

Forschungsbericht BWPLUS

Gemeinschaftsdienliche Energie-Lade-Zellen GELaZ

von

K. Peter, A. Minde, S. Friedrizik

ISC Konstanz - ISC

A. Weber

Hochschule Reutlingen – HSRT

M. Stauch, A. Pfeif

Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim

Förderkennzeichen: BWINP 19001 - 19003

Laufzeit: 01.07.2019 – 30.09.2021

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre
Sicherheit (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert.

April 2022

Inhalt

1. Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse	3
2. Aufgabenstellung	4
3. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	5
4. Erzielte Ergebnisse	6
Arbeitspaket A: Koordination	
A.1. Erfolgskontrolle und Zusammenarbeit der Projektpartner	6
A.2. Verwertbarkeit der Ergebnisse	6
A.3. Berichterstellung	7
A.4. Kommunikation mit dem Projektträger PTKA und der Öffentlichkeit	7
Arbeitspaket B: Ladepark Bärenwiese Ludwigsburg	
B.1. Installation der Ladeinfrastruktur	8
B.2. Auslastung der Infrastruktur	10
B.3. Entwicklung neuer Tarifmodelle	10
Arbeitspaket C: GELaZ an der Hochschule Reutlingen	
C.1. Voruntersuchungen	11
C.1.1. Potential von Lastmanagement an der Hochschule Reutlingen	11
C.1.2. Auslegung der gemeinschaftsdienlichen Ladeinfrastruktur	12
C.1.3. Übertragbarkeit der Ergebnisse	15
C.2. Netzanbindungs- und Betriebsoptionen	16
C.2.1. Ausgangslage	16
C.2.2. Optionen	16
C.2.3. Netzanschluss- und Messkonzept	17
C.3. Umsetzung der Baumaßnahmen	19
C.3.1. Standort	20
C.3.2. Netzanschluss-, Erd- und Elektroarbeiten	20
C.3.3. Herausforderungen	21
C.4. Kommunikation und Steuerung	22
C.4.1. Kommunikationsstruktur	22
C.4.2. Gemeinschaftsdienliches Lastmanagement	22
C.4.3. Integration einer App in gemeinschaftsdienliches Lademanagement	23
C.5. Einbindung in das Virtuelle Kraftwerk Neckar-Alb	24
C.6. Livebetrieb zur Demonstration mit netz- und liegenschaftsdienlichem Lademanagement	28
C.6.1. Fahrzeugdaten	28
C.6.2. Ladezyklen bei voller Leistung	29
C.6.3. Ladezyklen bei Nutzung von Solarenergie	34
C.6.4. Ladezyklen mit reduzierter Leistung	36
C.6.5. Fazit aus den Testsznarien	41
C.6.6. Berücksichtigung v. Netzrestriktionen u. sektorenübergreif. Modellierung innerh. d. Virtuellen Kraftwerks Neckar-Alb	42
Arbeitspaket D: Ladepark solarLAGO Konstanz	
D.1. Installation der Infrastruktur für 16 Ladeanschlüsse	45
D.1.1. Einbringung des zentralen Schaltschranks	45
D.1.2. Installation der Ladepunkte	46
D.1.3. Dimensionierung der verfügbaren Ladeleistung	48
D.1.4. Die Methanol-Brennstoffzelle	49
D.2. Einbindung der LIS in das EMS des ISC Konstanz	50
D.2.1. Die Ladeinfrastruktur (LIS)	50
D.2.2. Seal und TH-E EMS	50
D.2.3. Kommunikationsstruktur	51
D.2.4. Spitzenabdeckendes Lastmanagement	52
D.3. Einbindung der Brennstoffzelle in das Gesamtsystem	53
D.3.1. Funktionsweise	54
D.3.2. Steuerung der Komponenten	55
D.3.3. Testergebnisse	56
5. Verwertungsabsichten	58

1. Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

GELaZ ermöglichte die Errichtung gemeinschaftsdienlicher Demonstrationsanlagen für Elektroauto-Ladeinfrastruktur (LIS) an den drei Standorten: Ludwigsburg, Reutlingen und Konstanz.

In **Ludwigsburg** wurde auf dem Parkplatz Bärenwiese die LIS wie geplant von der SWLB installiert und ist seither störungsfrei in Betrieb. Die zunächst statisch vorgegebene Restriktion wurde im Jahr 2020 durch das dynamische Lastmanagement ersetzt. Die SWLB konnten dadurch Erfahrungen mit der Integration von E-Mobilität in Bestandsgebieten sammeln. Das Thema dynamisches Lastmanagement war von zentraler Bedeutung, da die LIS an die bestehende örtliche Netzstation „Alleenstraße“ angeschlossen wurde, die bereits der Versorgung von unterschiedlichen umliegenden Unternehmen, öffentlichen Einrichtungen und sonstigen Liegenschaften diene. Hersteller der Ladesäulen ist die ChargeIT. Es stehen 6 Ladepunkte mit jeweils bis zu 22 kW Leistung bereit. Die Gesamtsumme der Leistung je Ladestation beschränkt sich auf max. 33 kW. Bei Bedarf besteht Erweiterungspotential. Die Auslastung der LIS zeigte nach Fertigstellung mit zunehmender Bekanntheit einen steigenden Trend, der allerdings durch die zwei Lockdowns aufgrund der Corona-Pandemie unterbrochen wurde. Deshalb sind die Jahre 2020 und 2021 nicht repräsentativ für die Nutzung einer halböffentlichen LIS. Aufgrund der aktuell anhaltenden geringen Auslastung kommt das Lastmanagement derzeit noch kaum zum Einsatz.

An der Hochschule **Reutlingen** wurde eine technisch, wirtschaftlich und ökologisch günstige Lösung für die Netzanbindung und den Betrieb der LIS gefunden, die regulatorisch zulässig ist. Das Pilotprojekt hat Modellcharakter bei der landesweiten Erschließung des Parkraums durch die landeseigene Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg (PBW). Der Demonstrator am Reutlinger Energiezentrum zeigt exemplarisch, wie eine buchhalterische Trennung zwischen Eigentümern von Ortsnetztransformatoren und dem Bewirtschafter von Ladesäulen auf Parkplätzen administrativ und technisch möglich ist. Diese Konstellation kann auch auf Firmenparkplätze zutreffen, sodass sich die Ergebnisse des Pilotprojekts auf viele Anwendungsfälle übertragen lassen. Die installierte LIS wurde in die Demonstrationsplattform Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb integriert. Darin eingebunden sind u. a. ein gasbetriebenes BHKW, Wärmespeicher, Wärmeverbraucher und mehrere PV-Anlagen. Diese Anlagen werden gemeinsam mit der LIS unter Berücksichtigung netzspezifischer Beschränkungen sektorenübergreifend wirtschaftlich optimiert. Dadurch ermöglicht das Virtuelle Kraftwerk einen gemeinschaftsdienlichen Betrieb der LIS. Seit Januar 2022 steht die LIS der Öffentlichkeit zur Verfügung.

Am ISC **Konstanz** wurde ein System mit 16 Ladepunkten installiert, welche im zentralen Ladeschrank geregelt werden. Dem System lässt sich eine maximale Ladeleistung vorgeben, um Netzknotenpunkte trotz eventuell zu geringer Auslegung nicht zu überlasten. Die maximal zulässige Ladeleistung aller Ladepunkte lässt sich auch über eine Schnittstelle dynamisch und in Realtime anpassen. So lassen sich kurzfristig Lasten begrenzen, oder perspektivisch auch abwerfen. Das Lastgangprofil des ISC Konstanz beinhaltet einige große Verbraucher, wie beispielsweise den Feuerofen im Herstellungsprozess von Photovoltaik-Zellen, welcher innerhalb kürzester Zeit auf bis zu 100 kW Leistung hochgefahren wird. Während dieser Spitzen darf möglichst kein Ladepunkt zusätzliche Last ermöglichen. Implementiert wurde die Ermittlung und Übermittlung dieser dynamischen Grenzwerte im hauseigenen Framework, welches seit 2014 am ISC Konstanz in einer Vielzahl von Projekten verwendet und stetig weiterentwickelt wird. Trotz Lademanagementsystem des Elektroladeparks war es wichtig, möglichen Lastspitzen entgegenwirken zu können. Dazu wurde im Projekt eine 5 kW Methanol-Brennstoffzelle mit Wasserstoff-Reformer als flexibler Energieerzeuger installiert. Im Gegensatz zu reinem Wasserstoff ist der Treibstoff Methanol leicht zu lagern und nachzufüllen.

2. Aufgabenstellung

GELaZ folgte dem Förderaufruf „Intelligente Netzanbindung von Parkhäusern und Tiefgaragen“ (INPUT), mit dem Pilotprojekte unterstützt werden sollten, bei denen aufgrund des Einbaus von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in Parkhäuser, Parkplätze und Tiefgaragen (PPT) die Anbindung an das Stromnetz beispielhaft aufgezeigt und intelligent gelöst wird.

Das Gesamtziel des Vorhabens umfasste deshalb: Errichtung öffentlichkeitswirksamer Demonstrationsanlagen mit vielen Ladeanschlüssen an drei verschiedenen Standorten in Baden-Württemberg: Ludwigsburg, Reutlingen und Konstanz.

Es sollte auf bereits erprobte Hardware- und Softwarelösungen zurückgegriffen werden, die auf die örtlichen Gegebenheiten zum gleichzeitigen Laden mehrerer Fahrzeuge angepasst wurden.

Das Vorhaben diente der Demonstration und Einholung von Erfahrungen zu dynamischem Lastmanagement an einem öffentlichen Freiflächenparkplatz (Bärenwiese Ludwigsburg), wo die Netzanschlussleistung wesentlich geringer als die Summe der theoretisch möglichen Ladeleistungen aller Ladepunkte ist. Die zur Verfügung stehende Leistung sollte gleichmäßig auf alle ladenden Fahrzeuge aufgeteilt werden. Zusätzlich galt es zu untersuchen, ob variable Tarife, beispielsweise in Abhängigkeit von der zur Verfügung gestellten Ladeleistung, bei den Endnutzern auf Akzeptanz stoßen.

Die Möglichkeiten zur Nutzung bestehender Netzanschlüsse für die Elektroauto-Ladeinfrastruktur sollte aufgezeigt, bewertet und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden. Auf die Installation neuer Netzanschlusspunkte und Ortsnetztransformatoren innerhalb der Liegenschaften sollte verzichtet werden. Der Leistungspreis einer Liegenschaft am bestehenden Netzanschlusspunkt erhöht sich durch die Ladeinfrastruktur nicht. Mögliche Lastspitzen sind durch das Lademanagement zu verhindern.

In Reutlingen stellte sich die Aufgabe, den Strombezug für die Liegenschaft und die Ladeinfrastruktur getrennt abzurechnen - transparent und ohne Zusatzaufwand für die Liegenschaft (Landesbetrieb Vermögen und Bau Baden-Württemberg, VBA) und die Parkplatzbewirtschaftung (PBW). Die Erfassung der Energie- und Leistungsflüsse sollte durch den Messstellenbetreiber über eine sichere Verbindung erfolgen. Die innerbetriebliche Versorgung der Liegenschaft hatte Vorrang vor den Ladesäulen, dies sollte durch das Lademanagement sichergestellt werden. Der Eigenstromverbrauch innerhalb des Netzanschlusspunktes war zu maximieren, um Energiebezugskosten und Netzentgelte für Liegenschaft und Ladesäulen zu minimieren. Die im Rahmen des „Virtuellen Kraftwerks Neckar-Alb“ aufgebaute Infrastruktur mit PV und KWK sollte in das Lastmanagement mit einbezogen werden.

In Konstanz war es die Aufgabe, an einem durch Maschinen und PV-Anlagen stark bzw. volatil belasteten Ortsnetztransformator eine systemdienliche Ladeinfrastruktur zu etablieren. Die Kombination von volatilen Lasten, PV-Anlagen, Akku-Speicher und Brennstoffzelle an einem Netzknotenpunkt sollte demonstriert werden. Die Mitarbeiterparkplätze sollten nachts und am Wochenende umliegenden Anwohnern verfügbar gemacht werden.

Allgemein war zu demonstrieren, dass zur Netz- und Systemdienlichkeit an Ladeparks mit mehreren Fahrzeugen die zu verteilende Leistung nach Netzzustandsgrößen oder Preissignalen geregelt werden kann. Denn kostengünstige Massen-Ladelösungen können künftig nur realisiert werden, wenn auf den Netzausbau vor Ort weitgehend verzichtet werden kann. Deshalb sollte gemeinschaftsdienlich geladen werden, indem die Leistung für die einzelnen Fahrzeuge nach bestimmten vorgegebenen Indikatoren gedrosselt wird. Wichtigster Indikator ist dabei zunächst die örtliche Belastungsgrenze des Netzknotenpunktes (Leistungs- und Spannungsmessung).

3. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Aus dem Pionierland der Elektromobilität, Norwegen, war vor Projektstart bereits ein System bekannt, welches mit nur 63 A bis zu 100 Elektrofahrzeuge lädt (<http://www.novavolt.ch/Loesung/>). Ein solches System wurde zudem auch in der Schweiz getestet.

In Baden-Württemberg gab es auch bereits Ansätze. Z.B. nutzten bis zum Frühjahr 2019 zehn Familien in Ostfildern-Ruit Elektrofahrzeuge für einen entsprechenden Netzversuch der EnBW:

<https://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.elektromobilitaet-in-stuttgart-damit-die-sicherungen-nicht-rausfliegen.07417ad4-5f0e-4d50-8a44-1939767e7c07.html>

Das Potential, welches die Smart Grid-Technologie bietet, war jedoch bei Parkhausbetreibern und Betreibern privater und öffentlicher Parkräume im Allgemeinen zu wenig erprobt bzw. demonstriert und deshalb letztendlich auch bei der Bevölkerung zu wenig verankert.

Der ISC Konstanz hatte vor Projektstart bereits Erfahrung mit der Laststeuerung bei der Ladung von Elektrofahrzeugen aus dem EU-Projekt „CoSSMiC“ gesammelt. Dabei wurde bei Hausanschlüssen mit Photovoltaikanlage den Fahrzeugen durch Signal-Pulsweitenmodulation übermittelt, wie viel Leistung angefordert werden darf. Die elektronischen Prinzipien beim Laden von Fahrzeugen mit Anschlüssen des Typs 1 und des Typs 2 sind aus Theorie und Praxis bekannt. Das erlernte Know-how wurde im vom BMWi geförderten Verbundprojekt C/sells und an der institutseigenen Ladesäule eingesetzt. Erfahrungen im Bereich Sektorenkopplung wurde im baden-württembergischen Vorhaben „Ehoch4 Quartier 4.0“ gesammelt. Im Jahr 2019 führt der ISC Konstanz zusammen mit der Hochschule Konstanz und den Stadtwerke Konstanz im Auftrag des Umweltministeriums eine Konzeptstudie für den emissionslosen öffentlichen Nahverkehr (Busse, Schiffe) durch, bei der die Elektromobilität und die Ladeinfrastruktur eine Rolle spielten.

Das 2014 an der Hochschule Reutlingen in Kooperation mit Partnern aus der Industrie, Wirtschaft und Forschung gegründete Kooperationsnetzwerk Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb wurde nach Ablauf der ZIM-Förderung erfolgreich in ein neues IHK-Netzwerk überführt. Aus diesem Verbund sind die Demonstrationsprojekte „Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb“ und „DEMO rONT-Alternative“ entstanden, die im Förderprogramm des Umweltministeriums Baden-Württemberg „Smart Grids und Speicher“ gefördert wurden. Das Thema Netzstabilisierung war insbesondere beim Projekt „rONT-Alternative“ Gegenstand der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Dabei wurde vor allem die Problematik der Spannungsstabilisierung im Verteilernetz bei hoher PV-Stromeinspeisung betrachtet. Eine sehr wertvolle Ergänzung des Demonstrationsvorhabens „Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb“ wurde daher in der Berücksichtigung von Ladekonzepten für E-Fahrzeugen gesehen. Die Bausteine Prognose; Optimierung des Energieflusses; Handel und Netzstabilität waren die zukünftigen Aufgaben eines Virtuellen Kraftwerks.

In Ludwigsburg-Kornwestheim waren bei Projektstart bereits 16 öffentliche AC-Ladesäulen und 3 DC-Ladesäulen in Betrieb. Innerhalb des Projektes „LUI“ (Förderprogramm Schaufenster Elektromobilität), wurde durch die SWLB eine Sektorkopplung zwischen PV, Batteriespeicher und e-Mobilität im kleinen Maßstab realisiert: am Bahnhof der Stadt Ludwigsburg versorgt eine PV-Anlage mit 30 kWp Leistung eine E-Ladesäule, als Puffer dient ein Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 30 kWh. So kann die PV-Energie zwischengespeichert werden, falls gerade kein Ladevorgang an der E-Ladesäule stattfindet. Zudem war beim seitens des Landes Baden-Württemberg geförderten Demonstrationsvorhaben „EnergieHafenWest“ neben Strom, Wärme und Kälte auch Elektromobilität wesentlicher Bestandteil eines dezentralen Energiemanagements.

4. Erzielte Ergebnisse

Das Vorhaben ist wie folgt in vier Arbeitspakete gegliedert. Während das Arbeitspaket A sich ausschließlich mit der Koordination des Projektes befasste, wurden in den Arbeitspaketen B, C und D die Demonstratoren zu gemeinschaftsdienlichen Energie-Ladezellen in Ludwigsburg, Reutlingen und Konstanz behandelt.

Arbeitspaket A: Koordination

Arbeitspaket B: Ladepark Bärenwiese Ludwigsburg

Arbeitspaket C: GELaZ an der Hochschule Reutlingen

Arbeitspaket D: Ladepark solarLAGO in Konstanz

Im Folgenden wird über die innerhalb der Arbeitspakete erzielten Ergebnisse berichtet.

Arbeitspaket A: Koordination

Die Koordination diente der Erfolgskontrolle des Verbundvorhabens, der effektiven Zusammenarbeit der Projektpartner, der Abstimmung der Projektpartner untereinander, der Sicherstellung der Verwertbarkeit und Verwertung der Ergebnisse und der Kommunikation mit dem Projektträger PTKA und der Öffentlichkeit.

A.1. Erfolgskontrolle und Zusammenarbeit der Projektpartner

In sehr regelmäßig durchgeführten Video-Konferenzen, immer am letzten Dienstag eines Monats, berichteten zunächst die geförderten Partner ISC, HSRT und SWLB über ihren Projektfortschritt und die Zusammenarbeit mit den assoziierten Partnern, Unterauftragnehmern und Zulieferern. Danach folgte eine Diskussion im Plenum und der Austausch von Ratschlägen und Vereinbarungen für das weitere Vorgehen. Die Sitzungen wurden protokolliert und die Protokolle sowie Präsentationen wurden auf einem virtuellen Datenlaufwerk abgelegt, auf das alle Projektmitarbeiter Zugriff hatten.

Es war angedacht, einmal pro Halbjahr ein Projekttreffen in Präsenz durchzuführen. Nach dem Kick-off-Treffen in Konstanz vom 30. Juli 2019 fand das erste und einzige Projekttreffen am 5. Februar 2020 an der Hochschule Reutlingen statt. Danach beeinflusste die Corona-Pandemie unsere Pläne und alle folgenden Treffen beschränkten sich auf den Austausch per Video-Konferenzen. Eine ausführliche virtuelle Konferenz mit der Vorstellung aller erzielten Ergebnisse und einiger Gastbeiträge und Diskussionsrunden, wurde am 9. Dezember 2021 zum Abschluss des Vorhabens durchgeführt, dessen Laufzeit offiziell am 30. September 2021 bereits endete. Wegen Lieferengpässen bei Zulieferern und teils erheblicher Verzögerungen bei Bauarbeiten und anfänglich geringer Auslastung der Ladeinfrastrukturen wurde das Projektende von Ende Dezember 2020 auf Ende September 2021 verschoben.

A.2. Verwertbarkeit der Ergebnisse

Im Abschlusstreffen versicherten die Verantwortlichen **aller drei Demonstrationsanlagen**, dass die **Ladeinfrastruktur wie geplant eingerichtet und in Betrieb genommen** wurde und auf Dauer weiter betrieben werden wird. Die gemachten Erfahrungen sollen dazu dienen, den weiteren Ausbau der E-Fahrzeug-Ladeinfrastruktur an den Standorten und ggf. weiterer Standorte zu erleichtern. Die wissenschaftlichen Einrichtungen ISC und HSRT können zudem die Erkenntnisse für laufende und

künftige FuE-Vorhaben in den Bereichen Smart Grids und Speicher und Sektorenkopplung bzw. Kopplung von PV-Systemen mit Ladepunkten nutzen.

A.3. Berichterstellung

Die Erstellung der Jahresberichte 2019 und 2020 und dieses Schlussberichtes wurde durch den Koordinator unter den Partnern abgestimmt. Der Abschlussbericht soll der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

A.4. Kommunikation mit dem Projektträger PTKA und der Öffentlichkeit

Wie üblich geschah die Kommunikation mit dem Projektträger über den Koordinator. Neben dem Projektantrag, den Zwischenberichten und dem Schlussbericht wurden insbesondere die Verlängerungsanträge abgestimmt.

Wir unterstützten die am 3. März 2020 am Umweltministerium stattgefundene 8. Sitzung der Arbeitsgruppe „Netze und Infrastruktur“ des Themenfelds „Energie“ mit Vernetzungstreffen der Projekte aus INPUT 1.0 durch unsere Teilnahme und einen Kurzvortrag zu unserem INPUT 1.0-Projekt GELaZ.

Am 6. Juli 2021 nahmen wir aktiv am virtuell durchgeführten Kolloquium Umweltforschung des Baden-Württembergischen Umweltministeriums mit einem Vortrag und einem Posterbeitrag teil.

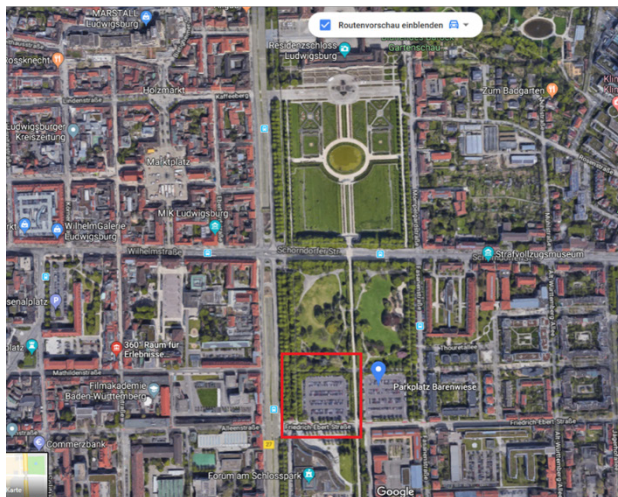
Trotz bereits erfolgtem Projektende sind die GELaZ-Partner interessiert und bereit, sich auch in 2022 an einem Kolloquium Umweltforschung einzubringen. Wenn es die pandemische Lage es zulässt, würden wir auch noch einen eigenen GELaZ-Wokshop in Präsenz in Konstanz durchführen wollen.

Arbeitspaket B: Ladepark Bärenwiese Ludwigsburg

B.1. Installation der Ladeinfrastruktur

In Ludwigsburg wurde auf dem Parkplatz Bärenwiese ein Ladepark realisiert. Dadurch konnten und können die SWLB Erfahrungen mit der Integration von E-Mobilität in Bestandsgebieten sammeln (als Ladeinfrastrukturbetreiber einerseits und Verteilnetzbetreiber andererseits). In Abbildung 1 ist der Standort des bewirtschafteten Parkplatzes südlich des Blühenden Barocks zu sehen. Blau umrandet sieht man die bestehende Netzstation und in Rot die ursprünglich angedachten Flächen für die LIS. Aufgrund des Baumbestandes mussten die Standorte im Laufe des Projektes noch verlegt werden (grüne Fläche).

Das Thema dynamisches Lastmanagement war bei diesem Standort von zentraler Bedeutung, da die LIS an die bestehende örtliche Netzstation „Alleestraße“ angeschlossen wurde, die bereits der Versorgung von unterschiedlichen umliegenden Unternehmen, öffentlichen Einrichtung und sonstigen Liegenschaften diene.



Standort LIS alt „rot“
Standort LIS neu „grün“
Standort Netztrafo „blau“

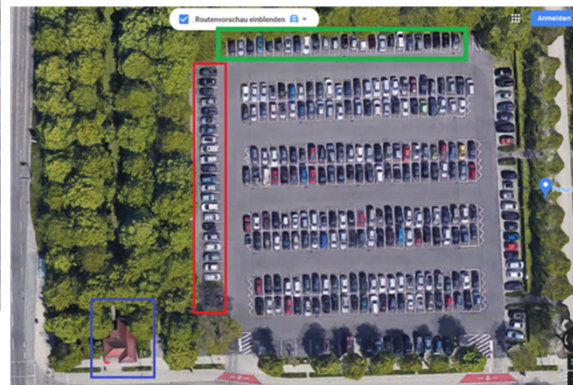


Abbildung 1: Standort Ladepark Bärenwiese

Für den Ladepark wurde eine neue ZAS (Zähleranschluss säule) sowie eine Unterverteilung installiert (Abbildung 2). Der Netzanschluss ist auf 66 kW ausgelegt.



Abbildung 2: ZAS des Netzbetreibers (links) und Unterverteilung des LIS-Betreibers (rechts)

An diese Unterverteilung wurden 3 Ladesäulen des Modells: Plug&Play der ChargeIT angeschlossen. Somit stehen insgesamt 6 Ladepunkte mit jeweils bis zu 22 kW Leistung bereit. Die Gesamtsumme der Leistung je Ladestation beschränkt sich auf max. 33 kW. Der Standort wurde so geplant, dass bei steigender Auslastung bis zu insgesamt 12 Ladestationen mit 24 Ladepunkten errichtet werden können. Damit ist der Standort auch zukunftsfähig vorgerüstet. Abbildung 3 zeigt die 6 Ladeplätze.



Abbildung 3: Drei doppelte ChargeIT Ladesäulen des Modells: Plug&Play Ladebox. 6 Ladepunkte je 22 kW (Σ max. 33 kW) mit Erweiterungspotenzial

Die Ladeinfrastruktur in Ludwigsburg wurde wie geplant installiert und ist seit Ende 2019 störungsfrei in Betrieb. Die zunächst statisch vorgegebene Restriktion wurde im Jahr 2020 durch das dynamische Lastmanagement ersetzt.

