wird die Simulation eines ganzen Fuhrparks betrachtet, werden die Profile der Elektrofahrzeuge individuell erstellt und gegebenenfalls zu einem Gesamtprofil zusammengeführt. Zur einfachen Anwendung des Endnutzers wurde eine Benutzeroberfläche erstellt, in der alle relevanten Parameter des Mobilitätsverhaltens und des Fahrzeugs erfasst werden (vgl. Abbildung 7).

⁵ Göhler, G., F. Otteny, H. Triebke, M. Reiser (2019). „Load Profile Generator for Electric Vehicle Home Charging“. In: Electric Vehicle Symposium (EVS 32) Lyon, France, May19-22, 2019



Universität Stuttgart
Institut für Arbeitswissenschaft und
Technologemanagement IAT

Profile Generator for Electromobile Loads



Part A) Statistical Reconstruction of the Mobility Behavior

This part's output is a vector of zeros and ones for 1 year at 5-minute intervals indicating whether the vehicle is at home (=1) or not (=0). This information serves to evaluate and compare different charging strategies for electric vehicles (EV). To enable forecast-based control the anticipated travelling distance in km for each trip is given in advance.

Home Work

Calendaric Parameters

Year: 2014 national holidays 2 Shift Work 3 Shift Work

Sick Days: 10 individual vacations Number of Profiles: 1

Regular Working Days & Hours

Working days: Mo Tu We Th Fr Sa Su

Regular working hours: Depart 6 Arrival 14

except Friday 22 6

Periodic Activities

activate

attendance [%]: 90

	Depart	Arrival
Sunday	20	22
Sunday	20	22

Oneway Distances [km]

Work*: 10 Periodic Activities: 3 Leisure: 6.9 Shopping: 4.5

Evening Activities

	Frequency	Duration
on workdays	2x per Week	2 h
on non-working days	1x per Week	4 h

Other Leisure Activities

	Frequency	Duration
Shopping	1x per Week	2 h
Trip	1x per Week	3 h

On Sunday, shops usually remain closed: Yes No

Part B) Load Profile Generation

The result is vector indicating the load profile in kW over time.

Electric Hybrid Combustor

Car Classification: All

Charging Parameter

Charging Power [kW]: 3.7

Load curve shape: Rectangular

Charging Behavior User: Always

Electricity Price at home [€/kWh]: 0.2913

on trip: 0.35

Car Parameter

Vehicle Type: M1_BMWi3

Name Vehicle Profile: M1_BMWi3

usable Capacity [kWh]: 32

Consumption [kWh/100km]: 12.9

adjust consumption

Leasing Purchase

Leasing Payments [€/month]: 399

fixed and maintenance costs [€/month]: 141

show carbon emission, production & transport

Part C) Description

Press ? for further explanations.

Help



Command Window

Project Name: Project Save profile show plots

Period under Review: 10 Load profile **Start Calculation**

Abbildung 7 Benutzeroberfläche des Lastprofilgenerators für Elektromobilität – Laden Zuhause

2.4 Simulationsbasierte Entwicklung von Betriebsstrategien für lokale energetische Anlagen mit größeren Ladeinfrastrukturen (IAO)

Im Rahmen dieses Arbeitsbereichs wurde die energetische Integration von Elektrofahrzeugen und deren Ladeinfrastruktur in die übergeordneten, lokalen Energiesysteme (Microgrids) bzw. die lokalen Stromnetze betrachtet. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Analyse der Netzbelastungen (Leistungsbedarfe und Spitzenlasten) sowie der Potenziale lokaler Energiemanagementsysteme (EMS) hinsichtlich eines Lastmanagements unter optionaler Berücksichtigung externer Randbedingungen (kritische Netzzustände). Zur Analyse wurde eine modulare Simulation in Matlab/Simulink entwickelt und auf exemplarische energetische Gesamtanlagen angewendet. Die Vorgehensweise im Projekt ist in Abbildung 8 dargestellt.

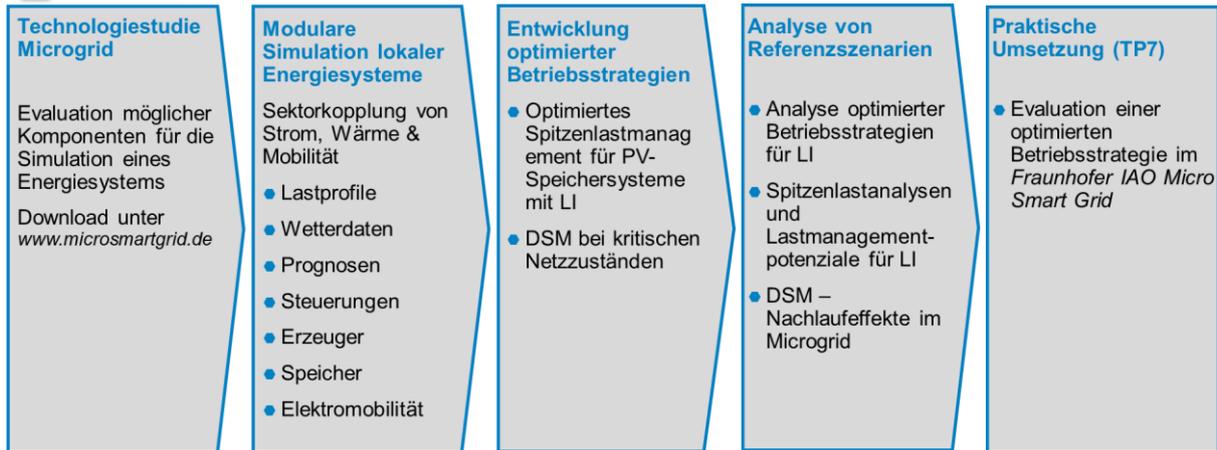


Abbildung 8 Entwicklung und Anwendung einer modularen Lastflusssimulation zur Analyse von Microgrids und zur Optimierung der individuellen Betriebsstrategien

Durch die Simulation können Microgrids flexibel mit den jeweils vorhandenen oder in Planung befindlichen energetischen Komponenten abgebildet und untersucht werden, unter Berücksichtigung zukünftiger Szenarien für die Elektromobilität. Mithilfe der Simulation kann für das jeweilige Setting eine optimale Betriebsstrategie hinsichtlich der individuellen Optimierungsziele und technischen Randbedingungen vor Ort entwickelt werden. Damit die Simulation möglichst einfach und breit angewendet werden kann, sind für die Anwendung einzelner Komponenten jeweils nur wenige individuelle Eingaben und Parameter erforderlich, die sich in der Regel auf Standard-Datenblättern finden lassen. Weitere interne Parameter und Kennlinien wurden vorab im Rahmen einer Technologiestudie evaluiert und fest in den Modulen hinterlegt. Insgesamt wurden rund 30 Einzelmodule entwickelt, welche Erzeuger, Verbraucher, Speicher und zugehörige Prognose- und Steuerungssysteme abbilden. Hierzu gehören Module zum einlesen oder generieren von Haushalts-, Gewerbe- und Elektromobilitätslastprofilen, PV-, Solarthermie- und Windkraftsysteme, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Heizkessel und Generatoren, Kältemaschinen, Strom- und Wärmespeicher, Wetterdaten und Prognosesysteme sowie die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Zur Demonstration der Leistungsfähigkeit des Simulationstools wurden verschiedene exemplarische Microgrids hinsichtlich unterschiedlicher Fragestellungen analysiert. In Bezug auf die Integration von Elektrofahrzeugen in lokale Netze wurde im Wesentlichen zwei Szenarien ausgewertet.

Zum einen wurde auf Basis des Simulationstools ein Optimierungsalgorithmus entwickelt, um für eine Ladeinfrastruktur, in Verbindung mit einer lokalen Erzeugung und einem Batteriespeicher, eine ganzjährig zuverlässige Spitzenlastbegrenzung zu gewährleisten, unter Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs. Der Algorithmus wurde für ein Wohnquartier mit entsprechenden Komponenten angewendet und für verschiedene Auslegungen von Erzeugung, Speichern und Verbrauchern ausgewertet. Das Verfahren konnten in allen Szenarien eine effizientere Nutzung der vorgegebenen Infrastruktur bewirken. Insbesondere konnten in Abhängigkeit der Szenarien zusammengefasst folgende Vorteile erwirkt werden:

- Ermöglichung einer Spitzenlastbegrenzung auch bei hohen Lasten und geringer Erzeugung
- Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Autarkiequoten bei funktionierender Spitzenlastbegrenzung
- Reduzierung der Netzanschlussleistung

- Effizientere Nutzung der Batteriekapazitäten, insbesondere bei ansonsten seltenen Spitzenlastüberschreitungen
- Verbesserung des Wirkungsgrades der Batterie über die gesamte Nutzungsdauer

Zum zweiten wurden die Potenziale für Netzdienstleistungen für das in Abbildung 9 dargestellte Microgrid mit Ladeinfrastruktur untersucht. Hierbei wurde eine Lastreduzierung bzw. verstärkte Einspeisung in Zeiten mit zu geringer Erzeugungsleistung (kritischer Netzzustand) im übergeordneten Versorgungsnetz initiiert. Die kritischen Zeitdauern wurden mit einem separaten Simulationstool für ein Jahr definiert und hinsichtlich ihrer Häufigkeit, Dauer und Verteilung in verschiedenen Szenarien variiert. Beim Auftreten eines kritischen Netzzustands wurde das BHKW eingeschaltet und die maximale Speichertemperatur erhöht, der Batteriespeicher entladen und die Ladeinfrastruktur gedrosselt. Die Szenarien wurden hinsichtlich der Lastreduzierungspotenziale, der Nachlaufeffekte und möglicher Mobilitätseinschränkungen analysiert.