B.2. Auslastung der Infrastruktur

In Abbildung 4 ist die relative Auslastung der neuen Ladestationen seit Anfang 2020 aufgezeigt. Zunächst wurde die anfänglich eher geringe Auslastung der Ladepunkte auf die geringe Bekanntheit des neuen Standorts zurückgeführt (Listung in Apps und Navigationssystemen). Nach einem kurzen steigenden Trend mit zunehmender Bekanntheit gab es starke Einbußen durch den ersten Lockdown im März 2020 aufgrund der Corona-Pandemie. Im Sommer 2020 ist dann eine signifikante Zunahme zu verzeichnen, gefolgt von einem erneuten Einbruch durch den zweiten Lockdown. Erschwerend kommt an diesem Standort hinzu, dass es sich bei dem Parkplatz um den Ausgangspunkt vieler Freizeitaktivitäten und Veranstaltung in Ludwigsburg dreht. Da die meisten dieser Veranstaltungen in diesem Zeitraum nicht stattgefunden haben, sind die Jahre 2020 und 2021 nicht repräsentativ für die Auslastung halböffentlicher Ladeinfrastruktur.

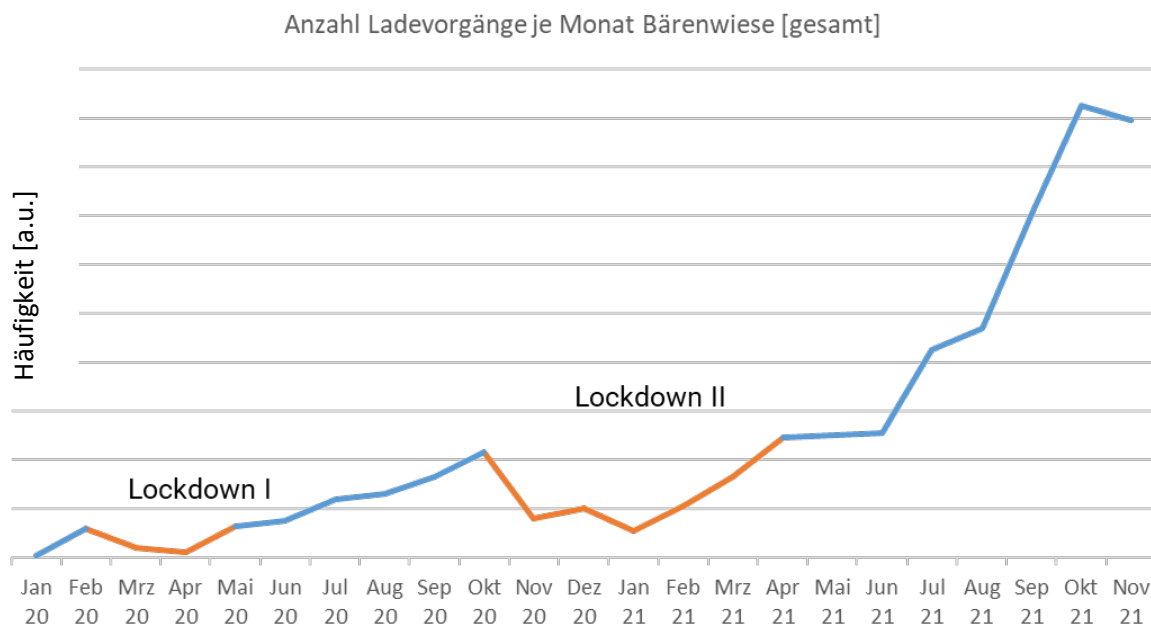


Abbildung 4: Auslastung der Ladeinfrastruktur während der verschiedenen Phasen der Corona-Pandemie. (Die Einheit der Häufigkeit wird von den SWLB absichtlich nicht gezeigt)

Die Verschärfung der Restriktionen durch den Netzbetreiber wurde während der Projektlaufzeit durch die Reduzierung der zu Verfügung stehenden Leistung von 66 kW auf zunächst 40 und dann 30 kW vorgenommen. Trotz dieser Reduzierung kam das dynamische Lastmanagement aufgrund der geringen Auslastung kaum zum Einsatz. Dennoch ist das Lastmanagement auch nach Projektlaufzeit weiter in Betrieb, da gerade in den letzten Monaten die Auslastung am Standort nochmals signifikant gestiegen ist.

B.3. Entwicklung neuer Tarifmodelle

Im Laufe der Projektlaufzeit stellten die SWLB ihre Tarifmodelle im Bereich öffentliche Ladeinfrastruktur grundsätzlich um. Aufgrund mehrerer Faktoren (regulatorisch, Wettbewerb, Erkenntnisse aus diesem Forschungsprojekt) entschied sich das Produktmanagement für die Einführung kWh basierter Ladetarif. Zuvor hatte die SWLB bei den eigenen Ladekarten noch so genannte Flatrate-Tarife im Portfolio. Gerade auch durch die Erkenntnisse aus dem Ladepark Bärenwiese, war ein Hauptaugenmerk bei den neuen Tarifen eine einfache und transparente

Gestaltung des Tarifmodells für den Endkunden. Die Umsetzung spezieller oder gar variabler Tarife wird zum jetzigen Zeitpunkt daher nicht weiterverfolgt.

Arbeitspaket C: GELaZ an der Hochschule Reutlingen

C.1. Voruntersuchungen

In Vorbereitung auf die Installation von Ladeinfrastruktur mit gemeinschaftsdienlichem Lastmanagement wurde eine Vorstudie durchgeführt, in der das Potential von Lastmanagement am Campus der Hochschule Reutlingen untersucht wurde. Dazu wurden **zwei bestehende Ladesäulen** (wallbe Master M3, Abbildung 5) mit insgesamt vier Ladepunkten á 22 kW, die innerhalb des Demonstrationsprojekts Virtuelles Kraftwerk-Neckar Alb an der Hochschule Reutlingen errichtet worden waren, zu Test und Versuchszwecken mit einem Controller ausgestattet. Dieser Controller bildet die wesentlichen Steuer- und Überwachungsfunktionen desjenigen Controllers ab, der im weiteren Verlauf innerhalb des GELaZ-Projekts an den neu errichteten Ladesäulen eingesetzt wurde, allerdings mit Ausnahme der Backendskommunikation (vgl. Abschnitt C.4.4 und insbesondere Abbildung 18). Der maximale Anschlussstrom der bestehenden Ladeinfrastruktur beträgt 64 A (dreiphasig) bei einer Spannung von 400 V.



Abbildung 5: Bestehende Ladeinfrastruktur aus dem Demonstrationsprojekt Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb an der Hochschule Reutlingen.

C.1.1. Potential von Lastmanagement an der Hochschule Reutlingen

Die **Auswertung der an den bestehenden Ladesäulen erfassten Daten zum Ladeverhalten** zeigten, dass das regelmäßige Ladeverhalten von Arbeitnehmern viel Flexibilität für gemeinschaftsdienliches Lastmanagement bietet. Abbildung 6 zeigt dazu den Energieverbrauch sowie die Anzahl der Ladevorgänge pro Monat für den Zeitraum von Mai 2018 bis Mai 2019 und Abbildung 7 einige exemplarische „Ladetage“, ebenfalls für den Zeitraum von Mai 2018 bis Mai 2019. Die Daten zeigen, dass der Energieverbrauch und die Anzahl der Ladevorgänge sich innerhalb eines Jahres mehr als verdoppelt haben und eine maximale Nutzerauslastung der Ladesäulen erreicht ist. Diese Daten belegen damit auch die allgemeine Zunahme der Elektromobilität und zeigen, dass sich die Hochschule Reutlingen für die Einrichtung und Testung eines intelligenten und gemeinschaftsdienlichen Lastmanagements eignet.

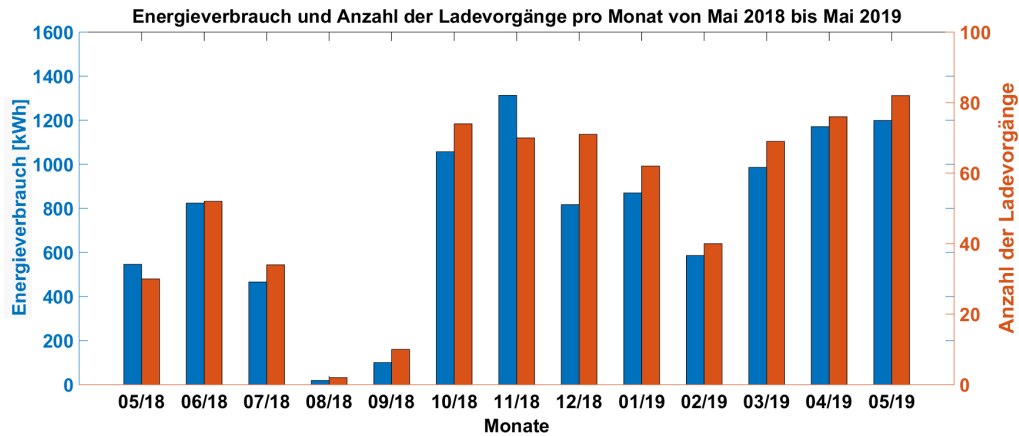


Abbildung 6: Energieverbrauch und Anzahl der Ladevorgänge pro Monat von Mai 2018 bis Mai 2019.

Betrachtet man die Energieverbräuche der einzelnen Ladevorgänge (Abbildung 8), zeigen sich überwiegend geringe Verbräuche, wie sie üblicherweise zum Pendeln zwischen Hochschule und Wohnsitz benötigt werden. Dies **ermöglicht eine zeitliche Flexibilität für intelligentes Lastmanagement**.

C.1.2. Auslegung der gemeinschaftsdienlichen Ladeinfrastruktur

Für die **Auslegung der neuen Ladeinfrastruktur** wurde außerdem die Gesamtlast aller bestehenden Ladepunkte pro Betriebsstunde zwischen Mai 2018 und Mai 2019 betrachtet. Wie Abbildung 9 zeigt, wird die theoretische Leistung der Anlage von 88 kW mit max. 30 kW genutzter Ladeleistung im beobachteten Zeitraum nicht erreicht. Die Ladesäulen waren für die Nutzeranforderungen also strenggenommen überdimensioniert. Trotzdem wurde entschieden, dass der Ausbau mit 22-kW-Säulen erfolgt, da kein Preisunterschied zu Säulen mit geringerer Leistung bestand und dreiphasiges Laden, das nur in Verbindung mit höheren Ladeleistungen verfügbar ist, für die Netzstabilität gewünscht war. Zudem ermöglichen hohe Ladeleistung von 22 kW eine größere zeitliche Flexibilität für Lastmanagement, insbesondere für Nutzer mit höheren Energieverbräuchen.

Zur Beurteilung des **Flexibilitätpotenzials in Verbindung mit dem virtuellen Kraftwerk** wurden neben dem Verbrauch der bestehenden Ladeinfrastruktur auch die Einspeisung der hochschuleigenen PV-Anlagen und der Verbrauch der Hochschule insgesamt betrachtet. Es wurde ein durchschnittlicher Lastgang der Hochschule für einen Typtag unter dem Semester wie folgt aus den Tageslastgängen der Hochschule erstellt:

$$\frac{\sum_{\text{Okt, Nov, *, Jan, Feb}} \text{Tageslastgang der Hochschule}}{\sum \text{Anzahl der Arbeitstage unter dem Semester}}$$

Auf die gleiche Weise wurde auch ein durchschnittlicher Lastgang der Ladesäulen für einen Typtag unter dem Semester erstellt:

$$\frac{\sum_{\text{Oktober–Februar}} \text{Tageslastgang aller Ladesäulen}}{\sum \text{Anzahl der Arbeitstage unter dem Semester}}$$

Die entsprechenden Graphen sind in Abbildung 10 zu sehen. Es zeigt sich, dass die Ladeinfrastruktur nur 0,4 % des Gesamtverbrauchs erbrachte. 7,3 % des Stromverbrauchs wurden an einem sonnigen Frühlingstag von den PV-Anlagen (installierte Leistung in zwei Anlagen: 215 kWp, Süd-Ost Ausrichtung) gedeckt. Der Anteil der Ladesäulen am Gesamtverbrauch und die PV-Produktion sind also gering.

Dennoch sind Ladeunterbrechungen bei Lastspitzen sinnvoll, zum Beispiel, um den Leistungspreis an der Hochschule Reutlingen gering zu halten.

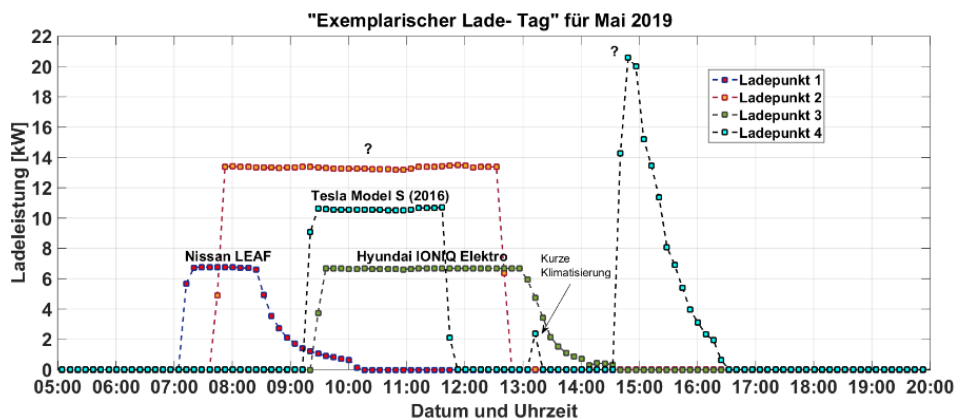
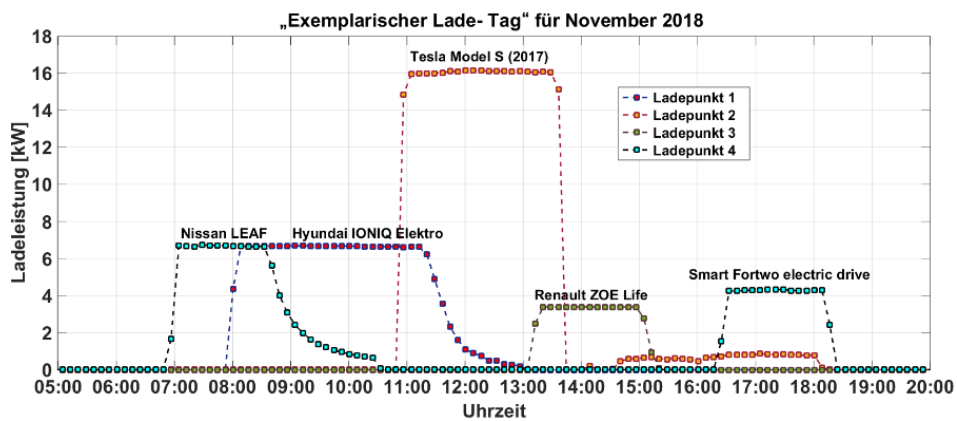
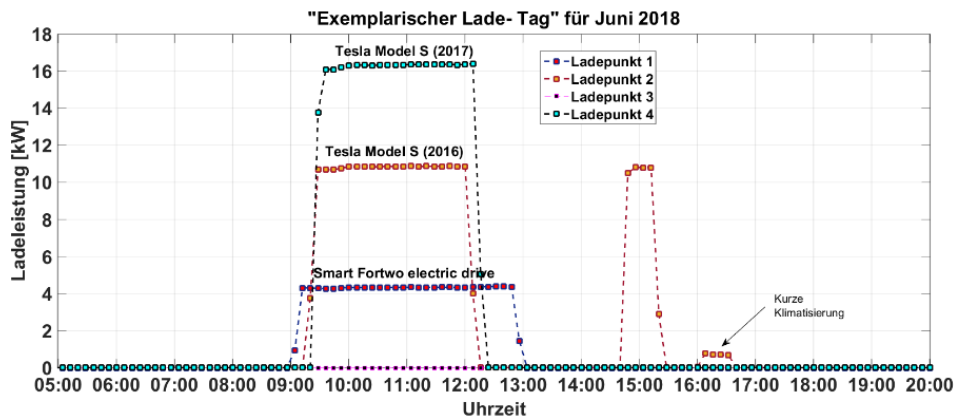
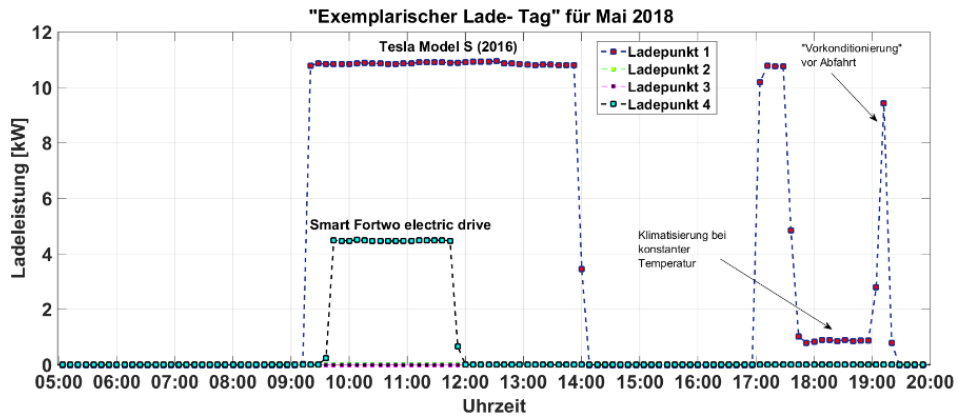


Abbildung 7: Einige exemplarische Ladetage der bestehenden Ladeinfrastruktur zwischen Mai 2018 und Mai 2019.

üblicherweise benötigte Energie
zum Pendeln zwischen
Hochschule und Wohnsitz

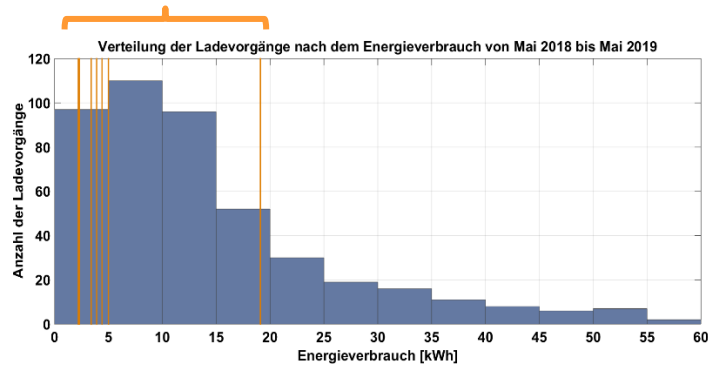


Abbildung 8: Verteilung der Ladevorgänge nach dem Energieverbrauch von Mai 2018 bis Mai 2019.

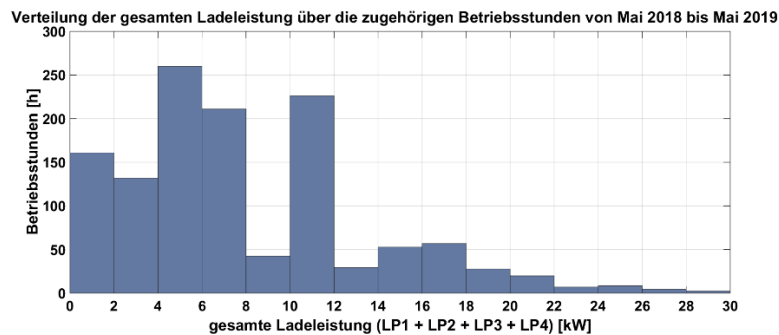


Abbildung 9: Verteilung der gesamten Ladeleistung über die zugehörigen Betriebsstunden von Mai 2018 bis Mai 2019.

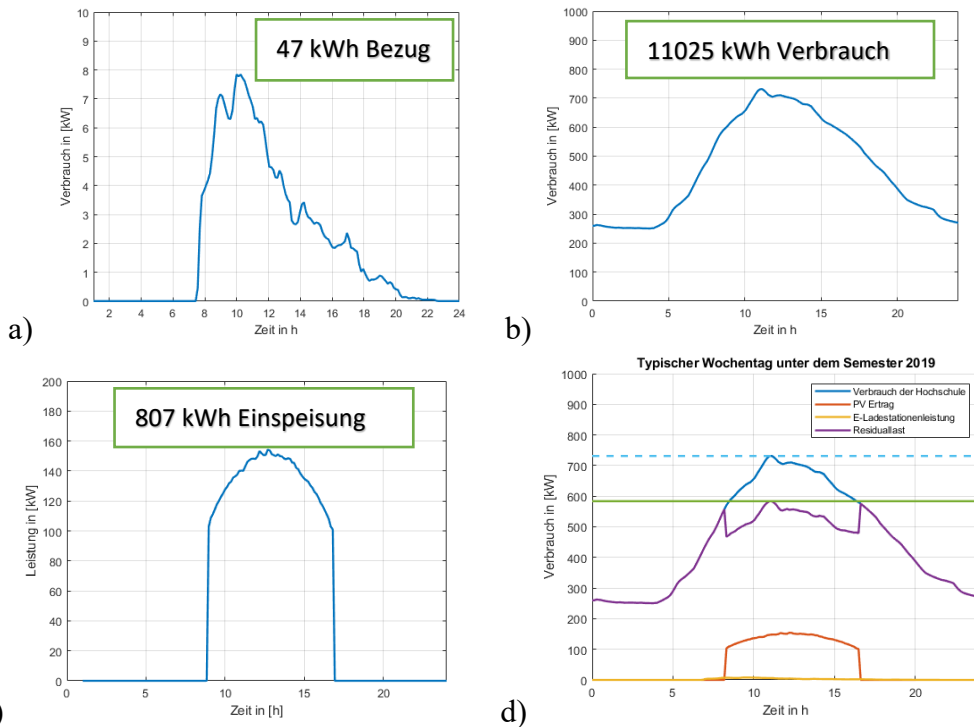


Abbildung 10: a) Durchschnittliche Ladeleistung der installierten Ladesäulen an Arbeitstagen im Wintersemester 2018/2019. b) Durchschnittlicher Stromverbrauch der Hochschule Reutlingen an Arbeitstagen im Wintersemester 2018/2019. c) PV-Einspeisung am 19. Mai 2019. d) Erstellt aus den in a) bis c) gezeigten Daten: Verbrauch der Hochschule, PV-Ertrag, Verbrauch der Ladestationen, Residuallast und Spitzenlast ohne (unterbrochene hellblaue Linie) sowie mit (hellgrüne durchgängige Linie) PV-Einspeisung an einem typischen Wochentag unter dem Semester.

C.1.3. Übertragbarkeit der Ergebnisse

Die an der Hochschule Reutlingen gefundenen Ergebnisse wurden mit einem weiteren Beispiel verglichen. Dazu stellte der Flughafen Stuttgart Daten seiner im Parkhaus P14 installierten 20 11-kW-Ladesäulen zur Verfügung. Die Ladestation zeigte eine Auslastung mit bis zu 170 Ladevorgängen pro Monat, das heißt, bis zu 6 Ladevorgängen pro Tag, mit steigender Tendenz (Abbildung 11 a)). Die Nutzung fand überwiegend an Werktagen statt und brach zu Beginn der Ferien stark ein, sodass auf eine überwiegende Nutzung durch Berufspendler geschlossen werden kann (Abbildung 11 b)). Im Großen und Ganzen ist die Situation am Flughafen Stuttgart mit der an der Hochschule Reutlingen sehr gut vergleichbar. So werden auch am Flughafen Stuttgart überwiegend geringe Energiemengen geladen (unter 10 bis 20 kWh, Abbildung 11c)). Die Standzeiten von meist 6 bis 13 h entsprechen jedoch überwiegend einem längeren Arbeitstag als an der Hochschule (Abbildung 11d)). Dafür bieten die langen Standzeiten bei geringem Energiebedarf am Flughafen sehr viel Potential für Lastmanagement (vgl. Abbildung 11e)). Wie an der HSRT und allgemein ist dabei trotzdem individuelle Nutzerinteraktion wichtig, um in Ausnahmen von dieser Regel bevorzugt zu laden (vgl. dazu Abschnitt C.4.3).

Auch wenn neben den Arbeitnehmern an der Hochschule Reutlingen die Studierenden und am Flughafen Stuttgart die Passagiere Ladeinfrastruktur mitnutzen können, zeigt sich doch insgesamt eine für Industrie und Gewerbe repräsentative Nutzung. Aufgrund dessen und aufgrund der Größe der Hochschule Reutlingen in Bezug auf Arbeitnehmerzahl, Dimension von Gesamtverbrauch, PV-Erzeugung und Ladeinfrastruktur, etc., kann davon ausgegangen werden, dass die im Rahmen dieses Projekts gewonnenen Erkenntnisse insbesondere auf weitere öffentliche Liegenschaften sowie auf Arbeitgeber in Industrie und Gewerbe gut übertragbar sind.