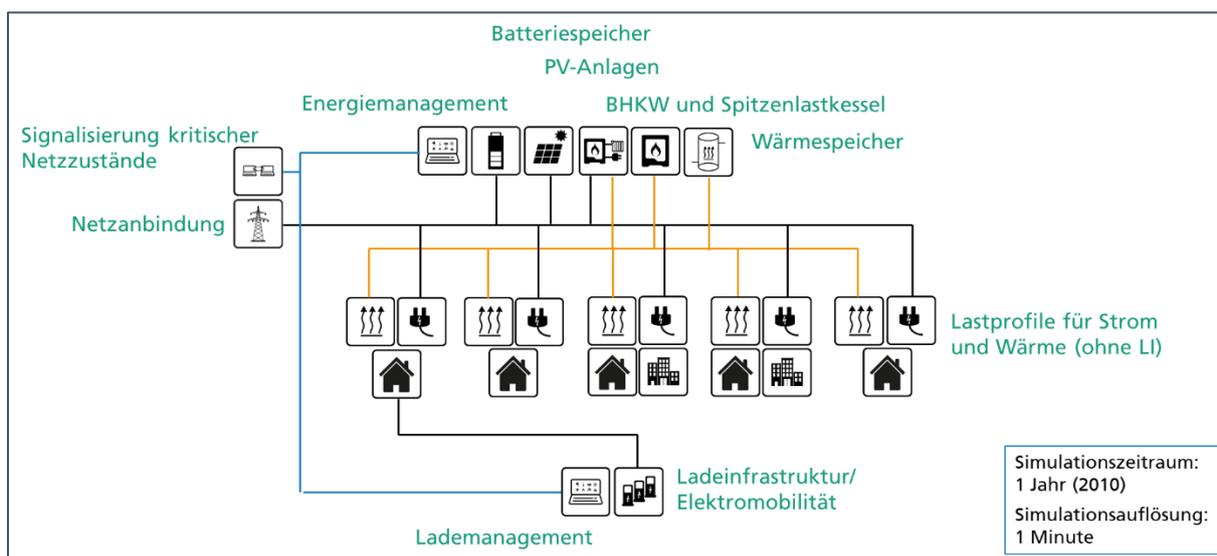


Abbildung 9 Simuliertes Microgrid zur Analyse der Lastsenkungspotenziale bei kritischen Netzzuständen und der resultierenden Nachlaufeffekte

In allen Szenarien konnte die Maximallast sowie die durchschnittliche Last des Microgrid während der kritischen Phasen deutlich gesenkt werden. Durch die Drosselung der Ladeinfrastruktur kam es für das angesetzte charge@home-Verhalten in keinem Szenario zu Einschränkungen der Mobilität. Bei kurzen kritischen Phasen ($\varnothing 15\text{min}$) kommt es zu keinerlei negativen Effekten während der Lastreduzierung. Mit zunehmender mittlerer Dauer kommt es während der kritischen Phasen teilweise zu moderaten Lasterhöhungen, da die gedrosselten Elektrofahrzeuge länger laden und die Gleichzeitigkeiten dadurch steigen können. Während der kürzeren und selteneren kritischen Phasen läuft das BHKW weitestgehend durch. Bei häufigen kritischen Phasen läuft das BHKW weitestgehend aber nicht immer voll durch, was zu Lasterhöhungen aufgrund von verschobenen BHKW-Laufzeiten führen kann. Dies lässt sich nur durch deutlich größere Wärmespeicher (ca. +60%) verhindern. Nach dem Ende der kritischen Phasen kommt es insbesondere durch die Ladeinfrastruktur zu Lasterhöhungen (Nachlaufeffekte), da die aufgrund der geringeren Ladeleistungen nicht vollgeladenen Fahrzeuge alle gleichzeitig mit voller Leistung laden. Aufgrund des teils leeren Batteriespeichers (insbesondere nach längeren kritischen Phasen) muss die Maximallast am Netzanschluss dann in geringem Maße durch eine weitere Drosselung der Fahrzeugladungen gewährleistet werden. Bei längeren kritischen Phasen ($\varnothing 60\text{min}$) kann es vor allem zum Ende

der Phasen zu Erhöhungen beim Netzbezug kommen. Da mehrere Microgrids erwartungsgemäß ähnlich reagieren würden, könnte sich das Problem akkumulieren. Eine Streckung der Maßnahmen durch geringere Batterieentladungen und höhere erlaubte Ladeleistungen bei der Ladeinfrastruktur könnte zu einem dauerhafteren aber kurzfristig geringeren Effekt führen. Alternativ könnten die kritischen Netzzustände in mehreren Microgrids kaskadiert ausgelöst werden. Das Ende einer kritischen Phase sollte ebenfalls möglichst kaskadiert gestaltet werden, um hohe Gleichzeitigkeiten bei den Nachlaufeffekten zu vermeiden. Für diesen Fall könnte mit Preissignalen oder Flexibilitätsangeboten gearbeitet werden. Verschiedene Microgrids würden dann ggf. bei unterschiedlichen Preisstufen die Lastreduzierung auslösen und beenden. Für mehr Flexibilität könnten allgemein größere Speicher verbaut werden, als es dem Bedarf im Normalbetrieb entspricht. Dies müsste jedoch geeignet gefördert werden.

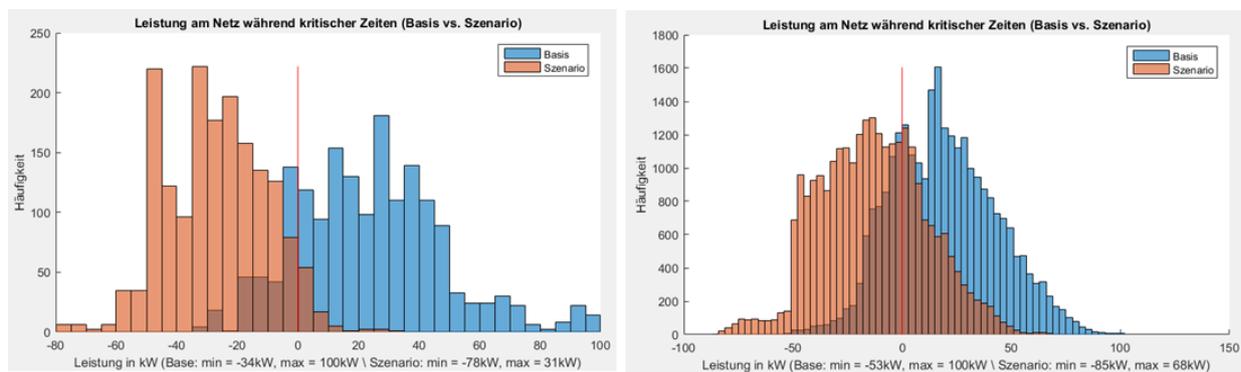
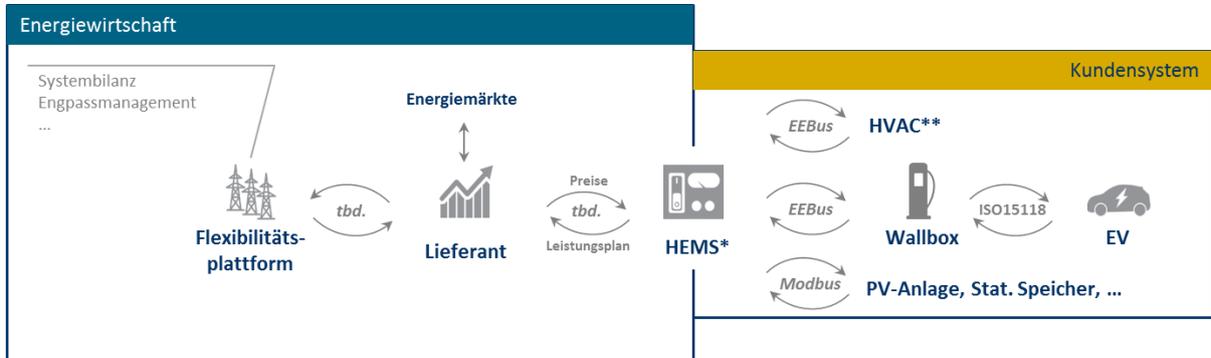


Abbildung 10 Exemplarische Auswertungen für die Lastsenkungspotenziale im Microgrid. Basis: ohne kritische Netzzustände, Szenario: mit Lastsenkung, Links: seltene kurze Phasen, Rechts: häufige lange Phasen

2.5 Anbindung und Aggregation kleinteiliger, elektrofahrzeugbezogener Flexibilitäten zur Vermarktung an einer Flexibilitätsplattform (TTG)

Eine Untersuchung der Möglichkeit der Einbindung von Elektrofahrzeugen in die C/sells Flexplattformen liegt Tennet-intern vor.



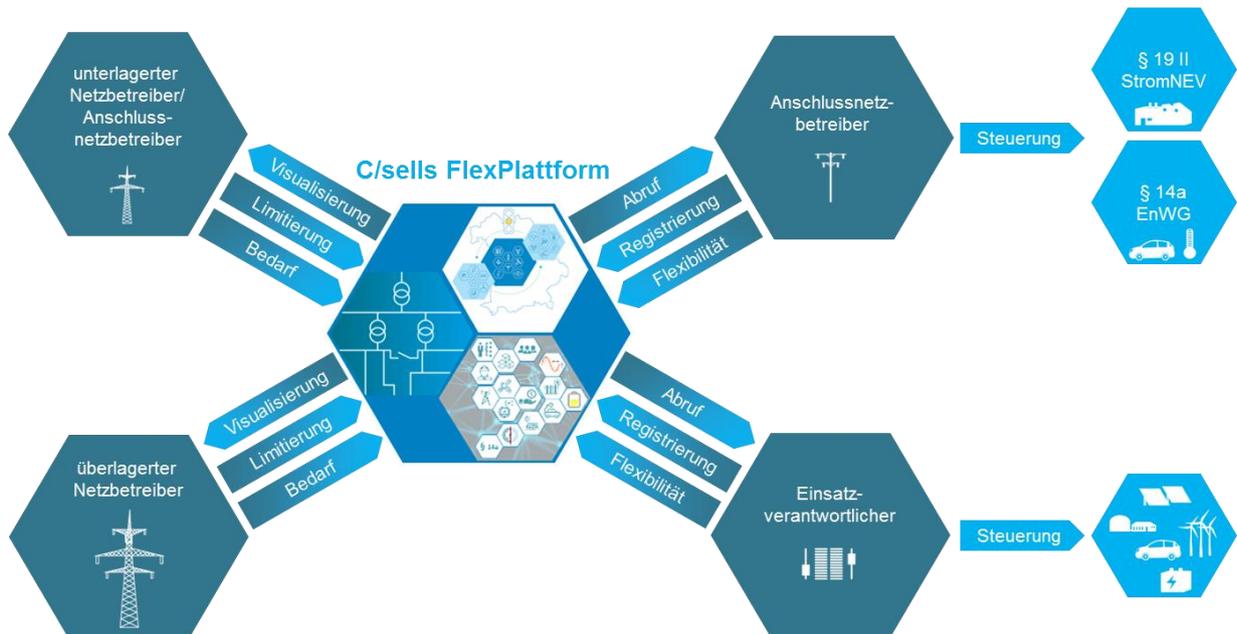
➔ **Flexibilität:** Die Möglichkeit zur externen Beeinflussung des Arbeitspunktes von Kundensystemen