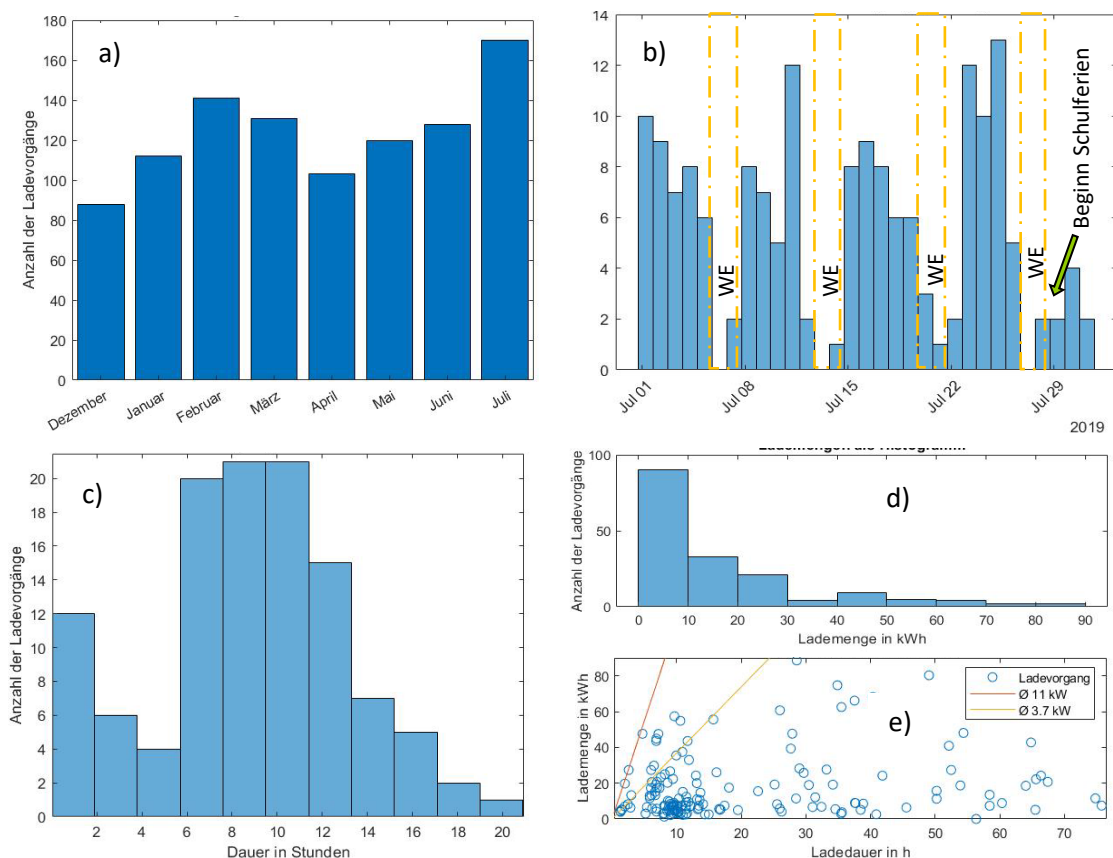


Abbildung 11: Anzahl der Ladevorgänge a) pro Monat von Dezember 2018 bis Juli 2019, b) nach Tagen im Juli 2019, c) nach Dauer (Standzeiten über 20 h sind nicht dargestellt) und d) nach Lademenge. e) Lademenge vs. Ladedauer.

C.2. Netzanbindungs- und Betriebsoptionen

Im ersten Arbeitspaket wurden die Netzanbindungs- und Betriebsoptionen für die Ladeinfrastruktur geprüft und eine wirtschaftliche, nachhaltige und regulatorisch zulässige Lösung gefunden.

C.2.1. Ausgangslage

Das Projekt wurde auf einem landeseigenen öffentlichen **Parkplatz** an der Hochschule Reutlingen durchgeführt, bei dem unterschiedliche Akteure verschiedene Hoheitsrechte besitzen. Der Hochschule sowie der VBA (Vermögen und Bau Baden-Württemberg, Amt Tübingen) obliegen die Liegenschaftsverwaltung, ebenfalls der VBA Strukturmaßnahmen, der PBW (Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg mbH) die Ladesäuleninstallation sowie der Parkplatz- und Ladesäulenbetrieb, der FairNetz GmbH (örtlicher Verteilnetzbetreiber) der Anschluss an das öffentliche Stromnetz, und dem Land Baden-Württemberg sowie der Stadt Reutlingen Nutzungs- und Auslastungskonzepte. Als öffentliche Einrichtung sind landeseigene Institutionen wie die Hochschule Reutlingen nicht berechtigt, öffentliche Ladesäulen in Eigenregie zu betreiben. Die PBW übernimmt diese Aufgabe in Baden-Württemberg, während die VBA Baumaßnahmen auf dem Hochschulgelände genehmigt und durchführt.

Die Hochschule verfügt über ein eigenes **Arealnetz** mit eigenen Ortsnetztransformatoren, das direkt an das Mittelspannungsnetz der FairNetz GmbH angebunden ist, sowie über PV-Anlagen und andere Erzeugungsanlagen auf dem Campus, die Strom niederspannungsseitig ins Arealnetz einspeisen. In Gebäude 4 der Hochschule befinden sich zwei 630 kVA Transformatoren, die wechselweise betrieben werden. Die Auslastung liegt typischerweise bei <300 kVA. Die Leitung von dort zum für die Ladesäulen vorgesehenen Verteiler ist transformatorseitig mit 125A und verteilerseitig zusätzlich mit 100A abgesichert. Dieser Verteiler ist nur wenige Tage im Jahr zur Jobmesse im Einsatz, sonst steht die volle Leistung zur Verfügung. Die Kapazität der Anschlussleitungen ist ausreichend für den Betrieb von Ladesäulen.

C.2.2. Optionen

Eine Ladeinfrastruktur an der Hochschule kann grundsätzlich auf zwei Wegen mit Energie versorgt werden: Erstens, aus dem landeseigenen Stromnetz der Hochschule und unter Ausnutzung der landeseigenen bestehenden Transformatoren und Energieanlagen oder, zweitens, über einen neuen Netzanschlusspunkt des Netzbetreibers.

Der erste Versorgungsweg aus dem Hochschulnetz ist am kostengünstigsten und ermöglicht einen gemeinschaftsdienlichen Betrieb. Das bedeutet, dass lokal verfügbarer PV-Strom bei minimalem Netzausbau möglichst direkt genutzt werden soll. Investitionen in und Verluste durch Transformatoren und Leitungen sowie Netzentgelte für Anschluss und Betrieb der Ladepunkte sollen soweit möglich vermieden werden. Von Seiten des Landes und den Regularien ist jedoch erwünscht, dass der Betrieb der Hochschule bzw. der landeseigenen Liegenschaften und die Bewirtschaftung der öffentlichen Parkräume mit Ladeinfrastruktur insbesondere buchhalterisch klar getrennt werden. Hier erschweren eich- und steuerrechtliche Vorgaben die Abrechnung beim Verkauf von Strom aus dem Hochschulnetz (VBA) an Dritte wie die PBW als Betreiberin der öffentlichen Ladeinfrastruktur.

Der zweite Versorgungsweg über einen neuen Netzanschlusspunkt des Netzbetreibers ist durch die aufwändigeren Baumaßnahmen sowie durch die zusätzlich entstehenden Netzanschlusskosten mit Mehrkosten verbunden. Hinzu kommen eine stärkere Belastung des städtischen Verteilnetzes und

zusätzliche Leerlaufverluste durch schlecht ausgelastete Transformatoren. Bei diesem Versorgungsweg ist ein Lastmanagement, das den Verbrauch der Ladeinfrastruktur optimal auf die Erzeugung und den Verbrauch an der Hochschule abstimmt, nicht einfach umsetzbar. Vorteil dieses zweiten Versorgungsweges ist dagegen eine klare buchhalterische Trennung und die Konformität mit den Vorgaben des Landes. Nach den Erfahrungen der PBW wird bisher oft dieser mit höheren Kosten verbundene Versorgungsweg gewählt.

Das **Pilotprojekt** an der Hochschule Reutlingen demonstriert nach dem Motto „Köpfchen statt Kupfer“, wie der Versorgungsweg eins (Versorgung aus dem Hochschulnetz) trotz regulatorischer Hürden und im Einklang mit allen Vorgaben umgesetzt werden kann, sodass öffentliche Ladeinfrastruktur in Kombination mit landeseigenen Liegenschaften gemeinschaftsdienlich betrieben werden kann. Die an der Hochschule Reutlingen vorgefundenen Rahmenbedingungen können mit Unternehmen verglichen werden, die ihre Parkplatzverwaltung mit der zukünftigen Ladeinfrastruktur (zum Beispiel halböffentlich/öffentlich) an einen externen Betreiber vergeben wollen.

Es gibt grundsätzlich **mehrere Möglichkeiten, wie Strom über den Versorgungsweg 1 aus dem Hochschulnetz bereitgestellt werden kann**. Üblich ist nach den Erfahrungen der PBW ein Modell, bei dem der Strom wie bei einer Vermietung als Nebenkosten abgerechnet wird. Dabei erfolgen die Weitergabe des Stroms sowie die interne Abrechnung durch das VBA. An der Hochschule Reutlingen wird bereits nach diesem Modell Strom aus dem Arealnetz an die Mensa und Mieter (Kindergarten, Druckzentrum) abgegeben und mit Summenzählern abgerechnet. Um diese Lösung umzusetzen, muss zunächst ein eichrechtskonformes Messkonzept für den an den Ladesäulen verbrauchten Strom gefunden werden. Es entsteht ein laufender Verwaltungsaufwand für VBA und PBW. Eine zweite Möglichkeit besteht darin, eine niederspannungsseitige Marktlokation durch den Verteilnetzbetreiber im Arealnetz der Hochschule zu setzen und die Anschlüsse von VBA (Hochschule) und PBW (Ladeinfrastruktur) unabhängig abzurechnen. Obwohl dies grundsätzlich die einfachste und aus vielen Gründen vorteilhafteste Möglichkeit ist, erschweren auch hier regulatorische Hürden wie die eich- und steuerrechtskonforme Abrechnung die Umsetzung. Theoretisch denkbar wäre als dritte Alternative die Benennung eines gemeinsamen Betreibers (zum Beispiel eine dafür neu gegründete Gesellschaft) der hochschuleigenen PV-Anlagen, der Hochschule und der Parkplätze. Auch für diese Lösung wäre wieder eine Vielzahl juristischer Fragestellungen zu beantworten.

Allen Lösungen gemein sind **rechtliche Hürden**, die oft dazu führen, dass der kostspieligere zweite Versorgungsweg gewählt und die gemeinschaftsdienliche Nutzung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verhindert wird. Das Mess- und Eichgesetz (MessEG) gibt dabei vor, dass und wie Verbräuche sowie Netzverluste im Netz der FairNetz GmbH zu messen und abzurechnen sind, und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt, wann die EEG-Umlage auf den an der Hochschule erzeugten und in der Ladestation genutzten PV-Strom zu entrichten ist.

Ursprünglich sollte die Ladeinfrastruktur über **Smart Meter Gateways** angebunden werden, womit die eichrechtlichen Vorgaben erfüllt wären. Das stellte sich jedoch als unmöglich heraus, da bisher zu wenig Geräte und Anbieter auf dem Markt sind und diese keine freien Ressourcen hatten. Doch auch ohne Smart Meter Gateways konnte das geplante Vorhaben umgesetzt werden. In Zukunft werden die Smart Meter Gateways wohl die Messung und Abrechnung vereinfachen.

C.2.3. Netzanschluss- und Messkonzept

An der Hochschule Reutlingen wurde das folgende **Konzept zum Netzanschluss und zur Messung** (vgl. Abbildung 12 und Abbildung 13) umgesetzt, das sich auf weitere öffentliche Liegenschaften mit getrennter Verwaltung/Betrieb der Gebäude und der Parkplätze übertragen lässt. Die Hochschule

Reutlingen, das VBA, die PBW und der Netzbetreiber FairNetz GmbH einigten sich nach verschiedenen Abstimmungsgesprächen darauf, dass die Ladeinfrastruktur entsprechend der gemeinschaftsdienlichen Projektplanung aus dem Hochschulnetz mit Strom versorgt werden kann. Die FairNetz GmbH richtete im Niederspannungsnetz der Hochschule eine neue Markt- und Messlokation zur Versorgung der Ladesäulen ein. Die Abrechnung erfolgt, als handle es sich um einen eigenständigen Mittelspannungsanschluss im Netzbereich der FairNetz GmbH, wobei

- eine kaufmännisch bilanzielle Weitergabe des Stroms erfolgt,
- von FairNetz unabhängige, getrennte Abrechnungen für PBW und VBA erstellt und an deren jeweiligen Stromversorger weitergeleitet werden,
- eine registrierende Leistungsmessung (RLM) mit Zählerfernauslesung innerhalb des Niederspannungsnetzes des VBA durch die FairNetz GmbH zwingend erforderlich ist,
- Transformationsverluste aus der Mittelspannungsversorgung durch einen pauschalen Aufschlag von 1% auf den gemessenen Leistungsbezug der PBW berücksichtigt werden,
- das Energieversorgungsunternehmen der PBW unabhängig von dem der Hochschule gewählt werden konnte und die Wahl der FairNetz GmbH vor Einrichtung des Anschlusses mitgeteilt werden musste,
- der benötigte Wandlerschrank für Ströme unter 250 A die Maße 80 cm x 140 cm x 25 cm aufwies,
- die EEG-Umlage und Netzentgelte für den Strombezug der Ladesäulen unabhängig von der Hochschule voll bezahlt werden müssen (keine Vergünstigung),
- kein neuer Baukostenzuschuss anfällt, solange die bereits bezahlte Leistung nicht überschritten wird.

Der Aufbau der Ladepunkte musste bei FairNetz beantragt und genehmigt werden. Der von der PBW bezogene Strom wird buchhalterisch vom Strombezug der Hochschule abgezogen. Die Abrechnung des Ladestroms erfolgt entsprechend den Preisen für einen Mittelspannungsanschluss, obwohl die Entnahme im Niederspannungsnetz der Hochschule erfolgt. Kosten für die Niederspannungsnetzinstandhaltung und Transformationsverluste werden nicht pauschal abgerechnet, sondern vom VBA für die PBW übernommen.

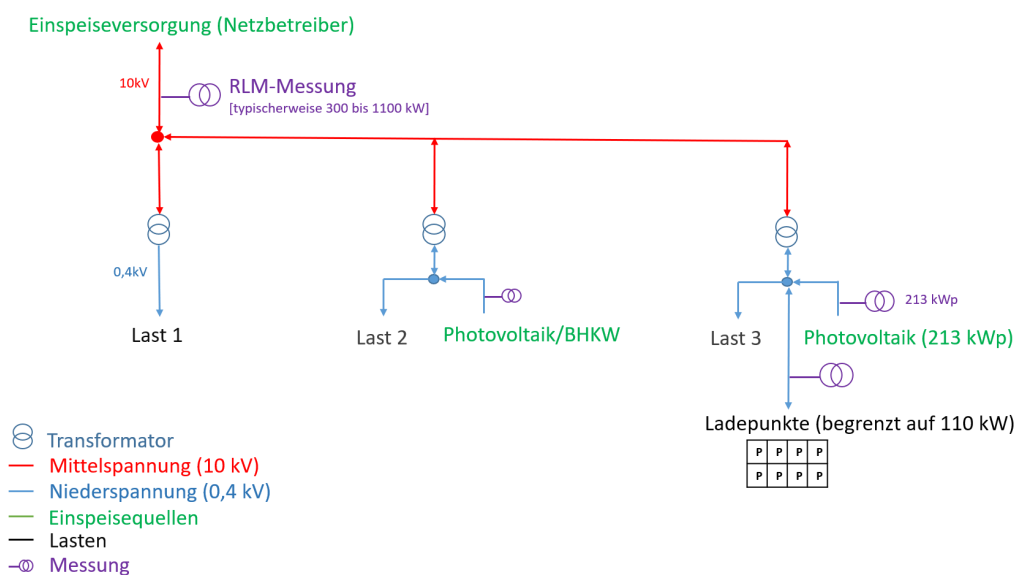


Abbildung 12: Topologie der Stromversorgung und Messung an der Hochschule Reutlingen. RLM: Registrierende Leistungsmessung, BHKW: Blockheizkraftwerk.

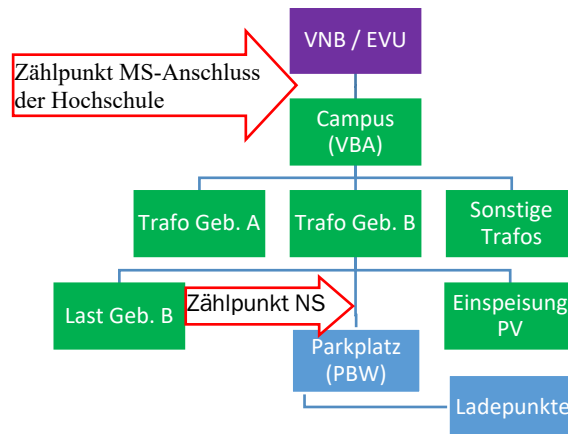


Abbildung 13: Schematisches Messkonzept. BHKW: Blockheizkraftwerk, VNB: Verteilnetzbetreiber, EVU: Energieversorgungsunternehmen, Trafo: Transformator, Geb.: Gebäude, MS: Mittelspannung, NS: Niederspannung.

Aus diesem Konzept ergeben sich neben der Erfüllung aller rechtlichen und sachlichen Anforderungen weitere **Vorteile:** Zum einen kann der erhöhte Verwaltungsaufwand durch eine kompliziertere Abrechnung ausgeschlossen werden, zum anderen kann die PBW dadurch selbst ein Energieversorgungsunternehmen frei wählen und so ihren bestehenden Landesrahmenvertrag zur Energieversorgung nutzen. Die Frage der Netzanbindung konnte mit der FairNetz GmbH und dem Vermögen und Bau Amt Tübingen mit Hilfe der Betriebsleitung in Stuttgart gemeinschaftsdienlich geklärt werden. Da somit eine Versorgung der Ladeinfrastruktur aus dem Hochschulnetz möglich wurde, konnten ca. 70 000 € Mehrkosten eingespart werden, die im Rahmen des Projekts nicht hätten gedeckt werden können. Diese Lösung wird dem Amt als Muster für vergleichbare Projekte im Land Baden-Württemberg dienen.

Leider verhindert das gültige EEG, dass lokal erzeugter PV-Überschussstrom bevorzugt lokalen Ladevorgängen zur Verfügung gestellt wird. Obwohl dieser Strom die Netze entlastet, wird er voll mit Netzentgelten und selbst **EEG-Umlage** belastet, so dass kein gemeinschaftsdienlicher Anreiz für die lokale Abstimmung in Energiezellen geschaffen wird. Im Projekt wurden die Vorteile der lokalen Stromnutzung trotzdem gezeigt, obwohl aktuell kein wirtschaftlicher Nutzen gegeben ist.

Das beschriebene Messkonzept wurde **gutachterlich auf Bedenken bezüglich der Eichrechtskonformität geprüft.** Grundlage ist das Energiewirtschaftsgesetz, das in §20 bestimmt, dass der Netzbetreiber für Kundenanlagen ein Messsystem zur Verfügung stellen muss, das eine ausreichende Messung ermöglicht. In diesem Fall ist dies eine registrierende Leistungsmessung oder ein registrierender Zähler. Auch ein elektronisch erfassender Zähler oder ein neues intelligentes Messsystem kann (muss aber nicht) verwendet werden. Insgesamt ist jedoch wichtig, die Versorgungssituation so zu gestalten wie oben beschrieben, das heißt, zu beachten, dass das VBA keine Netzentgelte erheben darf, die Trafo- und Netzverluste übernehmen muss, und (zunächst) die Einrichtung des Zählpunktes finanziert.¹

C.3. Umsetzung der Baumaßnahmen

Nach Genehmigung des Bauantrags und der Planung der Baumaßnahmen wurden vier Ladesäulen EBGcompleo der Compleo Charging Solutions AG mit jeweils 2 Ladepunkten à 22 kW (Abbildung 14)

¹ Specht Ingenieurbüro für Energiewirtschaft und -technik 2019.

von der PBW angeschafft und die Bau- und Netzanschlussmaßnahmen aus den Arbeitspaketen 2 und 4 umgesetzt.

C.3.1. Standort

Der ursprünglich geplante **Standort der Ladeinfrastruktur** konnte aufgrund offener Fragen der Campusentwicklung nicht realisiert werden. Ein repräsentativer Standort wurde direkt an der Einfahrt zum Hochschulparkplatz von der Alteburgstraße gefunden (vgl. Abbildung 15). Die Kosten für die elektrische Anbindung dieses neuen Standortes überstiegen aufgrund der größeren Entfernung zum Transformator die ursprünglich veranschlagten Kosten. Die Mehrkosten konnten durch den Verzicht auf das zweite Anschlusskabel reduziert werden. Der maximale Anschlussstrom reduziert sich dadurch von 400 A auf 160 A. Die verbleibende Leistung von 110 kW ist jedoch ausreichend für die Versorgung der acht Ladepunkte und kann in Zukunft ohne neue Erdarbeiten erhöht werden. Da die Erdarbeiten zusammen mit den Erdarbeiten für eine ohnehin geplante Anbindung neuer Hochschulgebäude geplant und durchgeführt werden konnten, verblieben letztendlich Mehrkosten von ca. 32 000 €. Diese teilten sich Einrichtungen der Hochschule.



Abbildung 14: Eine der vier Ladesäulen auf dem Hochschulparkplatz.

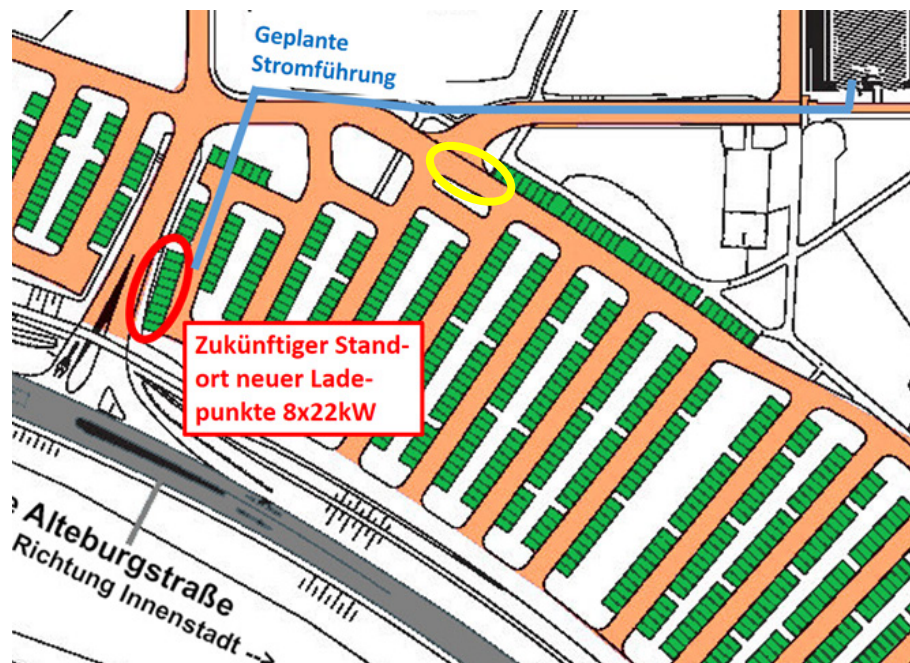


Abbildung 15: Ursprünglich geplanter Standort der Ladeinfrastruktur (gelb) und tatsächlich realisierter Standort (rot) sowie Verlauf der Zuleitung (blau).

C.3.2. Netzanschluss-, Erd- und Elektroarbeiten

Das VBA vergab die Aufträge für die **Netzanschluss-, Erd- und Elektroarbeiten** an die jeweiligen Fachfirmen. Zwischen Ende Februar und Anfang August 2020 wurden alle Arbeiten ausgeführt (vgl. Abbildung 16). Sie verzögerten sich allerdings dadurch, dass der Verteilerschrank für die Stromversorgung der Ladepunkte sowie ein Unterbrecher zwischen Transformator und elektrischer Zuleitung aus Italien pandemiebedingt verspätet geliefert wurden. Die fristgerecht gelieferten vier Ladesäulen wurden deshalb schon vorab in einer Maschinenhalle in Betrieb gesetzt und Steuerung und Kommunikation getestet. Drei räumlich verteilte Controller zur Erfassung der Leistungsflüsse innerhalb der Hochschule (am Mittelspannungsanschluss der Hochschule, dem Ortsnetztransformator in Gebäude 4 mit allen Abgängen sowie der 200-kWp PV-Anlage auf Gebäude 3 und 4) wurden ebenfalls installiert und getestet. Ab Anfang August 2020 konnten die ersten Fahrzeuge an den acht neuen

Ladepunkten der PBW auf dem Parkplatz der Hochschule Reutlingen laden (Abbildung 17). Die PBW gab dafür insgesamt 20 bis Projektende kostenfreie E-Ladekarten an Modellnutzer aus.



Abbildung 16: Erdarbeiten.



Abbildung 17: Inbetriebnahme der Ladeinfrastruktur.

C.3.3. Herausforderungen

Nach der Inbetriebnahme stellte es eine große Herausforderung dar, dass immer wieder **Ladepunkte nicht voll funktionsfähig** waren. Zu den Fehlerbildern zählte zum Beispiel, dass Ladevorgänge durch die Ladestation unterbrochen oder trotz erfolgreicher Authentifizierung gar nicht erst gestartet wurden, oder dass Ladekarten nicht erkannt wurden. In einem lange andauernden Prozess wurden nach und nach Fehlerquellen identifiziert und behoben. Dabei dauerte es aufgrund der Pandemiesituation mit Home Office und Onlinelehre zum Teil mehrere Tage bis Wochen, bis die Auslastung der Ladesäulen wieder hoch genug war und damit geprüft werden konnte, ob die Entstörungsmaßnahmen erfolgreich waren. Außerdem hatten die steigenden Absatzzahlen im Bereich der Elektromobilität lange Wartezeiten auf Serviceeinsätze zur Folge. Unter anderem wurden folgende Maßnahmen durchgeführt: ein Update des Backendsystems eCar OC von Siemens sowie der internen Software der Compleo Charging Solutions AG, die das interne Lastmanagement LM2+ einschließt, und eine Änderung des Anschlusses für die Datenübermittlung an die Ladesäulen in Zusammenarbeit mit der enisyst GmbH. Kurz vor Ende des Projekts wurde am 27.09.2021 schließlich entdeckt, dass bei der Installation nicht beachtet wurde, die Phasenbelegung zwischen den einzelnen Ladesäulen zu rotieren. Dadurch luden ein- und zweiphasig ladende Fahrzeuge bevorzugt auf der Phase L1 bzw. L1 und L2 und die Schiefastbegrenzung unterbrach bei mehreren gleichzeitig ladenden Fahrzeugen immer wieder Ladevorgänge, regelte die Leistung unter ein fahrzeugseitiges Mindestniveau herab oder startete das Laden gar nicht erst. Das Problem wurde durch eine Änderung der Phasenverkabelung behoben. Es ist wichtig, hier den Unterschied zu üblichen Elektroinstallationen in Privathaushalten, wo keine Phasenrotation nötig ist, zu kennen und zu beachten.

Daneben erschwerte, wie bereits angedeutet, auch die **Corona-Pandemie** einige der Arbeitsschritte. Die größte Schwierigkeit bestand dabei darin, genügend aussagekräftige Nutzungsdaten zu erheben, was vor allem für die Lastprognose der Ladesäulen und die daraus erstellten Fahrpläne zentral ist. Trotzdem konnte mithilfe der gesammelten Daten der schon vor dem Projekt bestehenden sowie der innerhalb des Projekts errichteten Ladeinfrastruktur das Lastmanagement umgesetzt werden (vgl. auch Abschnitte C.5 und C.6.6).