➔ **Lieferant aggregiert Markt- und Flexibilitätsplattformdaten für das Kundensystem**

➔ **HEMS aggregiert sektorübergreifend flexible Komponenten des Kundensystems**

*: HEMS = HeimEnergieManagementSystem - **: HVAC = Heating, Ventilation and Air Conditioning

Quelle: ATZ Fachtagung **Netzintegration der Elektromobilität 2018**



3 Schlussbemerkungen

Mithilfe von maschinellem Lernen und historischen Daten einer elektrifizierten Dienstwagenflotte lassen sich Standorte und Batterieladungen prognostizieren um mit bidirektionalem Laden nicht benötigte Energie aus Fahrzeugbatterien als lokale Energiepuffer nutzbar zu machen. Für die Prognosen der Standorte der Fahrzeuge spielt der Reiseverlauf eine wichtige Rolle, durch welchen das Modell nach einer Fahrtzeit von 30 Minuten das Ziel zu 65,7% richtig klassifiziert. Auch die Aufbereitung der Daten wie beispielsweise die Rekonstruktion fehlender oder fehlerhafter GPS-Daten mithilfe von Map-Matching verbessert die Prognosegenauigkeit. Eine Schnittstelle ermöglicht es Prognose-Daten für einzelne Fahrzeuge oder für die gesamte Flotte abzurufen, so dass zusätzliche Energiepuffer durch die Fahrzeugbatterien lokal eingeplant werden können.

Der Einsatz eines sektorübergreifenden Energiemanagementsystems durch die MVV im Mannheimer Stadtquartier FRANKLIN erlaubt sowohl die optimierte Fahrweise im Wärmenetz unter Einsatz erneuerbarer Energien als auch die Aggregation von Flexibilitätspotentialen aus verschiedenen Quellen. Dies betrifft die Nutzung der Flexibilität von mit Energiemanagementsystemen ausgestatteten Gebäuden als auch die Flexibilität von Anlagenkombinationen aus PV und Strom-Wärme-Kopplungen. Diese Flexibilität kann beispielsweise genutzt werden, der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität jederzeit die benötigte Maximalleistung zur Verfügung zu stellen. Schlussendlich kann durch die Schnittstelle zur IIS-Komponente Flexibilitätskataster verbleibende Flexibilität auf parallel existierenden Märkten (z.B. Regelenergie und regionaler Flexibilitätsmarkt) bereitgestellt werden, ohne eine Doppelvermarktung zu verursachen.

Die Entwicklung verschiedener Planungstools für Energiesysteme im Sinne der Sektorkopplung und Abbildung des Mobilitätsverhaltens ermöglicht eine übertragbare Analyse der Wirtschaftlichkeit, ökologischen Auswirkungen und energetischen Effizienz. Durch eine intuitive Benutzeroberfläche des Dimensionierungstools kann der Endnutzer verschiedenste Energiesysteme untersuchen und bewerten. Das Modell kann zukünftig durch weitere Komponenten ergänzt werden und bietet dadurch die Flexibilität im Sinne der Energiewende und Vernetzung verschiedener Sektoren. Der hier entwickelte Lastprofilgenerator kann für eine Prognose des individuellen Ladebedarfs von Elektrofahrzeugen eingesetzt werden und bildet damit die Basis für weiterführende Simulationen im Energie- und Mobilitätsbereich.

Durch die modularen Simulationskomponenten für Microgrids wurde eine Grundlage für die Planung und Analyse von lokalen Energiesystemen geschaffen, welche sich auf vielfältige Weise einsetzen lässt. Durch den modularen Ansatz lassen sich reale und geplante Microgrids individuell und einfach abbilden. Durch die Simulation können die Auswirkungen zukünftiger energetischer Szenarien auf die Lastsituation der Microgrids analysieren. Weiterhin kann der Nutzen von Standard-Betriebsstrategien für das Lade- und Energiemanagement ausgewertet und optimierte Betriebsstrategien entwickelt werden. Darüber hinaus ist es möglich, externe Signalisierungen wie beispielsweise Preissignale in den Betriebsstrategien zu berücksichtigen. Das Simulationstool kann somit als wissenschaftliches Werkzeug oder zur konkreten Anlagenplanung eingesetzt werden. Durch die Auswertung von Referenzszenarien konnte die Leistungsfähigkeit der Simulation demonstriert werden.

4 Einordnung der Tätigkeiten in das Gesamtprojekt

Der hier vorliegende High-Level-Use-Case überschneidet sich mit mehreren weiteren High-Level-Use-Cases im Projekt c/sells, für welche separate Dokumente erstellt wurden. Der Aspekt der Elektromobilität stellt hier einen Spezialfall dar, dessen besondere Anforderungen im hier vorliegenden Dokument betrachtet werden. Es existieren inhaltliche Anknüpfungspunkte zu den Beschreibungen der weiteren High-Level-Use-Cases.

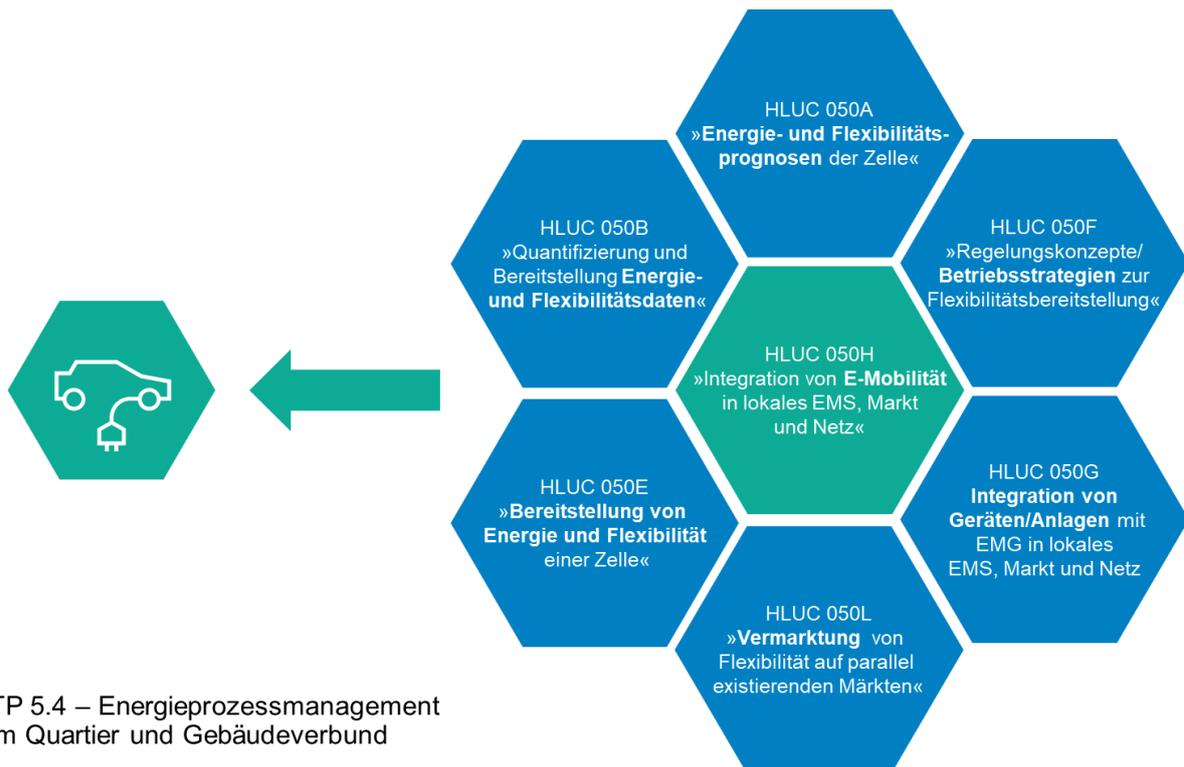


Abbildung 11 Einordnung des High-Level-Use-Case in die weitere Dokumentation im Projekt c/sells

Die Tätigkeiten zu diesem HLUC sind in der GVB dem Arbeitspaket AP 5.4. zugeordnet. Die im Dokument vorgestellten Inhalte sind in den TVBs der einzelnen Partner definiert, für welche eigene Abschlussdokumente erstellt wurden.