C.4. Kommunikation und Steuerung

C.4.1. Kommunikationsstruktur

Abbildung 18 zeigt die Kommunikationsstruktur innerhalb des GELaZ-Projekts an der Hochschule Reutlingen. Die Ladesäulen sind mit dem Backend eCar OC von Siemens Energy Global GmbH & Co. KG verknüpft. Über dieses Backend erfolgen die Anmeldung, die Autorisierung und Freigabe und die Abrechnung von Ladevorgängen. Über die drei installierten Controller am Mittelspannungsanschluss der Hochschule (in der Abbildung mit 1 gekennzeichnet), dem Ortsnetztransformator in Gebäude 4 (in der Abbildung mit 2 gekennzeichnet) und an der PV-Anlage (in der Abbildung mit 3 gekennzeichnet) werden Netzbezug und Einspeisung (Controller 1), der Verbrauch der Hochschule (2) und die Erzeugung der PV-Anlage (3) erfasst. Über einen vierten Controller werden die Messdaten der Ladestation erfasst und Steuersignale an die Ladestation übertragen. Die gesamte Ladeinfrastruktur ist außerdem in das Virtuelle Kraftwerk Neckar-Alb am Reutlinger Energiezentrum der Hochschule Reutlingen eingebunden. Über das Virtuelle Kraftwerk werden Prognosen und Fahrpläne für bestimmte Erzeuger oder Verbraucher erstellt und die Ladeinfrastruktur wird dadurch sowie über in der Steuerung hinterlegte Bedingungen gemeinschaftsdienlich betrieben.

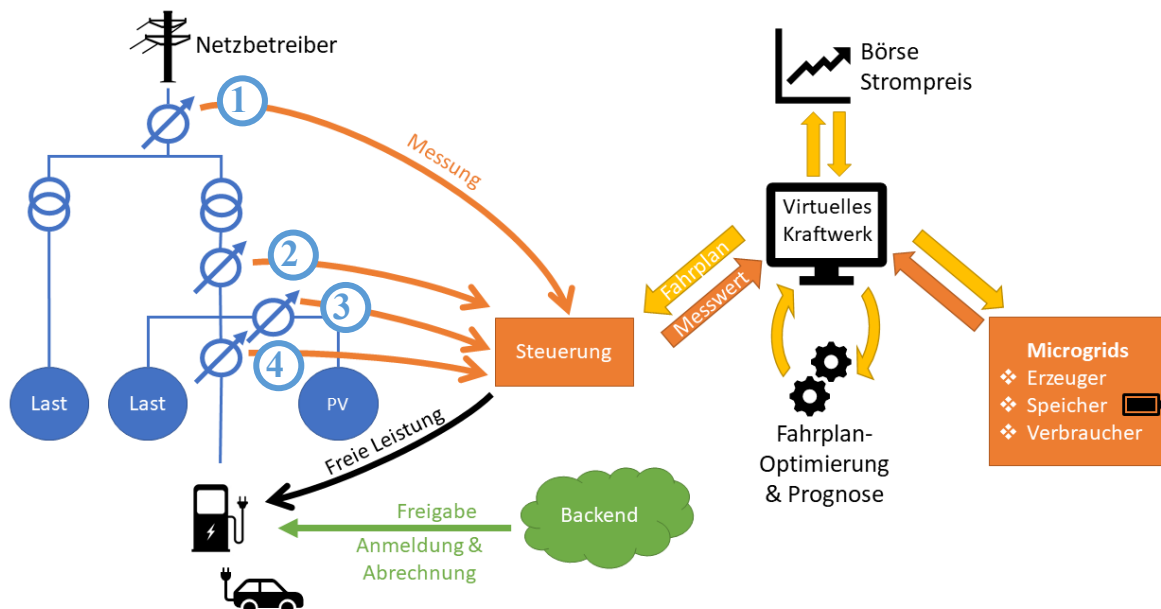


Abbildung 18: Kommunikationsstruktur.

C.4.2. Gemeinschaftsdienliches Lastmanagement

Die **gemeinschaftsdienlichen Ziele des Lastmanagements** bestehen darin:

1. Überlastungen der lokalen Netzinfrastruktur zu verhindern,
2. Erhöhungen der Leistungsspitzen am Standort zu verhindern,
3. automatisch auf Frequenz- und Spannungsabweichungen zu reagieren,
4. auf Anfrage des Netzbetreibers Lasten je nach Möglichkeit zu- oder abzuschalten, und
5. die direkte Nutzung von lokal verfügbarem PV-Strom zu maximieren.

Über die Steuerung der Firma enisyst GmbH, über die auch die Controller 1-4 (vgl. Abbildung 18) eingebunden sind, werden die Anforderungen wie folgt **umgesetzt**:

1. Gesamtstrom und -leistung am Niederspannungsanschluss der Ladeinfrastruktur werden überwacht und sind auf Maximalwerte begrenzt. Durch den Betrieb der Ladeinfrastruktur werden sonstige Verbraucher nicht eingeschränkt und eine maximale Auslastung des Ortsnetztransformators wird eingehalten.
2. Die vom Campus mittelspannungsseitig bezogene Gesamtleistung wird überwacht und dynamisch auf einen fest einstellbaren Maximalwert beschränkt, sodass die Ladevorgänge die Gesamtleistung am Campus nicht erhöhen (Vorrang sonstiger Verbraucher und Vermeidung von durch die Ladeinfrastruktur bedingten Leistungspreiserhöhungen oder Baukostenzuschüssen am Standort).
3. Der Gesamtstrom am Niederspannungsanschluss der Ladeinfrastruktur wird abhängig von der gemessenen Netzfrequenz dynamisch begrenzt. Startfrequenz (ca. 49.99 Hz) und Endfrequenz (ca. 49.77 Hz), zwischen denen der Gesamtstrom linear bis auf 0 A bei Erreichen der Endfrequenz heruntergeregelt wird, sind einstellbar. Software auf dem Controller überwacht die Schiefelast und begrenzt die Asymmetrie der Ströme, sofern die in relevanten Gesetzen, Normen und Richtlinien der Verteilnetzbetreiber zulässige Asymmetrie, zum Beispiel durch einphasige Ladevorgänge, sonst überschritten würde.
4. Über eine Schnittstelle ist die Ladeinfrastruktur als kundeneigene Fernwirkanlage zur Abschaltung und Leistungsreduktion der Ladeleistung durch den Verteilnetzbetreiber entsprechend den Vorgaben der FairNetz GmbH angebunden.
5. Software auf dem Controller an der Ladestation (Controller 4) kommuniziert über direkte Ethernetverbindungen mit den vier Ladesäulen direkt mit jedem der acht Ladepunkte. Ausgetauscht werden insbesondere die verfügbaren Informationen über den Anschluss- und Ladestatus von Fahrzeugen, die aktuelle Leistung, die Ströme jeder Phase und Phasenverschiebungen, sowie die vom Controller vorgegebenen Maximalströme des Ladepunktes. Die Messwerte und Systemzustände sind auf einem Webserver per Browser visualisiert und exportierbar. Das Virtuelle Kraftwerk Neckar-Alb verarbeitet die Daten und erstellt wie in Abschnitt C.5 beschrieben Fahrpläne, die die maximal zulässige Gesamtleistung am Netzanschluss der Ladeinfrastruktur vorgeben. Der Controller empfängt die Fahrpläne und berücksichtigt die Vorgaben für eine zusätzliche Begrenzung der Gesamtleistung. Die Software auf dem Controller verteilt die verfügbare Leistung gleichmäßig bzw. entsprechend ihrer aktuellen Ladeleistungen auf die gleichzeitig angeschlossenen Elektrofahrzeuge, welche laden möchten und vom Backend aufgrund einer Authentifizierung zur Ladung freigegeben wurden. Die oben beschriebenen und Begrenzungen bleiben auch während des Fahrplanbetriebs aktiv.

Alle Messdaten werden gesichert über VPN zwischen den Controllern, der Steuerung und dem Virtuellen Kraftwerk Neckar-Alb übertragen. Die Messwerte werden mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s übertragen.

Das dezentrale dynamische Lastmanagement wurde schon vor der Fertigstellung der Baumaßnahmen an der bestehenden Ladeinfrastruktur des Virtuellen Kraftwerks Neckar-Alb (vgl. Abschnitt C.5) laufend getestet und weiterentwickelt, bevor es dann auch an den innerhalb des Projekts neu errichteten Ladesäulen eingesetzt wurde. Dadurch konnte die Optimierung und Testung des Lastmanagements parallel zu den Baumaßnahmen durchgeführt werden und die Verzögerungen dieser abgefangen werden.

C.4.3. Integration einer App in gemeinschaftsdienliches Lademanagement

Kostengünstige Massen-Ladelösungen können realisiert werden, wenn auf den Netzausbau vor Ort verzichtet werden kann. Deshalb sollte intelligent geladen werden, in dem die Leistung für die

einzelnen Fahrzeuge im Sinne der Nutzer gedrosselt wird. Wichtigster Indikator ist dabei zunächst die örtliche Belastungsgrenze des Netzknotenpunktes (Leistungs- und Spannungsmessung). Ebenso große Wichtigkeit muss jedoch den individuellen Nutzervorgaben zukommen, Ladeunterbrechungen seitens des Netzbetreibers ohne Kenntnis der Nutzerbedürfnisse werden mittelfristig gesellschaftlich nicht akzeptabel sein. **Als Kundenschnittstelle kann zum Beispiel eine App zum Einsatz kommen**, welche Angaben des Kunden in einem Optimierungsalgorithmus berücksichtigt und an die übergeordnete Steuerung der Ladeinfrastruktur überträgt. Dies ermöglicht die optimale Nutzung einer physikalisch begrenzten Anschlussleistung bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Nutzerbedürfnisse. Kunden der Ladeinfrastruktur haben die Möglichkeit, einmalig oder zu Beginn jedes Ladevorgangs dem Controller per App anzugeben, wieviel Energie sie gerne laden möchten und bis wann bzw. nach welcher Zeit diese Energie geladen sein soll. Der Controller prüft die mögliche Ladeleistung des Fahrzeugs und entscheidet eigenständig, wann das Fahrzeug mit welcher Leistung geladen werden soll, um einen ökologischen, system- und damit gemeinschaftsdienlichen Ladeverlauf zu ermöglichen.

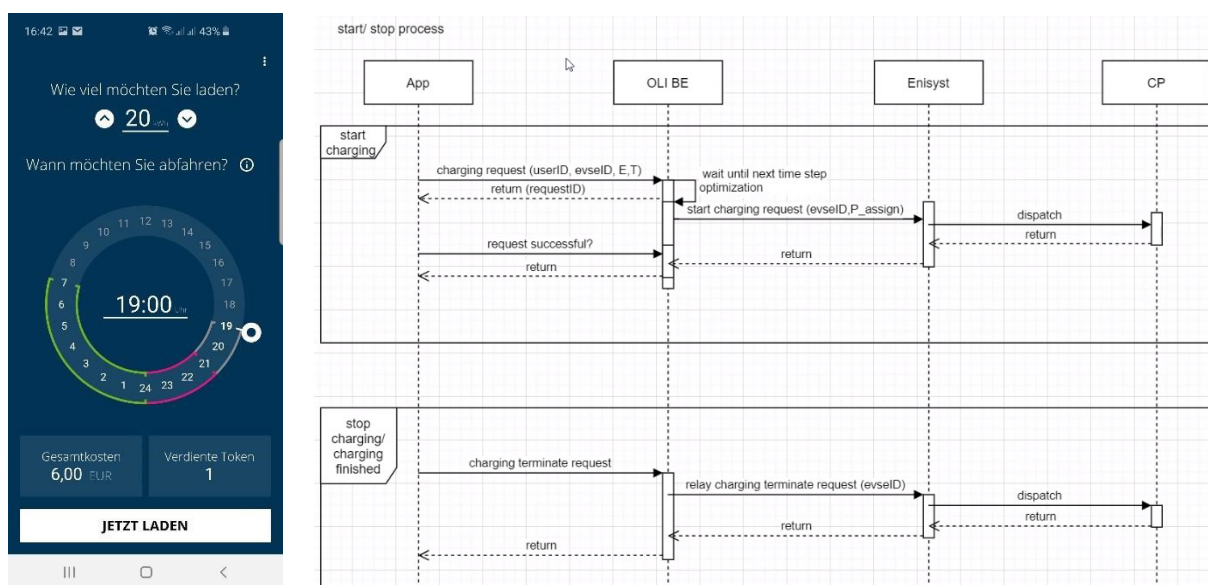


Abbildung 19: Benutzeroberfläche der OLI Move App und Kommunikationsprozess zwischen App, OLI Backend (BE), Enisyst Controller und Ladepunkt (CP).

In einer eigenständigen Kooperation arbeiteten die Firmen enisyst GmbH und OLI Systems GmbH an einer Kommunikation der enisyst-Controller am Campus der Hochschule Reutlingen mit dem Backend der OLI Move App. Die Arbeiten sind noch nicht abgeschlossen und die OLI Move App ist an der GELaZ-Ladestation in Reutlingen noch nicht im Einsatz. Durch das GELaZ-Projekt und bereits zuvor bestehende Ladesäulen innerhalb des Virtuellen Kraftwerks Neckar-Alb an der Hochschule Reutlingen können hier aber auch zukünftig Testmöglichkeiten für das Projekt geboten werden und die Integration einer App in das gemeinschaftsdienliche Lademanagement erprobt werden.

C.5. Einbindung in das Virtuelle Kraftwerk Neckar-Alb

Das im Rahmen des Demonstrationsprojekt Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb an der Hochschule Reutlingen eingerichtete Leitsystem wurde um weitere Funktionen erweitert. Ziel war die Integration der Ladesäulen in das System derart vorzunehmen, dass sowohl netzdienliche als auch strommarktspezifische Aspekte bei den Ladevorgängen berücksichtigt werden können. Insbesondere die bevorzugte Nutzung von lokal erzeugtem PV-Strom konnte dadurch realisiert werden. Das

Leitsystem basiert auf den Produkten SE²OPTIMIZER und SE²DIRECTOR der AVAT GmbH. Es wurde auf den aktuellen Stand gebracht und um die Möglichkeit der Aufschaltung von Ladesäulen erweitert. Momentan realisiert ist, dass die Ladesäulen über die Steuerung der enisyst GmbH an das Leitsystem angebunden werden. Abbildung 20 zeigt das **Leitsystem zur Echtzeitüberwachung der Ladesäulen weiterer Anlagen**.

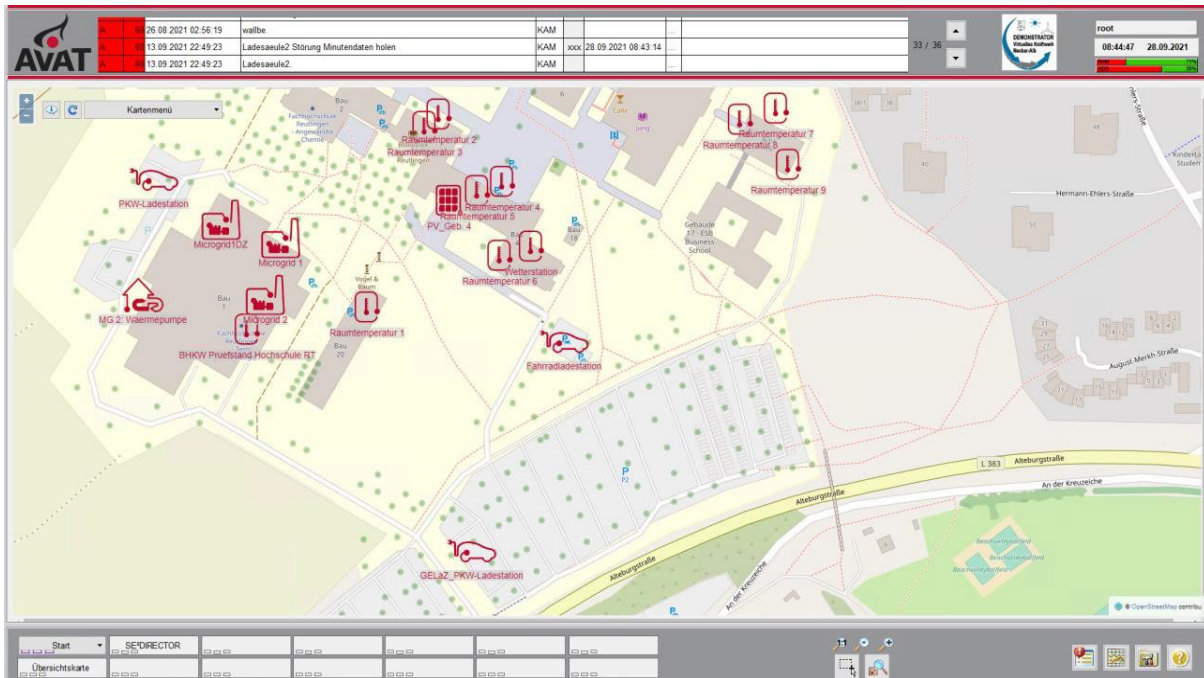


Abbildung 20: Kartenübersicht im Leitsystem des Demonstrators Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb.

Die Daten der acht Ladepunkte werden eingelesen und können im Leitsystem weiterverarbeitet werden. Die **Daten der weiteren Controller** sind aufgeschaltet und können angezeigt werden (vgl. Abbildung 21). Die Daten weiterer Anlagen werden ebenfalls eingelesen und verarbeitet (vgl. Abbildung 22).

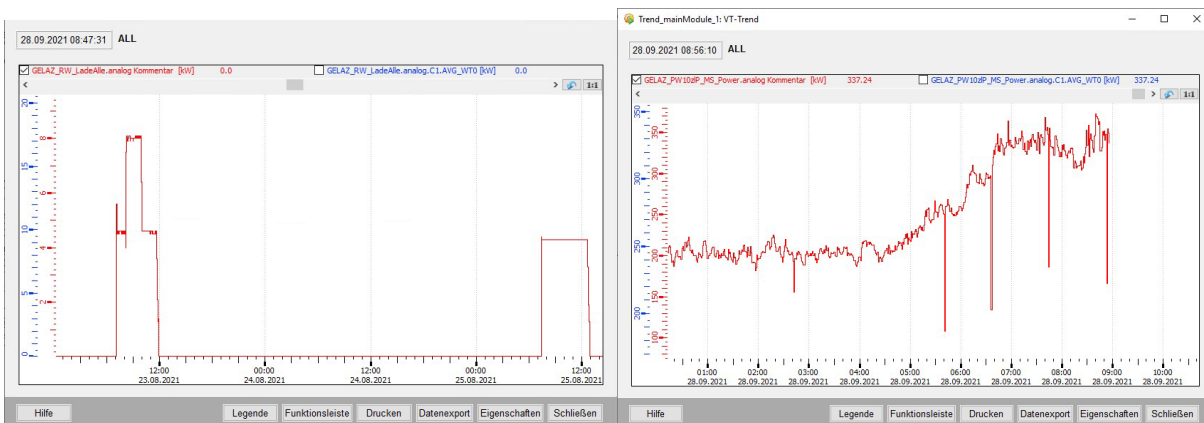


Abbildung 21: Verlauf der Ladeaktivitäten aller Ladesäulen (links) und Leistungsverlauf an der Mittelspannungseinspeisung (rechts).

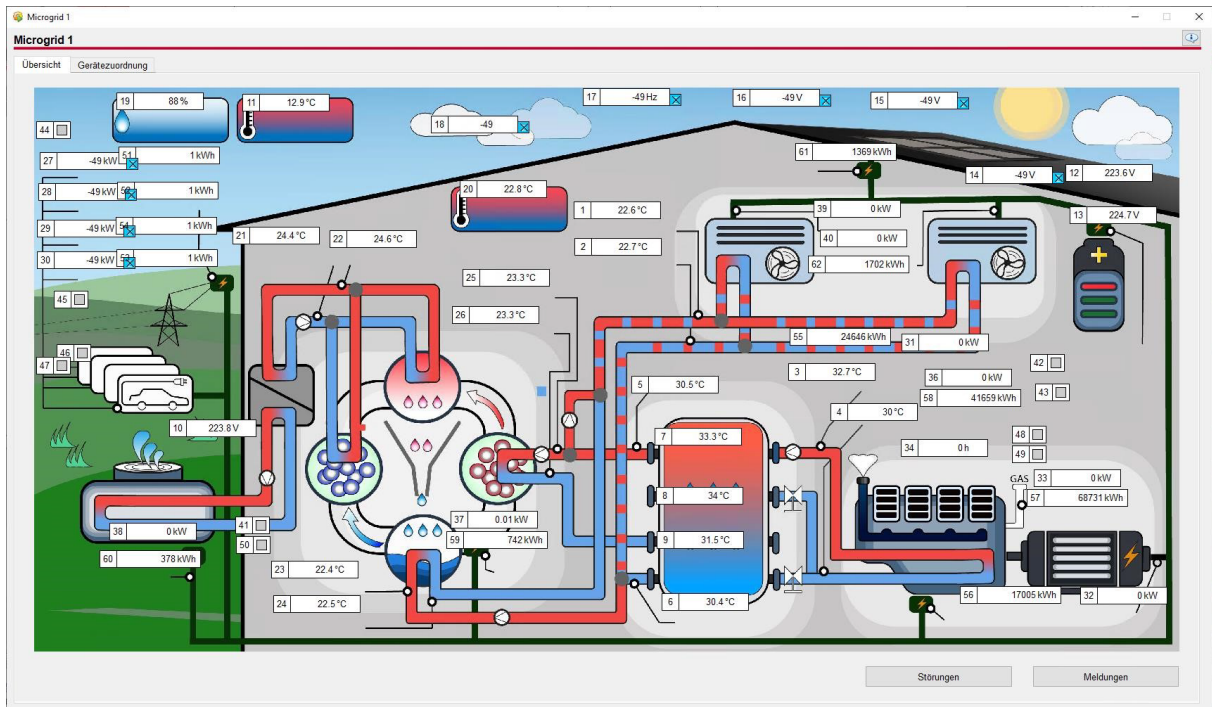


Abbildung 22: Darstellung der Messwerte eines Microgrids im Virtuellen Kraftwerk Neckar-Alb bestehend aus Blockheizkraftwerk, Pufferspeicher, Kältemaschine und E-Ladestation.

Die **Kommunikation** zwischen dem Leitsystem und untergeordneten Systemen erfolgt unter anderem über http-Kommunikation und JSON. Abgesichert wird die Kommunikation über VPN-Verbindungen.

Alle aufgeschalteten **Messwerte** werden archiviert und automatisch zu Stunden- und Tageswerten komprimiert. In diversen Trenddarstellungen können Messwerte visualisiert und im .csv-Format exportiert werden. Konfigurierte Trendkonfigurationen können mit Namen abgespeichert werden. Prognostizierte Werte können gemeinsam mit Messwerten und Preisdaten der Strombörse dargestellt werden (Abbildung 23).

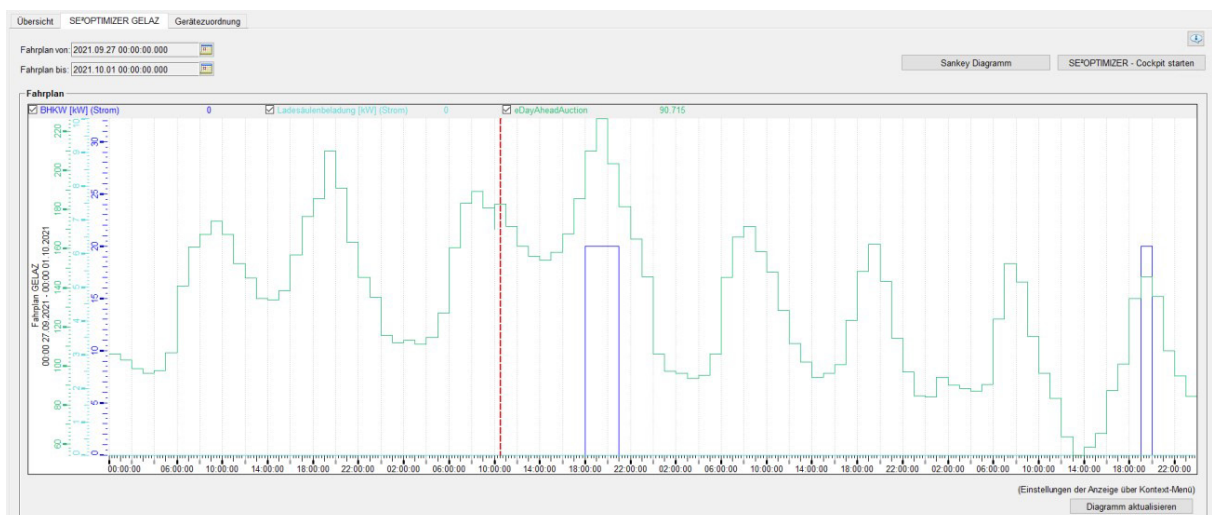


Abbildung 23: Darstellung von Fahrplänen, Börsenpreisprognosen, Messwerten.

Automatisch werden täglich **Prognosen** für den Bedarf der Ladesäulen (vgl. Abbildung 24), Lastprognosen für die Hochschule (vgl. Abbildung 25) und Prognosen für die PV-Stromerzeugung (vgl. Abbildung 26) erstellt. Die Prognosen werden gemeinsam mit den Messwerten in Diagrammen visualisiert. Die Daten für die PV-Stromerzeugungsprognosen werden generiert aus

Bedeckungsprognosen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) sowie aus den Standortparametern der Anlage.

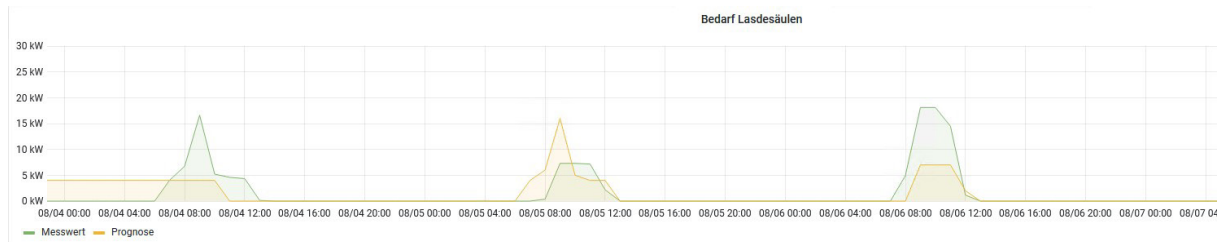


Abbildung 24: Prognose und Messwerte für die Ladesäulen.