IAO (KEIM)

Die Tätigkeiten zu diesem HLUC sind in der TVB dem Arbeitspaket 5.4.1 zugeordnet:

- Konzeption und Umsetzung einer Schnittstelle zur Aggregation realer, elektrofahrzeugbezogener Daten und zum Abruf allgemeiner Prognosedaten
- Methodenentwicklung und -anwendung zur Aggregation und Auswertung erfasster (elektrofahrzeugspezifischer) Daten sowie zur Verwertung und Überleitung in Prognosedaten. Darstellung und Bereitstellung von Prognosedaten mittels interaktiver Karten und Visualisierungen von Energieflüssen

Folgende Ergebnisse wurden erreicht:

- [E 5.4.13] Schnittstelle zur Verwertung von e-fahrzeugspezifischen Daten als Basis für kurz- und mittelfristige geografische Prognosen über deren Energieverteilung
- [E 5.4.14] Kartenbasierter Informationsdienst für die Nutzung e-fahrzeugspezifischer Prognosedaten

IAT

Die Tätigkeiten zu diesem HLUC sind in der TVB den Arbeitspaketen 5.4.1 zugeordnet:

- Aufbau des Simulationsmodells zur Planung, Dimensionierung und Bewertung von lokalen Energie- und Mobilitätssystemen

Folgende Ergebnisse wurden erreicht:

- [E-IAT-5.4.1] Anforderungskatalog für Energieplanungssoftware und die Bedürfnisse von Anlagenplanern und Energieberater
- [E-IAT-5.4.2] Zusammenführung rechtlicher Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft für Liegenschaften
- [E-IAT-5.4.3] Definition wichtiger Zielkriterien/Zielfunktionen zur wirtschaftlichen, ökologischen und energetischen Bewertung
- [E-IAT-5.4.4] Konzeptionierung und Lastmodellierung relevanter Energieflüsse (Strom, Wärme, Kälte) und E-Mobilität
- [E-IAT-5.4.5] Modellierung der Systemkomponenten
- [E-IAT-5.4.6] Regelungskonzept zur spartenübergreifenden Regelung
- [E-IAT-5.4.7] Jahresbilanz und Prüfung des Gesamtmodells (Szenarioanalyse)
- [E-IAT-5.4.8] Optimierungsalgorithmus für automatisierte Dimensionierung und Implementierung in das Gesamtmodell
- [E-IAT-5.4.9] Dimensionierungstool mit einer grafischen Benutzeroberfläche (GUI)

IAO

Die Tätigkeiten zu diesem HLUC sind in der TVB den Arbeitspaketen 5.4.1 und 5.4.3 zugeordnet:

- Markt- und Technologierecherche zur Evaluation von potentiellen Komponenten für lokale Micro Grids. Evaluation allgemeiner Rahmenbedingungen, Schnittstellen und Datenflüsse in lokalen Micro Smart Grids
- Konzeption einer Micro Smart Grid (MSG)-Simulation
- Modellierung von MSG-Komponenten und Systemintegration in ein Gesamtsimulationsmodell
- Analyse optimaler Regelstrategien für gängige MSG-Anlagen und Darstellung zur Nachnutzung
- Entwicklung, Modellierung und Test von Optimierungsverfahren zur Generierung fallspezifischer Betriebsstrategien für MSGs

Folgende Ergebnisse wurden erreicht

- [E 5.4.8] Markt- und Technologierecherche zu MSG-Komponenten und MSG-relevanter Rahmenbedingungen
- [E 5.4.9] Konzept für eine modulare MSG-Simulation und zugehöriger Regelstrategien
- [E 5.4.10] Modulare MSG-Simulation mit flexibler Auswahl der Komponenten
- [E 5.4.11] Optimierungsalgorithmen zur Entwicklung und Evaluation lokaler Regelstrategien für MSGs im Rahmen der MSG-Simulation
- [E 5.4.12] Darstellung optimaler Regelstrategien für exemplarische MSG-Konstellationen

Die Tätigkeiten knüpfen an das UAP 7.6.3: »Implementierung einer optimierten Betriebsstrategie in die reale Steuerung des Fraunhofer IAO Micro Smart Grid« an.

MVV

Die Tätigkeiten zu diesem HLUC sind in der TVB dem Arbeitspaket 5.4 sowie dem im Rahmen des AP 7.8 definierten Use Case 7.8.3.1 – Ladenmanagement zur öffentlichen Ladeinfrastruktur – zugeordnet.

Nachfolgende Tabelle stellt gleichzeitig die Beziehungen zu den anderen Use Cases aus AP 7.8 sowie zu den High-Level Use Cases her.

Arbeitspaket	Teilaufgabe TA	TA-Bezeichnung	Use Cases	HLUCs
AP 5.3	5.3.1, 5.3.3	Anforderungsanalyse / Umsetzungskonzeption und Pilotbetrieb hochauflösendes Metering für Prosumenten	7.8.4.1. - Bereitstellung und Visualisierung hochaufgelöster Smart Meter Daten	050C
AP 5.2	5.2.2, 5.2.5	Konzeption und Pilotbetrieb zur aggregierten Vermarktung der Quartiersflexibilität	7.8.1.2. - Ermittlung und Angebot von Regelleistung	050L
AP 5.4	5.4.1, 5.4.3	Regelungskonzepte und Betriebsstrategien sowie Evaluation im Umfeld von Quartiersenergiemanagement	7.8.2.2. - Wärmenetzoptimierung mit Energiemanagementsystem	050B, 050D, 050F
AP 5.4	5.4.2	Use Cases und prototypischer Demonstrator für autonome Betriebsführungsstrategien bei dezentralen Versorgungskonzepten unter Integration von Ladeinfrastrukturen	7.8.3.1. - Lademanagement zur öffentlichen Ladeinfrastruktur	050H
AP 5.4	5.4.2	Daten und Schnittstellen für lokale Regelungskonzepte inkl. der technischen Infrastrukturen aus TP3 (z.B. Flex.kataster)	7.8.4.2. - Mehrwertdienste auf Basis hochaufgelöster Smart Meter Daten und Prognosen zur Erhöhung der	050A, 050C, 050E,