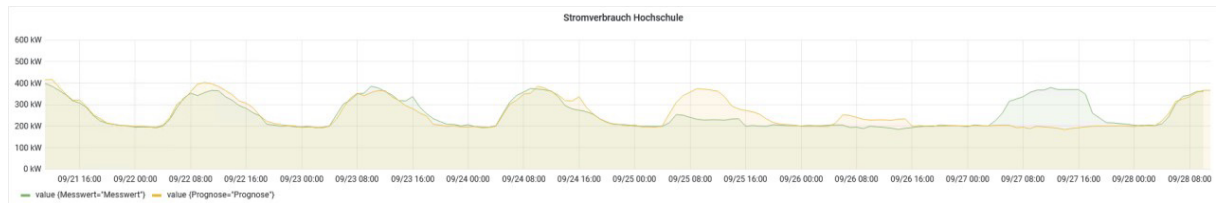


Abbildung 25: Prognosen und Messwerte für den Stromverbrauch der Hochschule.

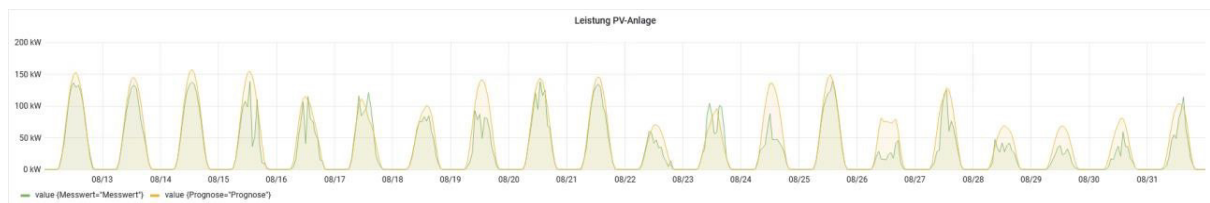


Abbildung 26: PV-Stromerzeugungsprognose und gemessene Werte.

Für die Gesamtlast der Ladepunkte werden täglich automatisch **Fahrpläne** generiert. Die Fahrpläne werden in einer 15-Minuten-Auflösung an die entsprechenden dezentralen Steuerungen übertragen (Abbildung 27). Prognosen für die Preise am Day-Ahead-Markt werden vom Anbieter NEXT Kraftwerke geholt und in die Datenbank geschrieben. Mithilfe dieser Preisprognosen sowie hinterlegter Parameter für BHKW werden Fahrpläne für BHKW und Ladesäulen generiert. Zusätzlich gehen in den Algorithmus die Prognose der Solarerzeugung mit keinen Gestehungskosten ein. Resultat sind Fahrpläne, welche vordergründig die Solareinspeisung berücksichtigen und bei mangelnder Solareinspeisung die Verbraucher in preisgünstige Zeiträume und Erzeuger in hochpreisige Zeiträume legen.



Abbildung 27: Fahrpläne für die Gesamtlast der Ladepunkte und BHKW.

C.6. Livebetrieb zur Demonstration mit netz- und liegenschaftsdienlichem Lademanagement

In Arbeitspaket C.3 ist untersucht worden, welche **Auswirkungen dynamisches Lastmanagement auf die Ladevorgänge** von batterieelektrischen Personenkraftwagen (PKW) hat. Dabei wurden verschiedene PKW von unterschiedlichen Herstellern betrachtet. Durch die Variation des Lastmanagements in den **Testszenerarien** „maximale Leistung“, „Leistungsbegrenzung“ und „ausschließliche Nutzung von Solarenergie“ konnten verschiedene Lastgänge gemessen und ausgewertet werden. Ziel war, die Auswirkungen des dynamischen Lastmanagements auf das Ladeverhalten der PKW zu ermitteln. So sollten im Idealfall eine Minimierung der Energiekosten und eine Maximierung der Netzstabilität erreicht werden. Im besten Fall sollte für die Ladevorgänge ausschließlich Energie der PV-Anlage auf Gebäude 4 verwendet werden. Diese Anlage ist im Idealfall in der Lage, eine Leistung von 213 kWp zu liefern und übertrifft damit den maximalen Verbrauch der Ladesäulen um mehr als 100 kW. So ist auch in Jahreszeiten mit schlechterer Ausbeute theoretisch genug Leistung vorhanden.

Die **Steuerung** für die Testszenerarien wurde mithilfe des Lastmanagements der enisyst GmbH umgesetzt. Ist neben den Verbräuchen der Gebäude genug Leistung vorhanden, um das Laden von PKW zu ermöglichen, wird diese Leistung über das Backend freigeben und den Ladesäulen zur Verfügung gestellt. Die Steuerung arbeitet während dieses Prozesses mit dem virtuellen Kraftwerk zusammen. Das Lastmanagement greift in den Prozess der Leistungsbereitstellung ein und reguliert anhand der gewählten Parameter (maximaler Strom, Energie aus PV-Anlage) die den Ladesäulen zur Verfügung gestellte Leistung. Die Freigabe von Ladevorgängen läuft dabei weiterhin über die Zusammenarbeit von Steuerung und Backend ab (vgl. Abbildung 18).

Diese **Untersuchung** wurde mithilfe von Daten durchgeführt, die an der innerhalb des Projekts installierten neuen Ladeinfrastruktur gesammelt wurden. Obwohl die Ladestation durch die Corona-Pandemie mit Online-Lehre und Home Office nur schwach ausgelastet war, konnten trotzdem einige aussagekräftige Daten gesammelt und ausgewertet werden.

C.6.1. Fahrzeugdaten

Zur Gruppe der beteiligten PKW zählten sowohl vollelektrische Fahrzeuge als auch Plug-in-Hybride. Beide Gruppen weisen auch intern Unterschiede im Ladeverhalten auf.

Im Pool der beteiligten PKW waren insgesamt fünf verschiedene **vollelektrische PKW** enthalten.

Tabelle 1: Ladedaten der vollelektrischen PKW.²

	Phasennutzung	Phasenbelastung	max. Ladeleistung	max. Strom pro Phase	Ladeverhalten
ZOE ZE50	3-phasig	symmetrisch	20,8 kW	30 A	abstufend
Model S	3-phasig	symmetrisch	11,1 kW	16 A	konstant
eUP	2-phasig	asymmetrisch	7,4 kW	16 A	konstant
i3s	3-phasig	symmetrisch	10,4 kW	15 A	konstant
i3	1-phasig	asymmetrisch	4,4 [7,0] kW	19 [30,3] A	konstant

² Renault SA 2021; Tesla Inc. 2021; Volkswagen AG 2021; BMW AG 2021.

Konkret sind das eine Renault ZOE ZE 50, ein Tesla Model S, ein VW eUp, ein BMW i3s und ein BMW i3 mit Range Extender. In der Tabelle sind alle wichtigen Ladedaten zu den Fahrzeugen zusammengefasst.

Es fällt auf, dass je nach Typ des PKW die **Ladedaten** unterschiedlich sind. So weisen BMW i3 (Range Extender) und VW eUp kein dreiphasiges Laden auf. Weiterhin kommt es so zu einer asymmetrischen Phasenbelastung. Die Schiefast darf dabei nicht über 20 A zu den nicht genutzten Phasen ansteigen und wird beim Überschreiten von der Steuerung entsprechend auf 20 A begrenzt. Die geklammerten Werte des BMW i3 sind zustande gekommen, als diese Begrenzung nicht aktiv war und das Fahrzeug selbst den Ladezyklus gesteuert hat. Das Ladeverhalten kann bei Betrachtung der später aufgeführten Ladekurven in zwei Kategorien getrennt werden. Das Laden mit konstanter Leistung und das Laden mit zeitlich abgestufter Leistung. Eine starke Abstufung weist hier nur die Renault ZOE auf, welche in mehreren Schritten mit zunehmender Batterieladung die Ladeleistung reduziert. Die anderen PKW hingegen reduzieren die Leistung entweder gar nicht (Tesla Model S) oder nur sehr kurz vor dem Ende des Ladevorgangs.³

Neben den vollelektrischen PKW waren auch zwei **Hybride** im Fahrzeugpool enthalten. Konkret handelt es sich dabei um einen Mercedes-Benz GLE 350 de und einen Mitsubishi Outlander PHEV. Die folgende Tabelle zeigt zusammengefasst die Ladedaten zu den einzelnen Fahrzeugen.

Tabelle 2: Ladedaten der Plug-in-Hybride.⁴

	Phasennutzung	Phasenbelastung	max. Ladeleistung	max. Strom pro Phase	Ladeverhalten
GLE 350 de	1-phasig	asymmetrisch	1,8 kW	7,8 A	konstant
Outlander	1-phasig	asymmetrisch	3,3 kW	14,3 A	konstant

Auch hier unterscheiden sich die **Ladedaten** unter den PKW. Die Ladeleistung des GLE ist selbst für einen Hybriden sehr gering. Dadurch wird zwar die Netzstabilität geschont, jedoch hat dieser auch sehr lange Verweilzeiten an den Ladepunkten. Die Hybride haben hier die Gemeinsamkeit, dass sie nur einphasig laden können und so für eine asynchrone Phasenbelastung sorgen. Sie hält sich jedoch im Vergleich zu einem BMW i3 im vertretbaren Rahmen auf. Das Ladeverhalten der PKW kann bei allen als konstant über den Ladezeitraum angesehen werden. Auch hier kommt es kurz vor Ende der Zyklen zu einer rapiden Absenkung der Ladeleistung. Die Darstellung der Zyklen erfolgt später in Diagrammen.⁵

C.6.2. Ladezyklen bei voller Leistung

Beim **Laden mit voller Leistung** war es beabsichtigt, die Ladezyklen der PKW nur in dem Punkt der Schiefastvermeidung (asymmetrische Phasenlast) zu begrenzen. Hier gilt die schon genannte Grenze von 20 A gegenüber den ungenutzten Phasen. Eine derartige Begrenzung war nur bei dem BMW i3 mit Range Extender notwendig. Dieser ist bei kurzzeitig inaktiver Steuerung in der Lage gewesen, für eine

³ Renault SA 2021; Tesla Inc. 2021; Volkswagen AG 2021; BMW AG 2021.

⁴ Daimler AG 2021; Mitsubishi Motors Corp. 2021.

⁵ Daimler AG 2021; Mitsubishi Motors Corp. 2021.

Schieflast von 30 A zu sorgen. Um für eine hohe Netzstabilität zu sorgen, sind solche Fälle zu vermeiden. In den folgenden Punkten werden die Ladezyklen der zuvor genannten PKW gezeigt und ausgewertet.

Innerhalb der Gruppe der **vollelektrischen** PKW gab es bei den Ladezyklen erhebliche Unterschiede. Diese werden durch die in Tabelle 1 genannten Faktoren hervorgerufen.

Das Ladeverhalten der **Renault ZOE ZE50** ist als abstuft ermittelt worden. Das heißt, dass während dem Ladevorgang, mit zunehmender Batteriefüllung, die Ladeleistung reduziert wird. Dieser Vorgang ist auf dem folgenden Diagramm (Abbildung 28) in Form einer Ladekurve abgebildet. Insgesamt durchläuft die ZOE bei einem Ladevorgang sechs Stufen. Die Übergänge zwischen den Stufen sind kubisch. Das beweist der Übergang zwischen Stufe 5 und 6. So kann speziell im letzten Schritt eine langsame Leistungsreduzierung realisiert werden, welche die fast volle Batterie schont. Wie die einzelnen Stufen der Leistungsreduzierung festgelegt sind, zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3: Leistungsreduzierung Renault ZOE ZE50.

	Ladeleistung [kW]	Strom in L1 [A]	Strom in L2 [A]	Strom in L3 [A]
Stufe 1	20,8	30,1	29,7	29,9
Stufe 2	19,3	27,9	27,5	27,6
Stufe 3	18,5	27,1	26,8	26,8
Stufe 4	15,9	23,2	22,8	23,0
Stufe 5	12,0	17,5	17,3	17,4
Stufe 6	1,7	2,5	2,5	2,5

Bei dem gezeigten Ladevorgang sind etwa 36 kWh an Energie geladen worden. Bei der verbauten 52 kWh Batterie entspricht das einer Ladung von 69 % der Gesamtkapazität. Aus weiteren Ladekurven geht hervor, dass die Dauer der einzelnen Stufen abhängig vom Grad der Batteriefüllung beim Start der Ladung ist. Daher kann keine genaue Aussage zur Dauer der einzelnen Stufen gemacht werden.⁶

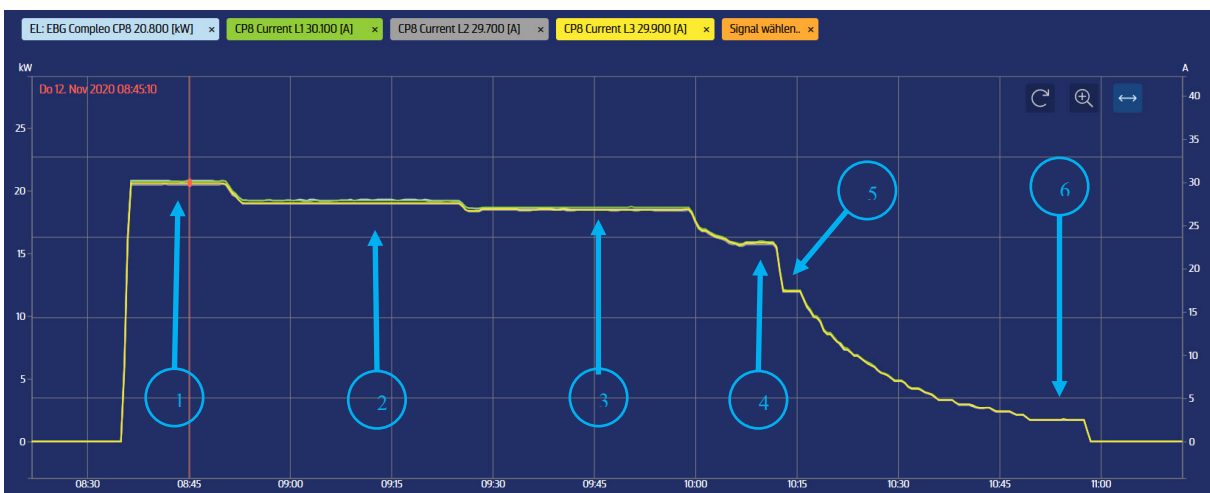


Abbildung 28: Ladekurve Renault ZOE ZE50.

⁶ Renault SA 2021.

Die Ladekurve des **Tesla Model S** ist im Vergleich zu den anderen PKW die konstanteste, was die Ladeleistung betrifft. So wird über den gesamten Zeitraum mit 11,1 kW geladen. Die Ströme in den drei Phasen sind jeweils bei etwa 16 A. Die Schwankungen zwischen den Strömen der Phasen sind mit maximal 0,1 A sehr gering, was die Phasenlast sehr symmetrisch macht. Dadurch ist eine hohe Netzstabilität realisierbar. Der Ladevorgang zeichnet sich weiterhin dadurch aus, dass zu Beginn und Ende der Ladung die Leistung nicht reduziert wird. So ist eine kürzere Ladezeit möglich, jedoch wird die Batterie kurz vor maximaler Füllung stärker belastet. In Abbildung 29 ist eine typische Ladekurve abgebildet. Alle gesammelten Kurven sind mit dieser vergleichbar.⁷

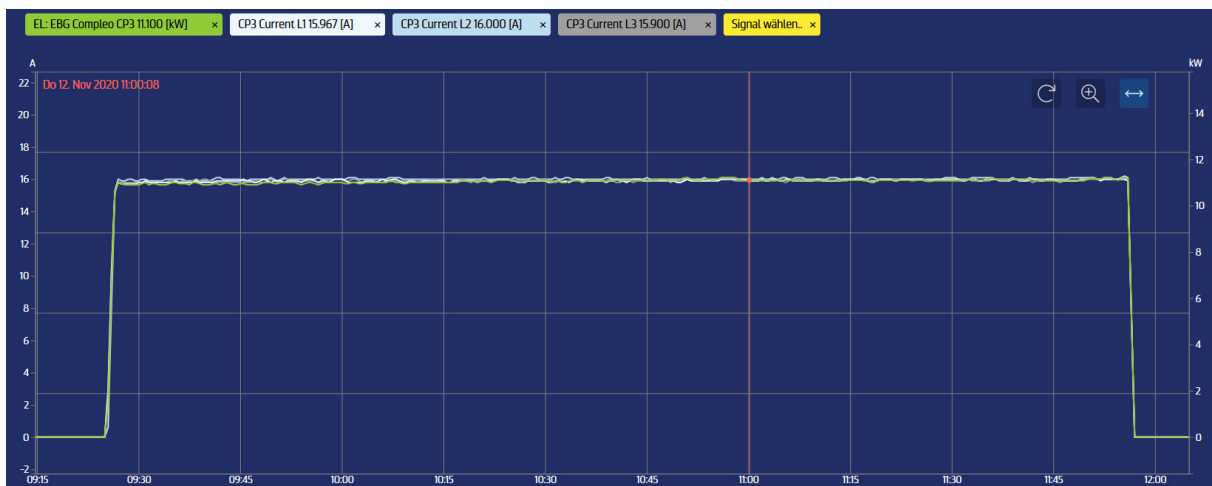


Abbildung 29: Ladekurve Tesla Model S.

Der **VW eUp** hat ähnlich wie das Model S einen konstanten Leistungsverlauf beim Laden. Es bestehen jedoch Unterschiede in der Phasennutzung und der Leistungsreduzierung gegen Ende des Ladevorgangs. So nutzt der eUp nur zwei statt drei Phasen und reduziert gegen Ende die Ladeleistung, um die Batterie zu schonen. Die maximal erreichbare Leistung ist hier 7,4 kW bei einem Strom von etwa 16 A in den Phasen L2 und L3. L1 bleibt komplett ungenutzt. Dadurch wird eine Schiefast zwischen den Phasen erzeugt, welche das Netz instabiler macht. Die Grenze von 20 A wird beim eUp allerdings nicht erreicht, daher gilt diese Schiefast als unkritisch. Die Wahl der genutzten Phasen ist dabei abhängig vom Anschluss der Ladesäulen. So gab es Ladekurven, in denen die Phasen L1 und L2 genutzt wurden und L3 ungenutzt blieb. Die Eigenschaft des zweiphasigen Ladens wurde bei den beteiligten PKW nur beim eUp festgestellt. Alle anderen Fahrzeuge laden drei- oder einphasig. Die Absenkung der Leistung am Ende des Ladevorgangs findet kubisch statt. Es wird nicht wie bei der ZOE fast abgeregelt, sondern auf den Wert von etwa 2,9 kW reduziert. An diesem Punkt angelangt, wird der Ladevorgang abrupt beendet. In Summe gefährdet der Ladezyklus des eUp so die Netzstabilität nicht (nur bei mehreren gleich angeschlossenen Fahrzeugen) und schont durch die Leistungsreduktion am Ende die Batterie.

Eine typische Ladekurve des eUp ist in Abbildung 30 zu sehen. Je nach Restladung der Batterie vor Beginn der Ladung unterscheiden sich die gesammelten Kurven in der Ladedauer.⁸

⁷ Tesla Inc. 2021.

⁸ Volkswagen AG 2021.

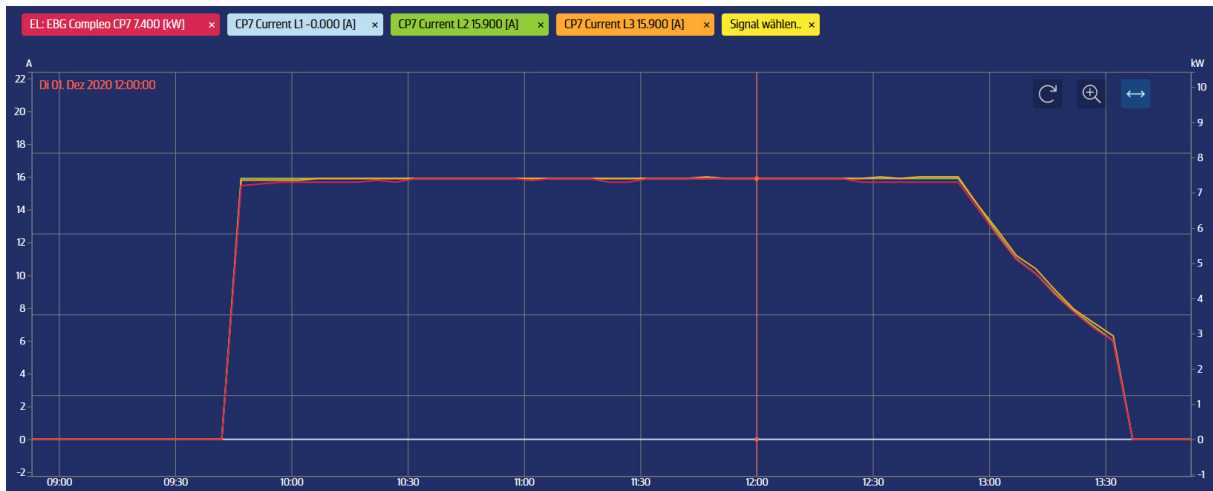


Abbildung 30: Ladekurve VW eUP.

Auch beim **BMW i3s** ist ein konstanter Leistungsverlauf zu erkennen. Wie beim eUp reduziert er gegen Ende der Ladung die Leistung kubisch. Im Gegensatz zum eUp nutzt der i3s allerdings alle drei Phasen. Die Ladeleistung ist hier etwa 10,4 kW. Die Ströme in den Phasen sind jedoch leicht asymmetrisch zueinander. So weist L1 einen Strom von 14,3 A auf, während in L2 und L3 jeweils 15,3 A fließen. Die dadurch entstehende Schiefast ist derart gering, dass sie vernachlässigt werden kann und keine Berücksichtigung findet. Das ändert sich während der Leistungsreduzierung am Ende. Bei einer Leistung von 2kW schaltet der i3s von dreiphasigem Laden auf einphasiges Laden um. So kommt es in der genutzten Phase zu einem sprunghaften Anstieg des Stroms von 3,5 A auf 8 A. Dieser Anstieg kann zu Leistungsspitzen in der jeweiligen Phase führen, während beide nicht genutzte Phasen in diesem Fall überversorgt sind. Während diesem Prozess kann das Netz kurzfristig etwas instabiler werden. Dieses Verhalten bestätigt sich bei der Betrachtung von weiteren ermittelten Ladekurven. Die Absenkung schont auch in diesem speziellen Fall die Batterie und verlangsamt die Alterung. In Abbildung 31 ist eine typische Ladekurve des i3s zu sehen. Hier unterscheiden sich die Ladekurven in der Dauer und der Ausprägung des einphasigen Anteils am Ende des Ladevorgangs.⁹

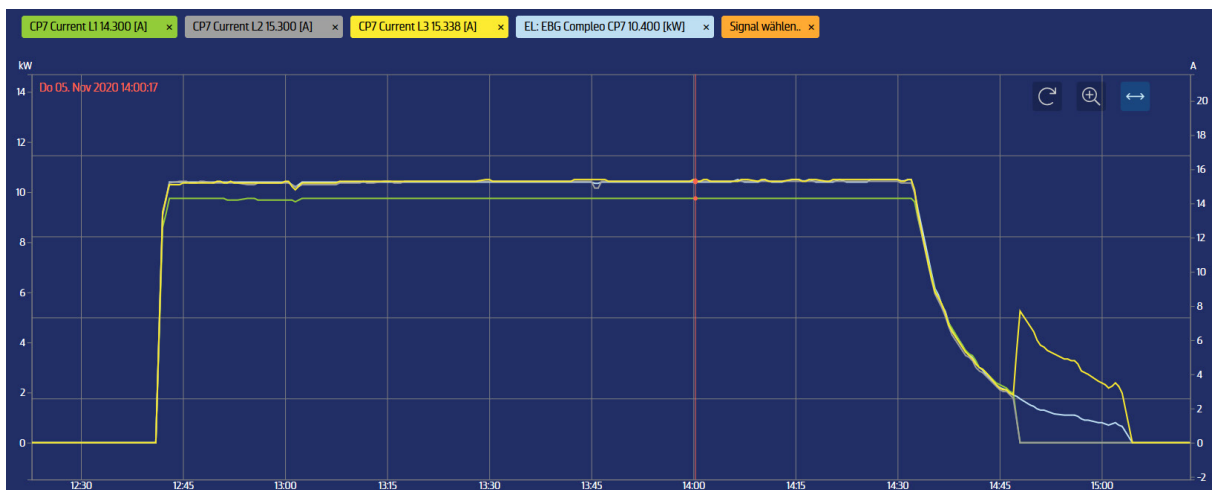


Abbildung 31: Ladekurve BMW i3s.

Die Ladekurve des **BMW i3 Range Extender** unterscheidet sich in ihrem Aussehen nicht wesentlich von jener des i3s. Allerdings lädt der i3 nur einphasig und mit deutlich geringerer Leistung. Die maximale

⁹ BMW AG 2021.