			Energieeffizienz und zur Ermittlung von Flexibilität	
AP 5.5	5.5.1, 5.5.3	Anforderungen, Spezifikation und Pilotierung und Tests anlagenbezogener Schnittstellen	7.8.1.1. - Verstärkung im Wärmenetz mit P2H-Anlage 7.8.2.1. - Laden und Entladen von im Schwarm geschalteten Heizpufferspeicher entsprechend Zustand Wärmenetz	050G, 050I

Zugeordnete Teilaufgaben, Ergebnisse und Meilensteine:

Inhaltlich sind den in der zweiten Spalte genannten Teilaufgaben zum AP 5.4 folgende Arbeitsschritte (**MVV.xxx**) aus der Teilvorhabensbeschreibung der MVV.

Teilaufgabe 5.4.1: Konzeption und Modellierung von Werkzeugen für das spartenübergreifende Energiemanagement

- **MVV.031:** Anforderungen und Use Cases für lokale Regelungskonzepte auf Basis der in TP3 geschaffenen technischen Infrastrukturen aus Sicht der Zellen in AP7.8

Teilaufgabe 5.4.2: Datenbereitstellung und Schnittstellen für das spartenübergreifende Energiemanagement

- **MVV.032:** Daten und Schnittstellen für lokale Regelungskonzepte auf Basis der in TP3 geschaffenen technischen Infrastrukturen aus Sicht der Zellen in AP7.8

Teilaufgabe 5.4.3: Betriebsstrategien und Regelungskonzepte für das spartenübergreifende Energiemanagement

- **MVV.033:** Betriebsstrategien und Test von Piloten für automatisiertes Energiemanagement im Stadtquartier FRANKLIN

Ergebnis 5.4.1: Use Cases und prototypischer Demonstrator für autonome Betriebsführungsstrategien bei dezentralen Versorgungskonzepten unter Integration von Ladeinfrastrukturen

MS	AP	Meilenstein	Datum
5.003	5.4	Anforderungen an Regelungskonzepte und Betriebsstrategien für spartenübergreifendes Energiemanagement	10.2017
5.007	5.4	Datenbereitstellung und Schnittstellenanforderungen	06.2018
5.029	5.4	Integration der Werkzeuge und Modelle zur Validierung in Demonstrationsvorhaben in TP 3, 6 und 7	08.2020
5.034	5.4	Dokumentation der Werkzeuge, Betriebsführungsstrategien und Schnittstellen	12.2020



Die Beschreibung des Use Cases „7.8.3.1 Lademanagement zur öffentlichen Ladeinfrastruktur“ erfolgt im Kapitel 7.1.6 des Ergebnisdokumentes „High-Level-Use-Case 050G, 050I, TP5, AP 5.5, C/Sells-Blaupause: Grün – sichere Gebäude- und Geräteintegration“.

C/sells – HLUCs G-H-I. (05/2020). SINTEG-Programm des BMWi. Projekt C/sells. Teilprojekt 5 / Arbeitspaket 5.5. Wirtschaftliche, interoperable und sichere Einbindung flexibler Energiewandler. 11/2020

C/sells – QEMS FRANKLIN. (08/2019). SINTEG-Programm des BMWi. Projekt C/sells. Teilprojekt 7 / Arbeitspaket 7.8. Vernetztes und flexibles Energiemanagement im Quartier und Gebäudeverbund. 08/2019

TTG

Die Tätigkeiten zu diesem HLUC sind den TVB-Inhalten den Arbeitspaketen 5.4 zugeordnet:

- Phase 1: Konzeption - Untersuchung der Möglichkeiten der Netzstützung durch Elektroautos (netzdienliches Be- und Entladen; Teilnahme an Flex-Plattform)
- Phase 2: Aufbau der notwendigen Infrastruktur
- Phase 3: Testphase
- Phase 4: Etablierung der notwendigen Prozesse"
- Phase 5: Analyse der Ergebnisse und u.a. Weiterentwicklung der Prozesse

Zugeordnete Use Cases:

- Akteursübergreifendes Modell der energiewirtschaftlichen Integration netzdienlicher (kleinteiliger) Flexibilität

C/sells – Die c/sells Flexplattform. (08/2020). SINTEG-Programm des BMWi. Projekt C/sells. Teilprojekt 5 / Arbeitspaket 5.2. Bidirektionaler Handel in Märkten