Leistung beträgt demnach 4,4 kW bei einem Strom von 19 A in L3 (je nach Anschluss der Ladesäule). Gegen Ende des Ladevorgangs wird auch hier die Leistung kubisch reduziert, welcher dann bei etwa 0,5 kW abrupt beendet wird. Somit wird auch hier die Batterie geschont. Der in Abbildung 32 gezeigte Ladevorgang weist jedoch ab einem Fünftel der Ladedauer einen Leistungssprung von 4,4 auf 7,0 kW auf. In diesem Moment ist in der Steuerung die Schiefastbegrenzung auf 20 A ausgefallen. Der i3 hat nun selbstständig den Strom auf 30 A erhöht und bis Beginn der Leistungsreduzierung gehalten. Während dieser Zeit war eine erhebliche Schiefast im Netz vorhanden, welche die Stabilität negativ beeinflusst hat. Durch mehrere solche Vorfälle zur selben Zeit wäre es theoretisch möglich, die Zuleitung der Ladesäulen (160 A Absicherung pro Phase) zu überlasten. Ein funktionierendes Lastmanagement ist daher für große Ladeparks, wie sie in Zukunft geplant sind, unerlässlich.¹⁰

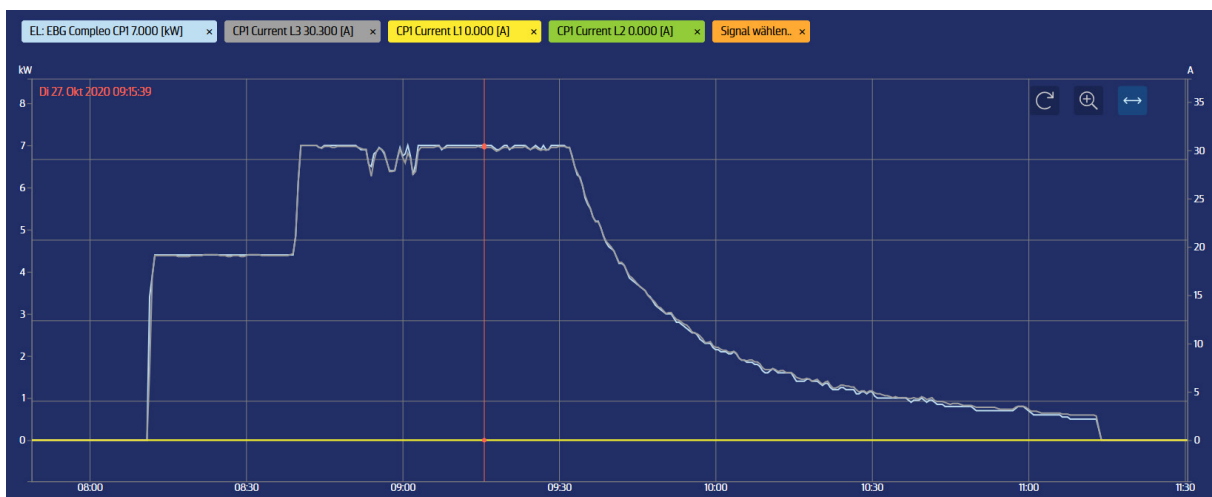


Abbildung 32: Ladekurve BMW i3 (Range Extender).

Bei den Ladezyklen der **Plug-in-Hybride** gab es im Vergleich zu den vollelektrischen Fahrzeugen kleinere Abweichungen zwischen den einzelnen Zyklen. Das liegt an den in Tabelle 2 genannten Faktoren. Demnach sind nur bei der Ladeleistung Unterschiede vorhanden.

Die Ladekurve des **Mercedes-Benz GLE 350 de** ähnelt stark jener des Model S. Es ist auch hier keine Leistungsreduzierung zu Beginn und Ende des Ladevorgangs zu erkennen. Die Ladeleistung wird sprunghaft auf das Maximum bei 1,8 kW und einem Strom von 7,8 A erhöht. Der GLE lädt dabei im Gegensatz zum Tesla nur einphasig. Die Phasenwahl ist über alle ermittelten Kurven verschieden und wird demnach vom Fahrzeug selbst getroffen. Unter den beteiligten PKW weist er hiermit die geringste Ladeleistung auf. So wird zwar die Batterie geschont und die Netzstabilität nicht gefährdet, jedoch hat das Fahrzeug eine sehr hohe Verweilzeit an der Ladesäule. So variierte die Ladedauer in den Messungen zwischen 1,5 h und 4,5 h je nach ursprünglicher Restladung. Bei neueren Versionen des Fahrzeugs sind nach Angaben von Mercedes-Benz bis zu 7,4 kW Ladeleistung möglich. So kann die derzeit maximale Ladedauer von 4,5 h auf 1,1 h verkürzt werden. In Abbildung 31 ist eine typische Ladekurve des GLE gezeigt. Die Unterschiede zwischen den ermittelten Ladekurven sind lediglich in der Ladedauer zu finden.¹¹

¹⁰ BMW AG 2021.

¹¹ Daimler AG 2021.

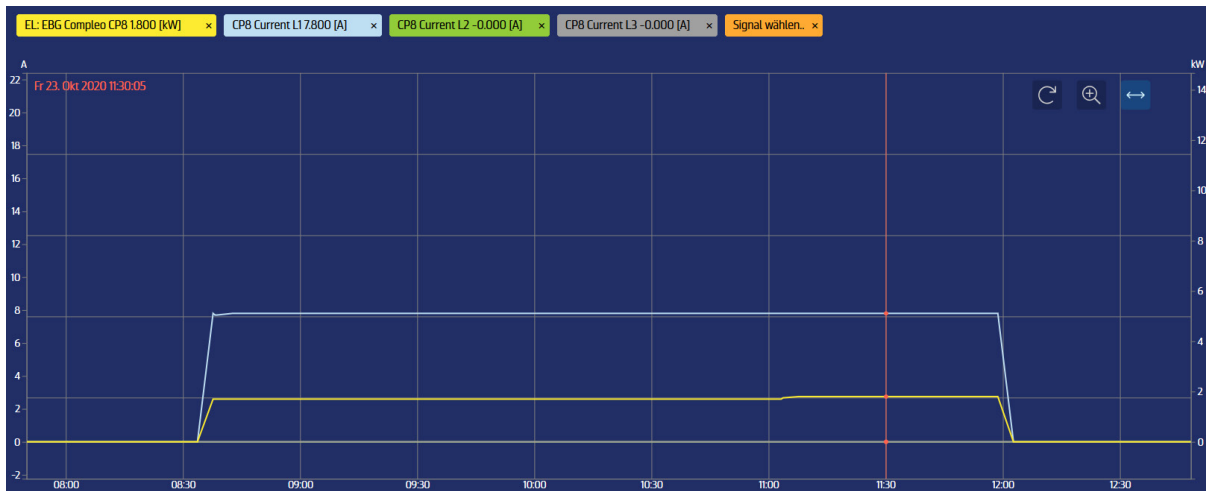


Abbildung 33: Ladekurve Mercedes-Benz GLE 350 de.

Die Ladekurve des **Mitsubishi Outlander PHEV** ähnelt jener des Mercedes-Benz GLE. Unterschiede bestehen in der langsameren Leistungssteigerung zu Beginn, der Leistungsreduktion am Ende und der maximalen Ladeleistung. So wird zu Beginn die Ladeleistung nicht sofort auf das Maximum von 3,3 kW bei 14,3 A gesetzt, sondern gesteigert. Gegen Ende des Ladevorgangs bricht die Ladekurve kurz ein, steigt wieder und flacht dann kubisch bis null ab. Dieses Verhalten hat kein weiteres der untersuchten Fahrzeuge aufgewiesen und dient auch hier zur Steigerung der Batterielebensdauer. Die bei dem einphasigem Ladevorgang erzeugte Schiefelast von 14,3 A bewegt sich noch im unkritischen Rahmen und stellt für die Netzstabilität keine Gefahr dar. In Abbildung 34 ist eine typische Ladekurve des Mitsubishi Outlander PHEV gezeigt. Die Unterschiede zu den anderen ermittelten Kurven bestehen auch hier nur in der Ladedauer.¹²



Abbildung 34: Ladekurve Mitsubishi Outlander PHEV.

C.6.3. Ladezyklen bei Nutzung von Solarenergie

Ein zweites Testszenario stellt **der Betrieb der Ladesäulen mit ausschließlich durch Photovoltaik erzeugter Energie** dar. Um diesen Betrieb zu ermöglichen, wurde von der Firma enisyst GmbH eine Steuerung implementiert. Dadurch ist es möglich, die an den Ladesäulen abgegebene Leistung an die erzeugte Leistung der PV-Anlage auf Gebäude 4 der Hochschule zu koppeln. Es steht damit nur die

¹² Mitsubishi Motors Corp. 2021.

Leistung zur Verfügung, die im selben Zeitpunkt regenerativ erzeugt wird. In der Spitze ist das der Wert 213 kW. Jener wird allerdings nur bei besten Bedingungen im Juni erreicht. Hier steht die Sonne am höchsten und die Bestrahlungszeit ist am längsten. Weiterhin ist es notwendig, dass keinerlei Bewölkung oder Verschmutzung der PV-Module vorliegt. Da diese Bedingungen zum Testzeitpunkt im November 2020 nicht erreichbar waren, belief sich die reale Ausbeute auf deutlich geringere Werte. So lieferte die PV-Anlage zum Testzeitpunkt am 23.11.2020 nur maximal 45 kW und das nur sehr kurz um 12:00 Uhr mittags. An diesem Tag zeichnete sich das Wetter zunächst durch leichte Bewölkung (bis etwa 13:00 Uhr) und danach aufziehenden Nebel aus. Im Vergleich zu den 213 kWp ist die Ausbeute dadurch um 78,9 % reduziert gewesen. Neben dem Laden von Elektrofahrzeugen bedient die PV-Anlage noch den Bedarf von Gebäude 4. Die hierfür erforderliche Leistung schmälert das nutzbare Band zusätzlich.

Wie sich die geringe Energiemenge **auf den Ladezyklus eines BMW i3 auswirkt**, ist in Abbildung 35 zu sehen. So schwankt die Ladekurve nun mit der erzeugten Leistung der PV-Anlage. Bricht der PV-Ertrag ein, folgt sofort auch die Ladeleistung. Das Fahrzeug ist somit nicht in der Lage, den in Abbildung 31 gezeigten Ladeverlauf zu befolgen. So kommt es um 9:00 Uhr zu einem kompletten Zusammenbruch der Ladeleistung. Als daraufhin die PV-Anlage wieder mehr Energie zur Verfügung stellt, steigt auch die Ladeleistung wieder an. Die Schwankungen setzen sich bis etwa 12:15 Uhr fort. Ab diesem Zeitpunkt ist ausreichend Energie vorhanden, so dass der BMW i3 seinem regulären Ladezyklus mit 4,4 kW bei 19,1 A folgen kann. Für die Interpretation der Ergebnisse ist es wichtig, zu wissen, dass der BMW i3 nur einphasig laden kann. Das heißt, er kann maximal auf ein Drittel der erzeugten PV-Energie zugreifen. Für ihn wären in diesem Tag nur maximal 14,9 kW nutzbar gewesen. Da er allerdings um 12:00 Uhr nur 3,5 kW von maximal 4,4 kW Ladeleistung nutzen kann, zeigt sich, wie sich die Nebeneffekte durch den Verbrauch des Gebäudes auswirken. Was dagegen passiert, wenn gar keine PV-Energie zur Verfügung steht, zeigt das Zittern des Graphen vor 8:30 Uhr. Da es zu diesem Zeitpunkt noch dunkel war, fiel die Steuerung in einen Fehlerzustand.

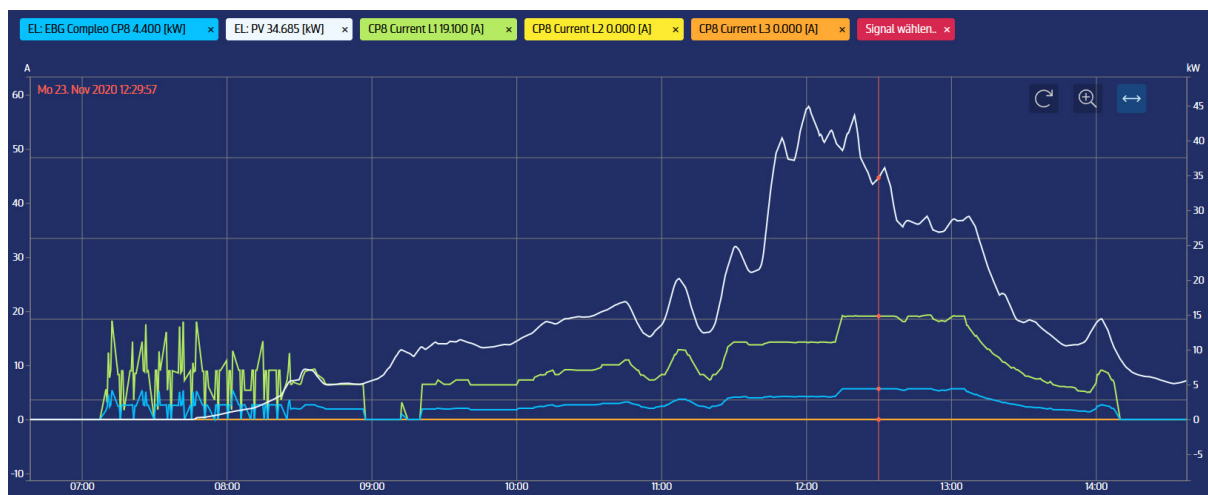


Abbildung 35: Ladekurve BMW i3 mit Solarenergie.

Aus diesem Versuch kann geschlossen werden, dass die Ladevorgänge mit reiner Solarenergie länger dauern können und im Fall der Hochschule Reutlingen nur sehr wenige Fahrzeuge in den dunklen Jahreszeiten so geladen werden können. Es wäre beispielsweise nur schwer möglich gewesen, eine Renault ZOE an diesem Tag ausreichend zu laden. Diese Problematik verdeutlicht sich dadurch, dass der BMW i3 an diesem Tag das einzige Fahrzeug an den Ladesäulen war. Wie die Aufteilung der vorhandenen Leistung, im Fall der überhöhten Nachfrage, durch Fahrzeuge genau aussieht, konnte aus

diesem Versuch nicht ermittelt werden. Es ist jedoch von einer deutlich erhöhten Verweilzeit an den Ladesäulen und hohen Schwankungen der einzelnen Ladeleistungen auszugehen.¹³

C.6.4. Ladezyklen mit reduzierter Leistung

Zukünftig kann es durch hohes Aufkommen von Ladevorgängen, verursacht wegen verstärkter Etablierung der Elektromobilität, zu temporärer Energieknappheit kommen. In diesem Fall können die Verteilnetzbetreiber den zur Verfügung stehenden maximalen Strom pro Phase und Ladesäule beschränken. So kommt es zu einer **Reduzierung der Ladeleistung** und damit einer Beeinflussung der Ladezyklen der Fahrzeuge. Um diesen Fall zu simulieren, wurde über die Steuerung der maximale Strom für alle acht Ladepunkte auf 30 A pro Phase beschränkt. Somit stand für alle Ladepunkte nur eine Leistung von 20,7 kW zur Verfügung. Diese Leistung reicht maximal zum regulären Laden einer Renault ZOE ZE50. Wird nun ein weiteres Fahrzeug angeschlossen, so müssen sich die Fahrzeuge die vorhandene Ladeleistung bzw. den vorhandenen Strom aufteilen. Dadurch werden die Ladezyklen beider Fahrzeuge verändert. Jener Effekt verstärkt sich mit jedem weiteren angeschlossenen Fahrzeug. Wie sich dieser Eingriff auswirkt, ist in den folgenden Punkten erklärt.

Um die **Auswirkungen bei zwei angeschlossenen Fahrzeugen** zu betrachten, eignen sich zwei Konstellationen: die Renault ZOE ZE50 mit dem Mitsubishi Outlander PHEV und der VW eUp mit dem BMW i3s. In beiden Konstellationen werden dreiphasig ladende Fahrzeuge (ZOE und i3s) von ein- (Outlander PHEV) bzw. zweiphasig (VW eUp) ladenden Fahrzeugen in ihrem regulären Ladevorgang behindert.

Wie bereits genannt, laden die **Renault ZOE ZE50** mit bis zu 20,8 kW **und der Mitsubishi Outlander** mit bis zu 3,3 kW. Diese Leistungen sind mit den oben beschriebenen Einschränkungen theoretisch nicht mehr möglich. Wie aus Abbildung 36 hervorgeht, ist es der Renault ZOE nur allein möglich, ihre maximale Ladeleistung zu halten. Sobald der Outlander ebenfalls mit dem Laden beginnt, wird die Ladeleistung der ZOE auf 9,2 kW gedrosselt. Dieses Niveau wird gehalten, bis der Akku der ZOE soweit geladen ist, dass die reguläre Leistungsreduktion gegen Ende wirksam wird. Der Outlander kann bei dem gezeigten Versuch seinen Ladezyklus regulär durchführen. Das liegt daran, dass die ZOE ihre Leistung stärker reduziert als nötig wäre. Zum Zeitpunkt der Messung um 9:00 Uhr nutzt die ZOE in jeder der drei Phasen nur 13,3 A. Der Outlander benötigt hingegen für sein einphasiges Laden nur 14,3 A in L3. Somit werden von den vorhandenen 30 A in jeder Phase nur maximal 27,6 A in L3 genutzt. L1 und L2 werden nur mit den 13,3 A der ZOE beaufschlagt. Damit stehen größere Reserven in L1 und L2 zur Verfügung. Jene Reserven werden jedoch von der ZOE nicht genutzt, da das Fahrzeug einen symmetrischen Ladeverlauf erhalten möchte.¹⁴

¹³ BMW AG 2021.

¹⁴ Renault SA 2021; Mitsubishi Motors Corp. 2021.

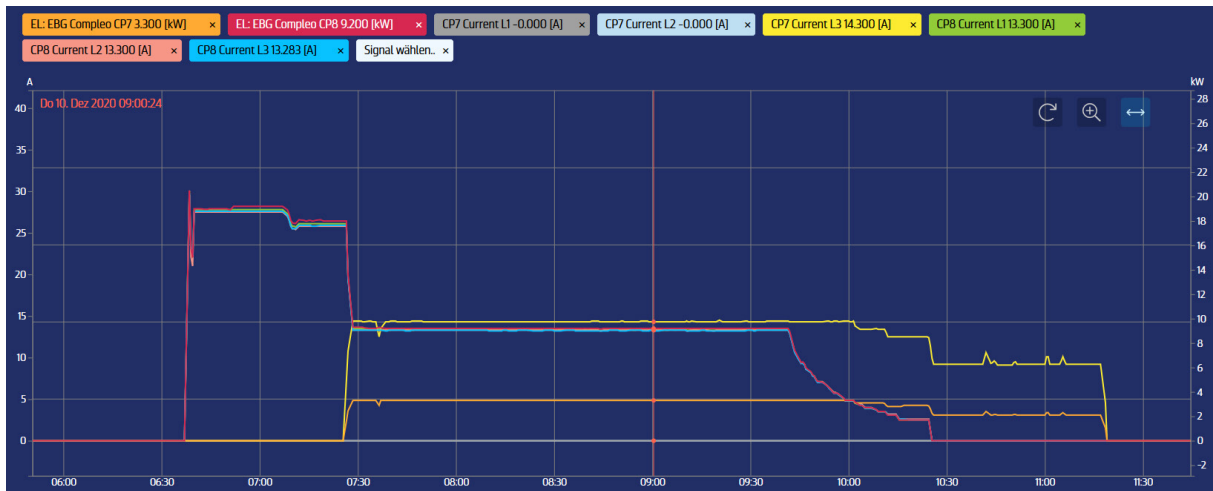


Abbildung 36: Ladekurve ZOE ZE50 und Outlander PHEV bei reduzierter Leistung.

In einem weiteren Versuch luden ein **VW eUp** (zweiphasig) und ein **BMW i3s** (dreiphasig) zum selben Zeitpunkt. Wird der Ladevorgang nicht gestört, ist die reguläre Ladeleistung der Fahrzeuge für den eUp 7,4 kW und für den i3s 10,4 kW. Wird nur die Leistung betrachtet, so sind mit insgesamt 17,8 kW noch genug Reserven zum Maximum bei 20,7 kW vorhanden. Da der eUp jedoch nur zweiphasig mit jeweils 16 A und der i3s dreiphasig mit jeweils 15 A pro Phase lädt, kommt es auf zwei der drei Phasen zu einem Maximalstrom von 31 A. Somit tritt hier ein Konflikt mit der Grenze von 30 A auf. Die Fahrzeuge müssen folglich ihren Ladeleistung reduzieren. Wie diese Reduktion abläuft, ist in Abbildung 37 gezeigt. Demnach beginnt der eUp mit seinem zunächst noch unbeeinflussten Ladevorgang (7,4 kW Ladeleistung). Ab etwa 9:10 Uhr startet der i3s mit dem Laden. Die maximale Leistung des eUp sinkt nun auf 6,6 kW. Während seines gesamten Ladevorgangs erreicht der i3s hingegen nur 10,0 kW. Der eUp reduziert dabei seine Ladeströme von 15,9 A auf 14,4 A in L2 und L3, während der i3s nur 15,1 A in L1, 14,8 A in L2 und 13,4 A in L3 erreicht. Somit werden auch hier die Reserven nicht komplett genutzt. Beide Fahrzeuge bestätigen hier das Verhalten der ZOE, dass die Ladeströme und damit auch Leistungen symmetrisch über die Phasen reduziert werden. Dieses Verhalten ist auf die fahrzeuginterne Leistungselektronik zurückzuführen.¹⁵

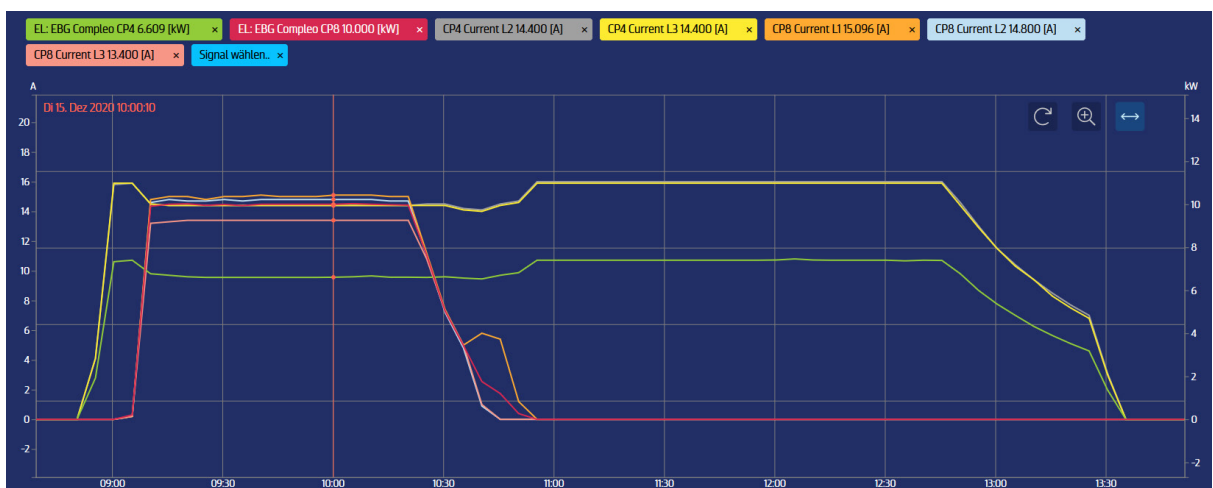


Abbildung 37: Ladekurve VW eUp und BMW i3s bei reduzierter Leistung.

¹⁵ Volkswagen AG 2021; BMW AG 2021.

Um die **Auswirkungen von vier gleichzeitig angeschlossenen Fahrzeugen** aufeinander zu untersuchen, eignet sich eine aufgenommene Situation. Konkret handelt es sich dabei um vier einphasig ladende Fahrzeuge, von denen nur zwei bekannt sind. So waren in den in Abbildung 38 gezeigten Ladekurven der BMW i3 und der Mercedes-Benz GLE 350 de involviert. Die anderen zwei Fahrzeuge konnten nicht ermittelt werden. Für die genauere Aufschlüsselung der Ladekurve sind fünf Betrachtungsphasen festgelegt worden, jeweils dann, wenn Fahrzeuge hinzukommen bzw. das Laden beenden. Alle Phasen haben die Gemeinsamkeit, dass kein Strom in L2 fließt. Somit werden nur L1 und L3 für das Laden der Fahrzeuge genutzt. Es wird asymmetrisch geladen und eine Schiefast erzeugt.¹⁶ Zur Erklärung der in

¹⁶ BMW AG 2021; Daimler AG 2021.

Tabelle 5 bis Tabelle 9 genutzten Farben vgl. die folgende Legende in Tabelle 4.

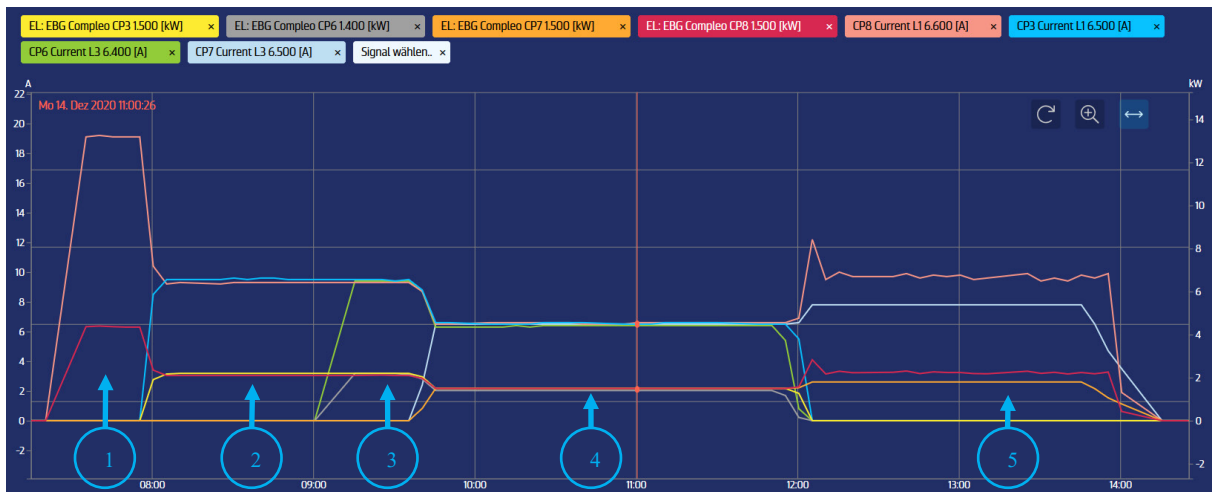


Abbildung 38: Ladekurven für vier Fahrzeuge.

Tabelle 4: Legende zu Tabelle 5 und Tabelle 9.

Farbe	Bedeutung
Grün	Fahrzeug kommt neu hinzu
Blau	Leistungserhöhung
Rot	Leistungsreduzierung
Orange	Fahrzeug hat Laden beendet
Grün	Keine Veränderung

Zu Beginn von **Phase 1** startet der BMW i3 mit dem Laden. Dabei ist es ihm zunächst noch möglich, seinem regulären Ladezyklus (Kurven mit Kürzel CP8 in Abbildung 38) zu folgen und mit 4,4 kW bei 19,1 A in L1 zu laden.

Table 5: Ladekurven für vier Fahrzeuge, Phase 1.

Fahrzeug	Ladeleistung [kW]	Strom in L1 [A]	Strom in L2 [A]	Strom in L3 [A]
i3	4,4	19,1	0	0
Fahrzeug A	0	0	0	0
Fahrzeug B	0	0	0	0
GLE 350 de	0	0	0	0

In **Phase 2** kommt zusätzlich zum BMW i3 ein weiteres Fahrzeug hinzu (Fahrzeug A). Die Auswirkungen davon sind reduzierte Ladeleistungen bei beiden Fahrzeugen. So wird die Ladeleistung des i3 mehr als halbiert. Fahrzeug A startet den Ladevorgang mit 2,2 kW bei 9,5 A in L1 (Kurven mit Kürzel CP3 in Abbildung 38). Der Gesamtstrom in L1 reduziert sich so leicht auf 18,8 A. Die Limitierung ist hier eine maximal zulässige Schiefast von 20 A zu anderen Phasen.

Table 6: Ladekurven für vier Fahrzeuge, Phase 2.

Fahrzeug	Ladeleistung [kW]	Strom in L1 [A]	Strom in L2 [A]	Strom in L3 [A]
i3	2,1	9,3	0	0
Fahrzeug A	2,2	9,5	0	0
Fahrzeug B	0	0	0	0
GLE 350 de	0	0	0	0

In **Phase 3** kommt Fahrzeug B hinzu. Da es einphasig mit 2,2 kW und 9,4 A in L3 lädt (Kurven mit Kürzel CP6 in Abbildung 38), beeinflusst es die zwei bereits ladenden Fahrzeuge auf der Phase L1 nicht.

Table 7: Ladekurven für vier Fahrzeuge, Phase 3.

Fahrzeug	Ladeleistung [kW]	Strom in L1 [A]	Strom in L2 [A]	Strom in L3 [A]
i3	2,1	9,3	0	0
Fahrzeug A	2,2	9,5	0	0
Fahrzeug B	2,2	0	0	9,4
GLE 350 de	0	0	0	0

Durch das Hinzukommen des GLE 350 de sind in **Phase 4** nun vier Fahrzeuge zeitgleich angeschlossen. Der GLE 350 de lädt dabei über die Phase L3 mit 1,5 kW und 6,5 A (Kurven mit Kürzel CP7 in Abbildung 38). Die drei anderen Fahrzeuge erfahren dadurch eine weitere Leistungsreduzierung auf etwa 1,5 kW und 6,5 A. Somit belasten alle Fahrzeuge das System nun gleich stark. Die erhebliche Reduktion der Ströme ist auf den Schieflastschutz zurück zu führen.

Tabelle 8: Ladekurven für vier Fahrzeuge, Phase 4.

Fahrzeug	Ladeleistung [kW]	Strom in L1 [A]	Strom in L2 [A]	Strom in L3 [A]
i3	1,5	6,6	0	0
Fahrzeug A	1,5	6,5	0	0
Fahrzeug B	1,4	0	0	6,4
GLE 350 de	1,5	0	0	6,5

Durch den Wegfall von Fahrzeug A und B in **Phase 5** wird es dem i3 und dem GLE 350 de nun möglich, ihre Ladeleistung wieder zu erhöhen. Der i3 springt jedoch nicht auf den Stand von Phase 1 zurück, sondern lediglich auf 2,2 kW und 9,8 A. Er ist weiterhin in der Leistung eingeschränkt. Der GLE 350 de hingegen kann nun seinem regulären Ladezyklus mit 1,8 kW und 7,8 A folgen. Beide Ladevorgänge halten mit diesen Daten an und enden um etwa 14:00 Uhr. Die Gründe für die verminderte Ladeleistung des BMW i3 konnten wegen fehlenden vergleichbaren Situationen nicht bestimmt werden.

Tabelle 9: Ladekurven für vier Fahrzeuge, Phase 5.

Fahrzeug	Ladeleistung [kW]	Strom in L1 [A]	Strom in L2 [A]	Strom in L3 [A]
i3	2,2	9,8	0	0
Fahrzeug A	0	0	0	0
Fahrzeug B	0	0	0	0
GLE 350 de	1,8	0	0	7,8

Werden alle Phasen betrachtet, so fällt auf, dass sich trotz der vorhandenen Reserven bei den Strömen die Fahrzeuge untereinander beeinflussen und ihre Ladeleistungen reduzieren. Die Grenze von 30 A je Phase wird auf Grund des Schieflastschutzes bei 20 A in keiner der fünf Phasen erreicht. Genau jener Schutz führt jedoch auch dazu, dass die Ladeleistungen der Fahrzeuge reduziert werden. Für zukünftige Systeme ist es daher wichtig, die Lasten trotz einphasig ladender Fahrzeuge symmetrisch zu verteilen, um eine Abregelung der Leistungen zu verhindern und die Netzstabilität nicht zu gefährden.

C.6.5. Fazit aus den Testszenarien

Insgesamt fallen erhebliche **Unterschiede zwischen den Ladekurven der einzelnen Fahrzeuge** auf. Dabei fällt speziell die Renault ZOE ZE50 mit ihrem sechsfach abstuften Ladezyklus aus der Reihe, während beispielsweise ein Tesla Model S konstant mit derselben Leistung lädt. Weiterhin unterscheidet sich zwischen den Fahrzeugen die Anzahl der genutzten Phasen während des Ladevorgangs. So weisen alle untersuchten Plug-in-Hybride nur einphasiges Laden auf. Vollelektrische Fahrzeuge hingegen neigen zur Nutzung von allen drei Phasen und besitzen dadurch eine höhere Ladeleistung. Die höchste Ladeleistung konnte bei der Renault ZOE ZE50 mit 20,8 kW festgestellt werden, während die niedrigste beim Mercedes-Benz GLE 350 de 1,8 kW betrug.

Bei der reinen Nutzung von Solarenergie kam es beim Ladevorgang eines BMW i3 zu erheblichen Schwankungen der Ladeleistung. Das Fahrzeug war kaum in der Lage, seinem regulären Ladezyklus zu

folgen. Die Ladeleistung schwankte dabei mit der Erzeugung der PV-Anlage. So sind während einer reinen PV-Ladung komplette Ladeabbrüche möglich bzw. reduziert sich die Leistung sehr stark.

Die Reduzierung der maximalen Phasenströme auf 30 A zeigte, wie sich die Fahrzeuge im Fall einer Energieknappheit im Netz verhalten. So beeinflussen sich die Fahrzeuge gegenseitig, indem sie ihre Ladeleistung reduzieren. Diese Vorgänge sind dynamisch und nicht auf Stufen festgelegt. Fahrzeuge, die dreiphasig laden, reduzieren dabei ihre Ströme immer symmetrisch, obwohl in einzelnen Phasen noch nutzbarer Strom bis zum Limit vorhanden wäre. Die größten Einflüsse hat diese Beschränkung bei mehreren angeschlossenen einphasigen Ladern. So wird hier oft die Schiefastbegrenzung von 20 A ausgelöst (vergl. auch die Störungen durch fehlende Phasenrotation). Diese reduziert zusätzlich die Ladeleistung. So wird beispielsweise bei vier angeschlossenen Fahrzeugen ein BMW i3 von 4,4 kW auf 1,5 kW abgeregelt. Durch symmetrische Phasenbelastung sind derartige Effekte zu verhindern und schnelle Ladevorgänge möglich.

Die beschriebenen Beobachtungen und Ergebnisse wurden **bei der Einbindung in das Virtuelle Kraftwerk berücksichtigt**. Da die Deckung der Ladelast nur aus PV-Strom gerade im Winter nicht möglich ist und zusätzlich auch der Verbrauch der Hochschule teilweise aus dem PV-Ertrag gedeckt wird, wurde die Erzeugung des hochschuleigenen Blockheizkraftwerks (BHKW) mit eingebunden.

C.6.6. Berücksichtigung von Netzrestriktionen und sektorenübergreifende Modellierung innerhalb des Virtuellen Kraftwerks Neckar-Alb

Bedingt durch die Covid19-Pandemie wurden die E-Ladesäulen nur spärlich benutzt. Trotzdem konnte abschnittsweise eine akzeptable **Lastprognose für die Ladesäulen** erstellt werden. Der weitere Betrieb wird zeigen, ob sich bei geregelter Betrieb an der Hochschule der Strombedarf dieser Ladesäulen gut prognostizieren lässt. Je besser dies erfolgt, umso energieeffizienter und wirtschaftlicher kann die BHKW-Erzeugung geplant werden (vgl. Abbildung 24).

Der Algorithmus zur Fahrplangenerierung der Ladesäulen wurde im Rahmen des Projektes um die **Berücksichtigung eines maximalen Netzbezugs** erweitert. In Abbildung 39 ist orange der Netzbezug dargestellt. Die grünen Balken signalisieren die Überschreitung des (fiktiven) Limits von 400 KW. Gut zu sehen ist das Maximum der PV-Einspeisung um die Mittagszeit, welche den Netzbezug verringert. Der Algorithmus legt den Fahrplan für das BHKW (rote Balken) in den Maximalbezug des Tages. Die nachmittägliche Spitze kann nicht mehr durch das BHKW abgefahren werden, da der Wärmespeicher des BHKW dann voll ist.

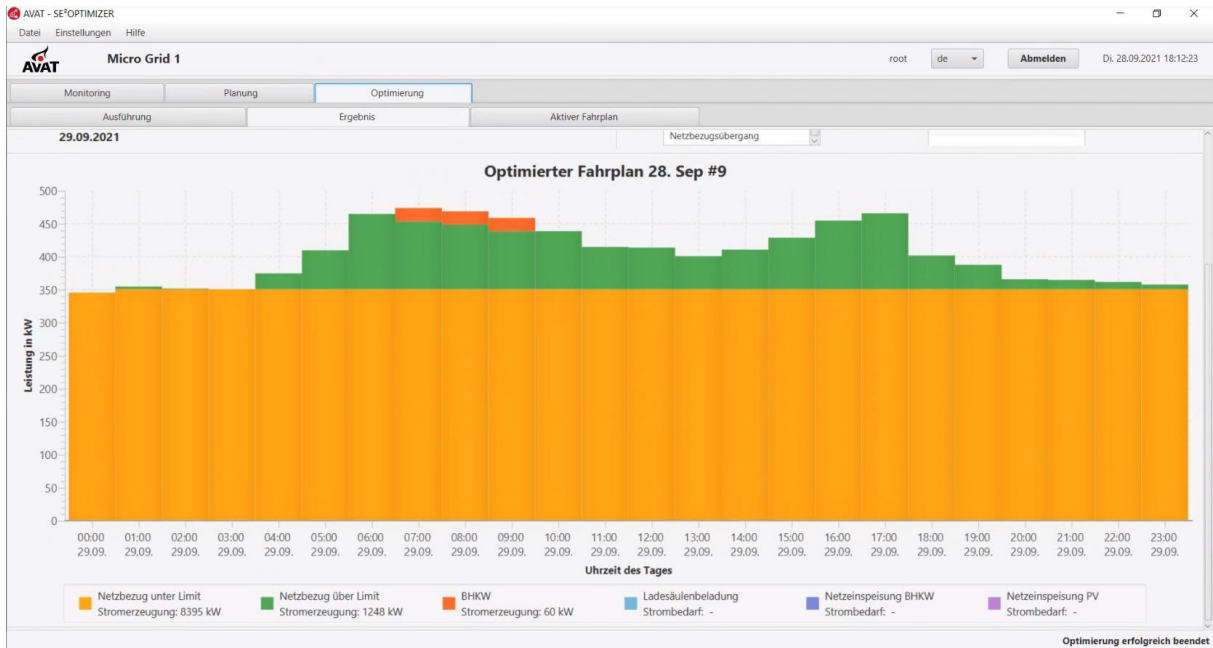


Abbildung 39: Fahrplangenerierung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen.

Im Rahmen des Projektes wurde die **Modellierung** des bisherigen Demonstrators um die Bereiche PV und E-Mobilität erweitert (Abbildung 40). Es wird gezeigt, dass ein System bestehend aus gasbetriebem BHKW, Wärmespeicher, Wärmeverbraucher, Netzeinspeisung, PV-Einspeisung und Ladesäulen **sektorenübergreifend** unter Berücksichtigung der technologischen Randbedingungen wirtschaftlich optimiert werden kann. Die Flexibilität der Speicher sowie Lastprognosen von Hochschulnetz und Ladesäulen werden benutzt, um möglichst viel PV-Energie einzusetzen und gleichzeitig Netzrestriktionen einzuhalten.

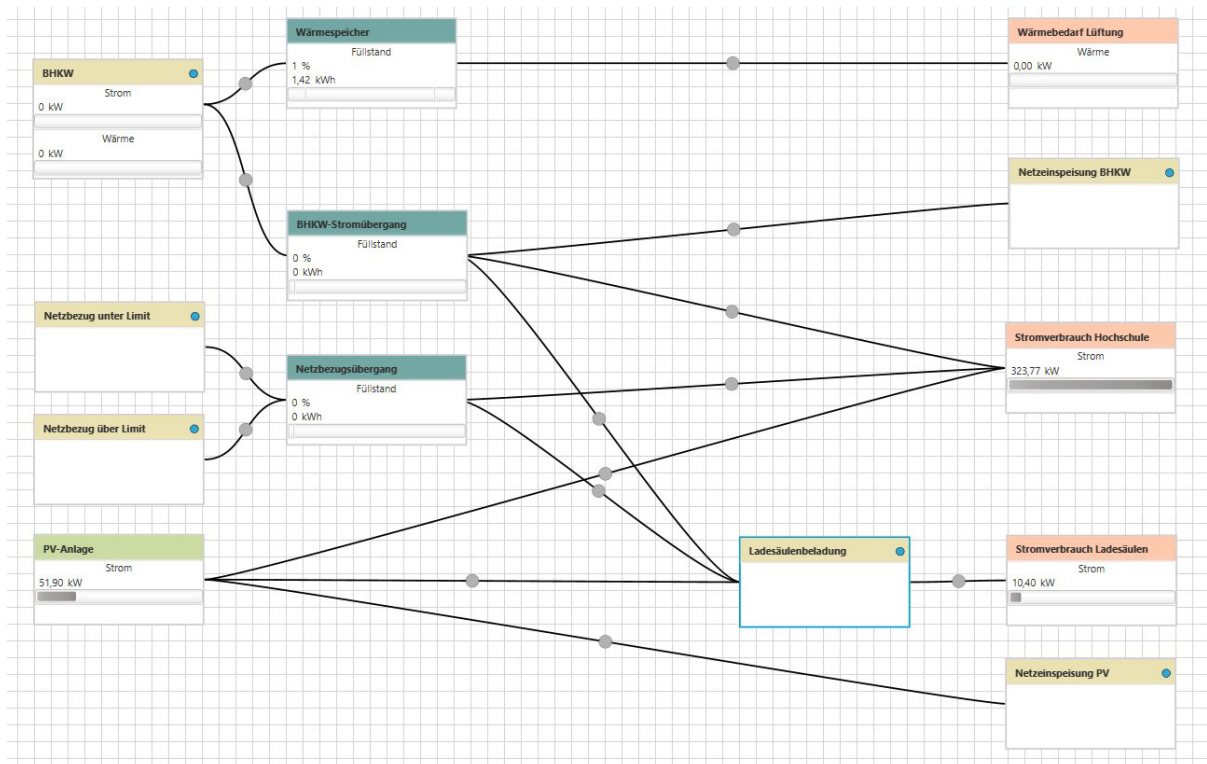


Abbildung 40: Sektorenübergreifende Modellierung.

C.7. Ausblick

Kurz nach Projektende am 30.09.2021 startete ab Oktober nach mehr als einem Jahr Home Office und Online-Lehre wieder der „Normalbetrieb“ an der Hochschule Reutlingen. Seitdem werden unter deutlich stärkerer Auslastung der Ladeinfrastruktur Daten gesammelt. Durch diese Daten werden in Zukunft in Kooperation mit den assoziierten Partnern Prognosen, Fahrpläne und Lastmanagement weiter verbessert und die bestehende Infrastruktur weiter evaluiert. Die Betreiberin der Ladeinfrastruktur PBW sowie die Industriepartner Avat GmbH und enisyst GmbH haben gemeinsam mit der Hochschule Reutlingen großes Interesse daran geäußert, den Livebetrieb weiter zu begleiten. Die PBW stellte die Ladeinfrastruktur den Modellnutzern noch bis zum 31.12.2021 entgeltfrei zur Verfügung. Seit Januar 2022 ist die Ladeinfrastruktur für die Allgemeinheit geöffnet und wird von der PBW regulär betrieben.

Arbeitspaket D: Ladepark solarLAGO Konstanz

D.1. Installation der Infrastruktur für 16 Ladeanschlüsse

Es wurde das System chargeBIG von Mahle beschafft und auf die örtlichen Rahmenbedingungen angepasst. Das System zeichnet sich dadurch aus, dass die gesamte Regelungstechnik in einem einzigen Schaltschrank untergebracht ist. Zu den Fahrzeugen gehen lediglich fest angeschlagene Kabel mit Typ2-Steckverbindern, die bei Abwesenheit der Fahrzeuge an den individuellen denkbar einfachen Verteilboxen eingehängt werden können. Das System hat deutliche Kostenvorteile pro Ladepunkt, je mehr Anschlüsse, desto interessanter. Das Laden geschieht typischerweise einphasig um Platz im Schaltschrank und Kosten zu sparen. Die Vielzahl der Anschlüsse ermöglicht den automatischen Schiefelastausgleich.

D.1.1. Einbringung des zentralen Schaltschranks

An einer zentralen Stelle in der Halle des ISC Konstanz wurde der zentrale Schaltschrank aufgestellt (Abbildung 41), nachdem zuvor dafür drei PV-Wechselrichter versetzt werden mussten. Der Platz ist so gewählt worden, dass zu keinem Ladepunkt eine längere Leitung als 50-60 Meter notwendig wurde.



Abbildung 41: Zentraler Schaltschrank von chargeBIG für 15 einphasige Ladeanschlüsse und einen dreiphasigen Ladepunkt. Abnahme und Einweisung durch Mahle chargeBIG-Mitarbeiter.

Der Schaltschrank wurde direkt an den hauseigenen Hauptverteiler angeschlossen, der wiederum direkt vom 400 kW Ortsnetztransformator versorgt wird, und mit dreimal 160 A abgesichert.

D.1.2. Installation der Ladepunkte

Statt der ursprünglich geplanten 18 einphasigen Ladeanschlüssen wurden 15 einphasige Anschlüsse und ein dreiphasiger 22 kW-Anschluss eingerichtet. Zwei Ladepunkte waren schon vorhanden, so dass



Abbildung 42: Fest angeschlagene Leitungen mit Typ II Ladesteckern an der PV-Fassade. Im rechten Bild ist die Leitungsführung über Kabeltrassen und eine Steigleiter zu sehen.

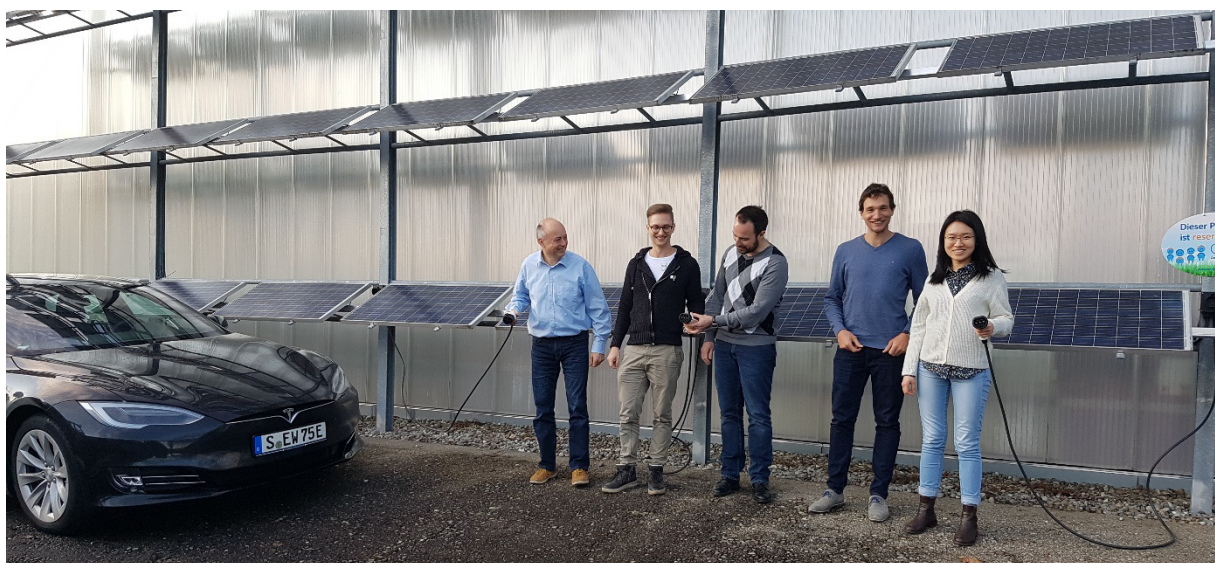


Abbildung 43: Die Ladestecker sind unauffällig zwischen den Solarmodulen angebracht.

wir insgesamt dennoch auf 18 Anschlüsse kommen. Neun der Ladepunkte befinden sich direkt an der Photovoltaik-Fassade (Abbildung 43). Dort wurde ein fester Platz für das Carsharing-Unternehmen Car-Ship (Abbildung 44) eingerichtet, das sich auf die Vermietung von Elektrofahrzeugen spezialisiert hat. Die Anschlussleitungen zu den einzelnen Ladepunkten wurden fachmännisch über Kabelrinnen und Steigleitern verlegt. Über das Car-Sharing und den betriebseigenen E-Golf fanden sehr regelmäßig täglich Ladeprozesse statt, so dass die Ladeinfrastruktur gut getestet werden konnte. Bis zum Ende des Vorhabens hatten einige Mitarbeiter sich bereits ein eigenes E-Fahrzeug oder zumindest einen Plug-In Hybrid angeschafft, den sie während der Arbeit zum Laden einsteckten.



Abbildung 44: Ein Parkplatz am Ladepunkt 12 steht dem Carsharing-Unternehmen Car-Ship zur Verfügung. Ein Platz wird vom betriebseigenen E-Golf belegt, die übrigen Plätze werden von Mitarbeitern und Gästen genutzt. Künftig sollen die Plätze nachts und am Wochenende der Öffentlichkeit zur Verfügung stehen.

D.1.3. Dimensionierung der verfügbaren Ladeleistung

Das Lastprofil der Forschungsanlagen des ISC Konstanz ist sehr volatil und bewegt sich stets im Bereich zwischen 60 kW und 200 kW. Lastspitzen über 200 kW versuchen wir zu vermeiden. Die Elektroauto-Ladeinfrastruktur sollte keine höheren Spitzen erzeugen, sondern systemdienlich ausgleichend auf das Lastprofil einwirken. Deshalb ist das Lastmanagement unerlässlich. Der dreiphasige Ladeanschluss wird nur zu Zeiten frei gegeben, wenn keine Spitzen auftreten. Alle einphasigen Ladepunkte lassen sich in der Leistung zwischen 1,8 kW (8 A) und 7,4 kW (20 A) regeln. In Abbildung 45 ist das Lastprofil in der Leistung (kW) über der Zeit von einer Woche gezeigt. Hier kann man erkennen, dass der Regelbereich sehr gut auf das Lastprofil angepasst ist: Bei einer verfügbaren Leistung von beispielsweise lediglich 28 kW können 15 Ladepunkte mit minimaler Leistung versorgt werden ($15 \times 1,85 \text{ kW} = 27,75 \text{ kW}$). Im Mittleren Verfügungsbereich stehen $15 \times 3,7 \text{ kW} = 55,5 \text{ kW}$ zur Verfügung und im günstigsten Fall können alle 15 Ladepunkte mit 7,4 kW Leitung und zudem auch noch der 22 kW-Lader versorgt werden ($15 \times 7,4 \text{ kW} + 22 \text{ kW} = 133 \text{ kW}$).

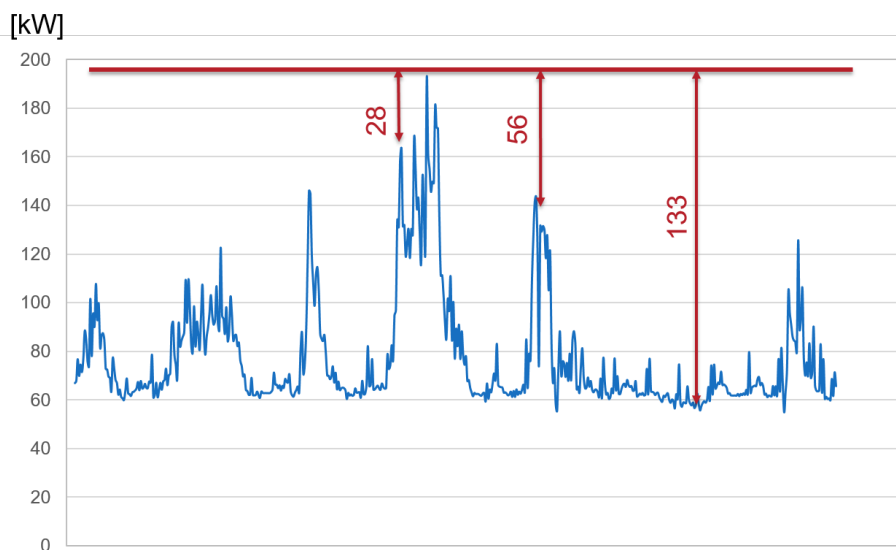


Abbildung 45: Lastprofil der Forschungsanlagen des ISC Konstanz in der Leistung (kW) über der Zeit von einer Woche. Es stehen zwischen 28 kW und 133 kW für 16 Ladeanschlüsse zur Verfügung.

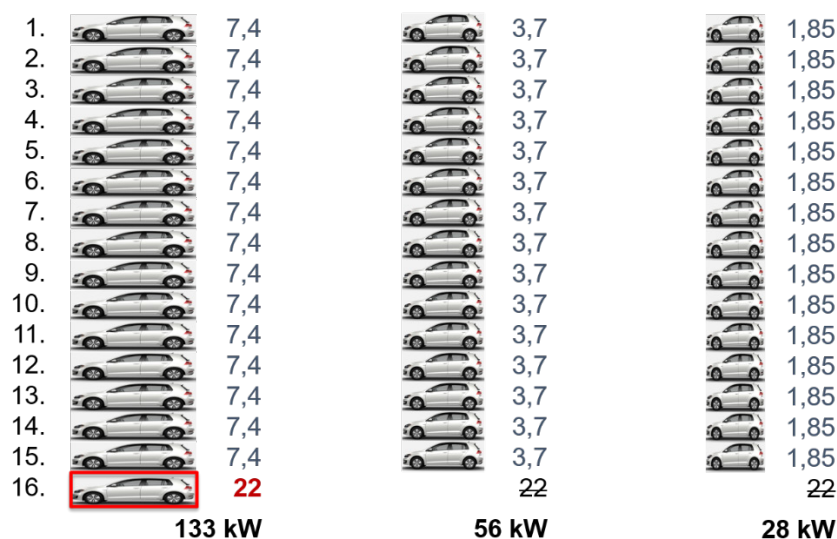


Abbildung 46: Rechenbeispiel für die drei Szenarien für verfügbare Gesamt-Ladeleistungen von 28 kW (minimal ohne 22 kW-Lader), 56 kW (mittel z.B. ohne 22 kW-Lader) und 133 kW (unbegrenzt).

D.1.4. Die Methanol-Brennstoffzelle

Die Lade-Infrastruktur wurde durch eine Brennstoffzelle ergänzt, die mittels Methanol und Reformertechnologie betrieben wird. Sie liefert elektrische Leistung, insbesondere dann, wenn die PV-Anlagen wenig liefern (und dient somit als künstliche Sonne). Methanol kann mittels solarem Wasserstoff und CO₂ regenerativ hergestellt werden. Abbildung 47 und Abbildung 48 zeigen den Aufbau und Merkmale der eingesetzten Brennstoffzelle, die zusammen mit einem LiFePO₄-Speicher betrieben wird.



- Methanol-Brennstoffzelle
- 5kW elektrische Leistung
- 4,5kW thermische Leistung
- 48VDC Output
- Batterieladegerät
- Luftkühlung oder Glykolkühlung
- Wasserstoff für die Brennstoffzelle wird in einem Reformer erzeugt
- $\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} = 3\text{H}_2 + \text{CO}_2$
- Vorlaufzeit von 20-30min erforderlich

Abbildung 47: Bild und Eigenschaften der eingesetzten Methanol-Brennstoffzelle, die eingesetzt wird, wenn hohe Auslastung der Ladeinfrastruktur vorherrscht und die Photovoltaik keinen ausreichenden Beitrag leistet.

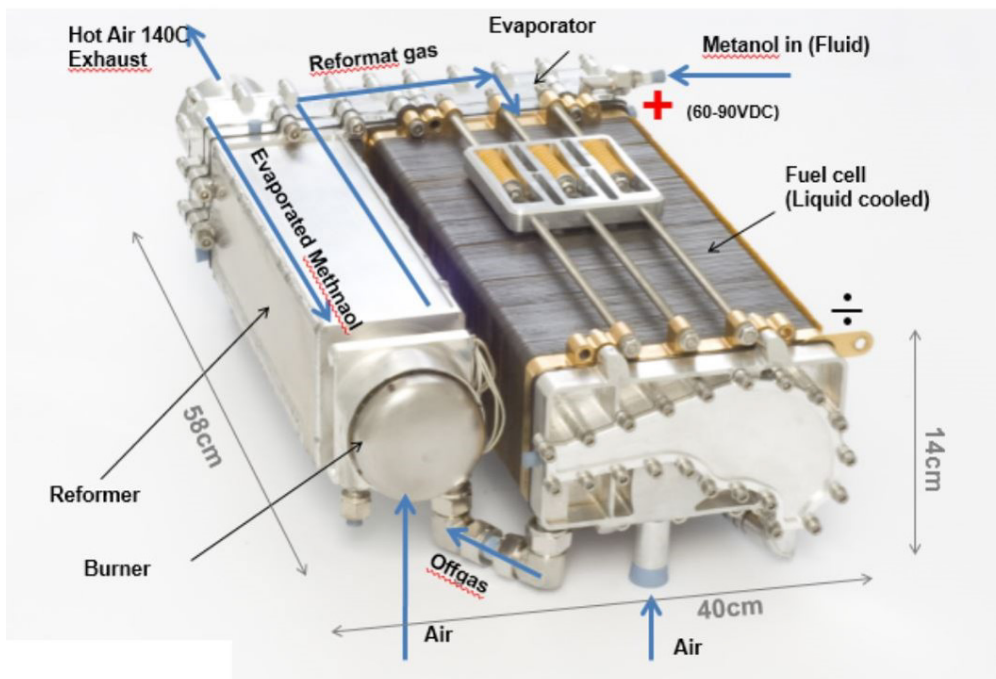


Abbildung 48: Aufbau der Methanol-Brennstoffzelle mit Methanol-Reformer.

D.2. Einbindung der LIS in das EMS des ISC Konstanz

D.2.1. Die Ladeinfrastruktur (LIS)

Die Ladeinfrastruktur (LIS) des Corporate Startup chargeBIG von MAHLE bietet ein zentrales System für Anwendungsbereiche mit 18 bis 100 oder mehr elektrifizierten Stellplätzen, welches auf einphasige Ladevorgänge und eine intelligente Steuerung der Last je einzelner Phase, als auch dem zentralen Anschlusspunkt setzt.

Am ISC Konstanz wurde ein System mit 18 Ladepunkten, bzw. 15 einphasige und 1 dreiphasiger Punkt, installiert, welche im zentralen Ladeschrank (Abbildung 49) geregelt wird. So lässt sich dem System eine maximale Ladeleistung vorgeben, um Netzknotenpunkte trotz eventuell zu geringer Auslegung nicht zu überlasten.

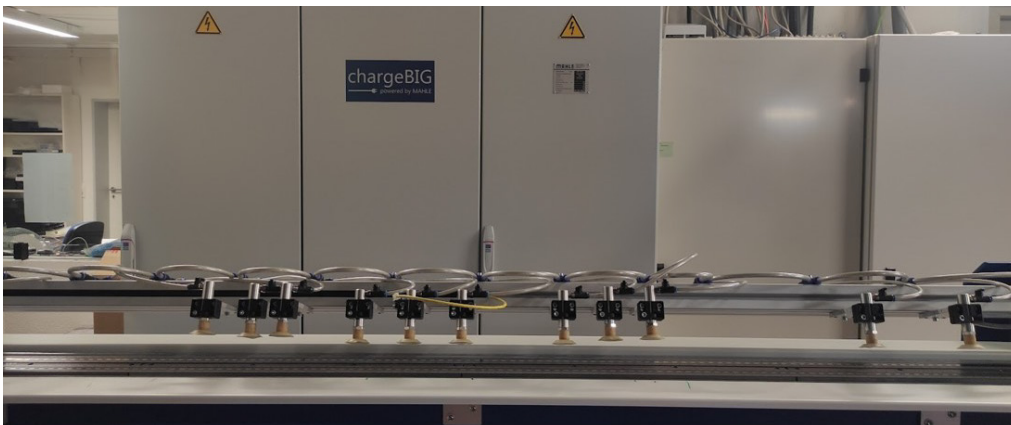


Abbildung 49: chargeBIG Verteilerschrank mit OPC UA Server

Die maximal zulässige Ladeleistung aller Ladepunkte lässt sich dem LIS auch über eine Schnittstelle dynamisch und in Realtime anpassen. So lassen sich kurzfristig Lasten begrenzen, oder perspektivisch auch abwerfen. Das Lastgangprofil des ISC Konstanz beinhaltet einige große Verbraucher, wie beispielsweise den Feuerofen im Herstellungsprozess von Photovoltaik-Zellen, welcher innerhalb kürzester Zeit auf bis zu 100 kW Leistung hochgefahren wird. Während dieser Spitzen darf möglichst kein Ladepunkt zusätzliche Last ermöglichen.

Implementiert wurde die Ermittlung und Übermittlung dieser dynamischen Grenzwerte im hauseigenen „Seal“-Framework, welches seit 2014 am ISC Konstanz in einer Vielzahl von Projekten verwendet und stetig weiterentwickelt wird.

D.2.2. Seal und TH-E EMS

Das Seal (Smart Energy Application Laboratory) framework bzw. der Seal stack ist eine Kombination aus mehreren, überwiegend Open-Source Komponenten, welche entweder direkt vom ISC Konstanz betreut, oder an denen durch Beiträge mitgearbeitet wird:

- Energy Management System
 - **TH-E EMS** (<https://github.com/isc-konstanz/TH-E-EMS>)
- Multi Utility Communication (Einbindung diverser Protokolle)
 - **OpenMUC:** ISE Fraunhofer (<https://openmuc.org>)
- Content Management System (Frontend Visualisierung)
 - **Emoncms:** OpenEnergyMonitoring (<https://emoncms.org>)

Besonderer Fokus der Gesamtplattform liegt auf der Dezentralität der Erfassung und Verarbeitung von Daten und der darauf aufbauenden Steuerung des übergreifenden EMS. Um in Forschungsprojekten flexibel auf die besonderen Anforderungen eines jeden Projektes reagieren zu können, ermöglicht beispielsweise der modulare Aufbau des verwendeten, vom Fraunhofer ISE entwickelte *OpenMUC* framework, die Einbindung weiterer Schnittstellen mit möglichst minimalem Programmieraufwand.

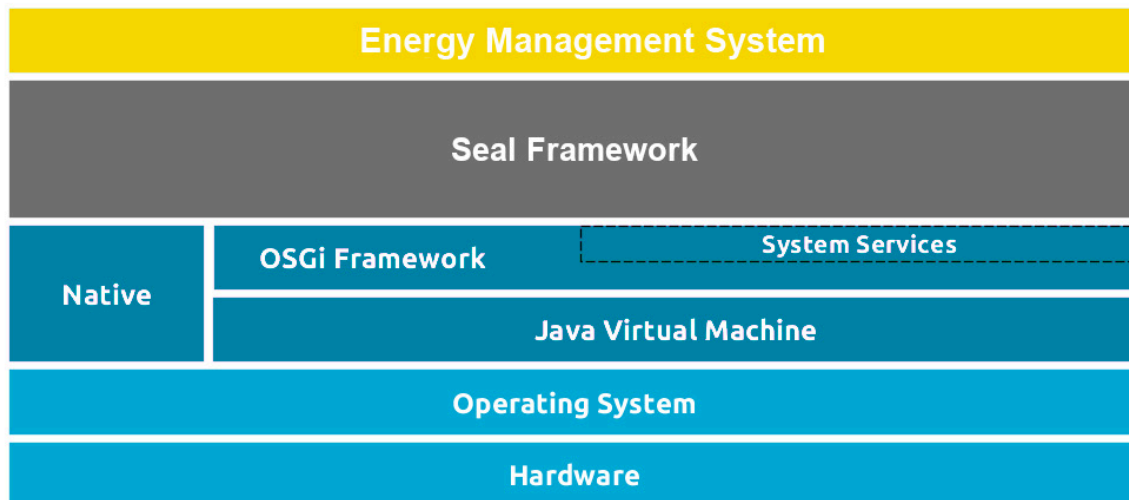


Abbildung 50: Software Schichten des Seal stacks

Abbildung 50 zeigt die Software Schichten des Seal stacks. Durch die unterliegende Java Virtual Machine besteht zwar eine grundsätzliche Unabhängigkeit vom gewählten Betriebssystem, praktisch sind die am Institut am häufigsten verwendeten Industrierechner [Revolution Pis von KUNBUS](#), Open Source IPC auf Basis des Raspberry Pi. Das dort verwendete Raspberry OS ist ein Linuxderivat und derzeit auf über 40 Millionen Geräten betrieben und getestet. Das Java OSGi framework ermöglicht besagte Modularität und Abstrahierung der zu messenden Größen. Diese werden rein lokal gespeichert, falls notwendig, und über einen rein lokalen Webserver visualisiert.

Das vom ISC Entwickelte **Thermisch- Elektrische- Energie Management System** (TH-E EMS) entstammt ursprünglich der Entwicklung von sektorgekoppelten Heizungsanlagen, wurde aber auch um die intelligente Steuerung des elektrifizierten Mobilitätssektors, bzw. EV Ladepunkten, erweitert. Auf Basis der durch Seal abstrahierten Datenpunkte, ermöglicht es eine modular aufgebaute und dynamische Steuerung einer Vielzahl von Komponenten, die auf die maximale Nutzung von lokal erzeugter und möglichst regenerativer Energie ausgelegt ist.

Die Einbindung von weiteren Komponenten über externe Schnittstellen erlaubt zwar auch grundsätzlich die Kommunikation über Cloud-Server und zugehörige -APIs (**A**pplication **P**rogramming **I**nterface), dies erfordert aber ein dauerhaft störungsfreies Internet ohne Ausfälle und erheblich größere Wartungsaufwände zur Kompatibilität. Fokus der Entwicklung des Seal frameworks liegt hierbei auch auf der Implementierung von möglichst langfristig kompatiblen, lokalen Schnittstellen.

D.2.3. Kommunikationsstruktur

Der zentrale Ladeschrank beinhaltet einen im hausinternen LAN angeschlossenen Server, welcher Messdaten und Konfigurationen über das immer weiter verbreitete OPC UA (**U**nified **A**rchitecture der **O**pen **P**latform **C**ommunication Foundation) über TCP/IP zur Verfügung stellt. Darum handelt es sich um einen Kommunikationsstandard zum plattformübergreifenden Austausch von Maschinendaten,

welcher sich seit 2006 in rasantem Wachstum befindet und eine Vielzahl von Prototypenimplementierungen und Anwendungsbeispielen bereithält.

Das ISC Konstanz hat im Verlaufe des Projektes diesen Standard in das Seal framework implementiert und damit die automatisierte Konfiguration des chargeBIG Sollwertes für die maximale Last aller Ladepunkte ermöglicht.

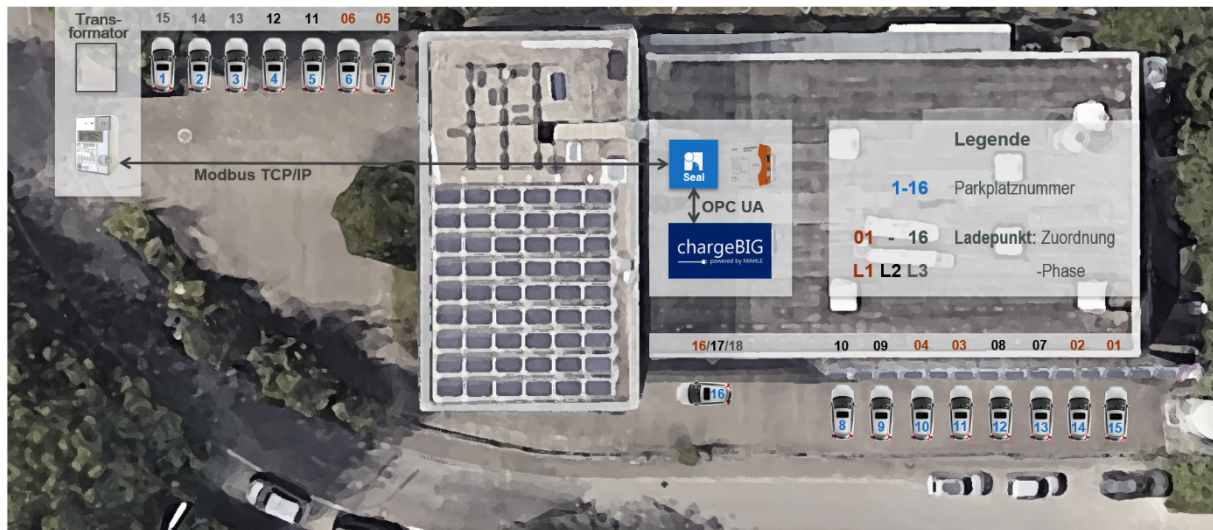


Abbildung 51: Schematische Ladepunktpositionierung und Kommunikationsstruktur

Das ISC Konstanz ist über einen institutseigenen Transformator am Verteilnetz angeschlossen, dessen Lastgang über einen Stromzähler ausgelesen wird. Dies geschieht über das in lokalen, gesicherten Netzwerken oft verwendete Modbus TCP/IP in einem 5 sekundlichen Intervall. In Abbildung 51 lässt sich die zentrale Seal-Steuerungseinheit erkennen, auf dem TH-E EMS alle 5 Sekunden auf den Lastgang des Instituts reagiert und entsprechend über OPC UA der LIS notwendige Grenzen setzt.

D.2.4. Spitzenabdeckendes Lastmanagement

Um die bereits erheblichen Lastspitzen des ISC Konstanz nicht noch weiter zu vergrößern, war es Ziel in diesem Projekt, die Ladeleistung bei hohem Verbrauch der Forschungsarbeiten zu begrenzen.

Über die dynamische Konfiguration des maximal erlaubten Ladestroms des chargeBIG Systems konnte dies unkompliziert realisiert werden.

Die Grenze der maximal erlaubten Last wurde auf 200 kW festgelegt. Da der Laderegler derzeit noch nicht die Funktionalität des Ladepunktabwurfs implementiert bzw. freigeschalten hat, wurde diese Grenze um die minimale Ladeleistung aller 15 Ladepunkte auf 172 kW angepasst. Der Sollwert für den Laderegler wird also dynamisch um den Abstand von 172 kW vorgegeben, wie in Abbildung 52 zu erkennen ist. Hellblau ist die am 3. Dezember gemessene Last des Instituts, Dunkelblau die Last der Elektromobilität und in Schwarz ist die maximale Ladeleistung. Bei niedrig konfigurierten maximalen Ladeleistungen ist die Abregelung einzelner Ladevorgänge zu erkennen, welche von chargeBIG automatisch pro Phase vorgenommen werden.

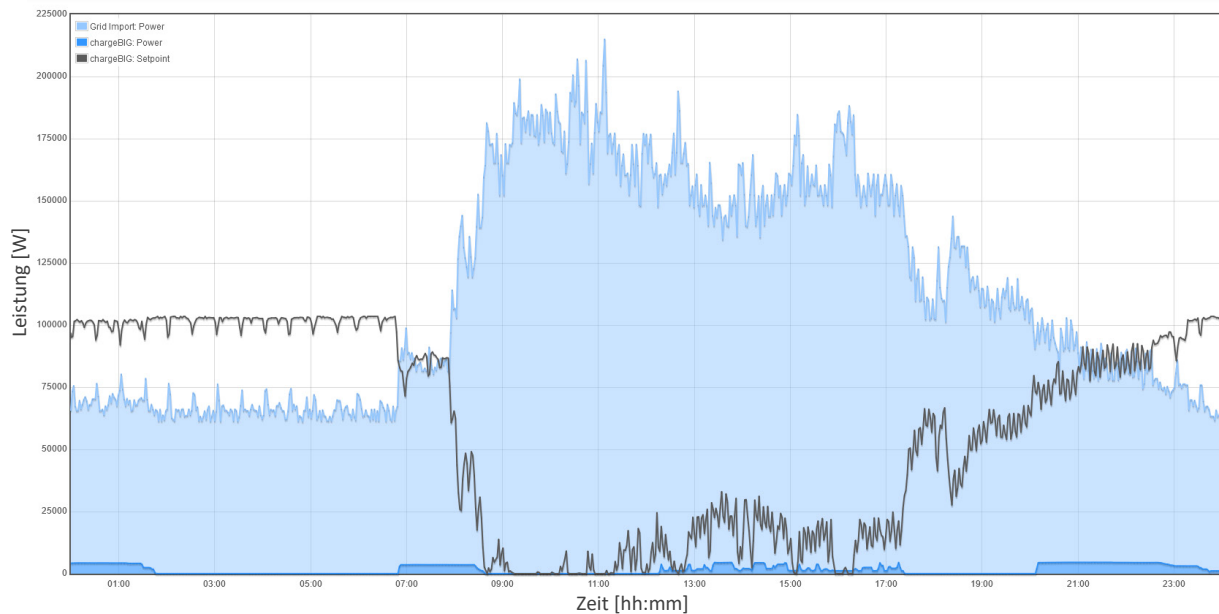


Abbildung 52: Lastgang und chargeBIG Sollwert am 3. Dez. 2021

Dieser Modus wurde über ein Jahr so betrieben und befindet sich seit einigen Monaten in stabilem Betrieb. Jedoch ist folgendes zu beachten: Das Setzen von zu niedrigen Ladeleistungsgrenzen führte zu der Problematik, dass angeschlossene Elektrofahrzeuge zwar aufhörten zu laden, jedoch nicht wieder von selber mit dem Ladevorgang fortfahren, was bei den Nutzern verständlicherweise zu Unannehmlichkeiten führte.

Die Implementierung des geordneten und über das chargeBIG System betriebenen Ladeabbruchs steht somit noch aus, um eine weitere, bessere Abregelung bei Lastspitzen zu ermöglichen.

D.3. Einbindung der Brennstoffzelle in das Gesamtsystem

Um gemeinschaftsdienliches Laden gewährleisten zu können, ist es wichtig trotz Lademanagementsystem des Elektroladeparks möglichen Lastspitzen entgegenwirken zu können. Dazu wurde im Projekt eine 5 kW **Methanol-Brennstoffzelle** (kurz: **BZ**) als flexibler Energieerzeuger installiert. Diese hat den Vorteil, dass der Treibstoff Methanol leicht zu lagern und leicht nachzufüllen ist. Darüber hinaus hat das ISC in vorangehenden Projekten gute Erfahrung mit dieser Art von BZ gemacht. Da Methanol regenerativ erzeugt werden kann, ist dies eine umweltfreundliche Energiequelle. Die BZ ist für USV-Anwendungen konzipiert und muss direkt an eine 48V-Batterie angeschlossen werden.

Ein Nachteil der BZ ist, dass sie ca. 25 Minuten braucht um hochzufahren. Dies ist zu langsam um auf Lastspitzen reagieren zu können. Deswegen wird ein Batteriespeicher verwendet um die Lastspitzen am ISC zu glätten. Die Batterie ist einerseits an die BZ angeschlossen, andererseits an einen Wechselrichter der die erzeugte Energie ins Netz weiterleiten kann. Die Brennstoffzelle dient als Batterie-Ladegerät. Die genaue Betriebsweise der BZ und des Wechselrichters wird später genau beschrieben.

D.3.1. Funktionsweise

Der Wechselrichter ist ein inselfähiger 10 kW Hybridwechselrichter der Firma Effekta (Model HX10). An ihn wird im Jahr 2022, nach Fertigstellung des Carports, die PV Anlage auf dem Carport angeschlossen. Darüber hinaus hat der Wechselrichter eine Modbus RTU-Schnittstelle und kann darüber angesteuert werden.

Die Batteriespeicher sind von Pylontech (Model US 3000) und haben nominell 3,5 kWh pro Einheit. Laut Datenblatt sind davon 3,2 kWh nutzbar. Bei fünf Batteriespeichern ergibt das eine Gesamtkapazität von 16 kWh. Das reicht aus um bei maximaler Leistung von 10 kW den Stromverbrauch des ISC 90 Minuten zu unterstützen. Wenn die Speicher leer sind und wieder aufgefüllt werden müssen, soll die BZ hochgefahren werden und den Speicher wieder vollladen. Die BZ bezieht dabei den Strom aus den angeschlossenen Batterien. Deswegen darf die Batterie nie auf 0% Kapazität entladen werden. Die Angaben des Herstellers zum Energiebedarf beim Hochfahren weichen stark von den Erfahrungswerten ab, die wir in der Praxis ermittelt haben. Hier ermittelten wir Werte von 0,1 – 0,2 kWh zum Hochfahren der BZ. Aus Sicherheitsgründen und zum Schutz der Batterien sollen diese nie komplett entleert werden und eine Restkapazität von 1 kWh soll erhalten bleiben.

In Abbildung 53 ist die installierte BZ zu sehen. Im Hintergrund sind die fünf Batteriespeicher in schwarz zu sehen. Diese müssen möglichst nahe an der BZ stehen damit die Leitungsverluste der Gleichstrom- Übertragung minimiert werden. Direkt über der Batterie befindet sich der Wechselrichter (Abbildung 54).



Abbildung 53: Brennstoffzelle mit Batteriespeicher vor dem Gebäude des ISC Konstanz



Abbildung 54: Wechselrichter mit angeschlossenem Batteriespeicher

D.3.2. Steuerung der Komponenten

Wie bereits erwähnt wird die BZ als Batterie Ladegerät verwendet. Das eigentliche minimieren der Lastspitzen (im Folgenden: Peak Shaving) wird von der Batterie und dem Wechselrichter übernommen. Sobald die Kapazität der Batterie unter einen konfigurierten Wert fällt wird die BZ gestartet. In der Praxis erwies sich eine Kapazität von 30% als geeigneter Schwellenwert um die BZ zu starten. Wenn die Batterie auf 100% aufgeladen wurde soll die BZ wieder abschalten. Beim Abschalten und beim Einschalten gilt es jedoch einiges zu beachten:

Bei niedrigen Kapazitäten der Batterie muss ein Entladeschutz gewährleistet sein. Die BZ soll deswegen schon beim Unterschreiten von 30% Kapazität eingeschaltet werden, weil das Peak Shaving nun parallel zum Aufheizvorgang der BZ läuft. Das bedeutet zusätzliche Belastung der Batterie trotz niedrigem Ladezustand. Für den Fall das die Batterie durch die beiden Verbraucher droht komplett entladen zu werden, benötigt die Steuerung einen zusätzlichen Schutz. In diesem Fall wird das Peak Shaving ausgeschaltet und die Restenergie in der Batterie soll zum Starten der BZ verwendet werden. Falls die Batterie hierfür nichtmehr genug Kapazität hat, wird die Energie durch den Wechselrichter aus dem Netz bezogen.

Beim Aufladeprozess muss beachtet werden, dass die BZ nicht überladen wird. Beim Ausschalten ist die BZ etwas träge was dazu führt, dass sie nach dem Stopp-Befehl noch wenige Minuten (4-5 Minuten) weiter Energie produziert. Die Batterie wird mit dieser Energie aufgeladen, was zu einer leichten Überladung führt. Es muss gewährleistet werden, dass diese Überladung nicht zu einer Beschädigung der Batterie führt.

Das Peak Shaving soll bei Lastspitzen oberhalb eines Schwellenwertes aktiv werden. Wo genau diese Schwelle liegt ist davon abhängig welcher Leistungswert nicht überschritten werden soll. Beim ISC haben wir uns vorläufig auf einen Wert von 175 kW festgelegt (s. h. Abbildung 55). Dieser kann jederzeit angepasst werden. Das Peak Shaving am ISC ist eher von symbolischer Bedeutung. Da der Wechselrichter maximal 10 kW und die BZ maximal 5 kW leisten können, ist diese Leistung bei Spitzen

von bis zu 230 kW (im Sommer) eher unterdimensioniert. Trotzdem kann gezeigt werden, dass die Belastung fürs Netz durch das LMS und die BZ zusammen erheblich reduziert werden kann. Wie groß diese Wirkung tatsächlich ist, wird der Dauerbetrieb in 2022 und später zeigen.

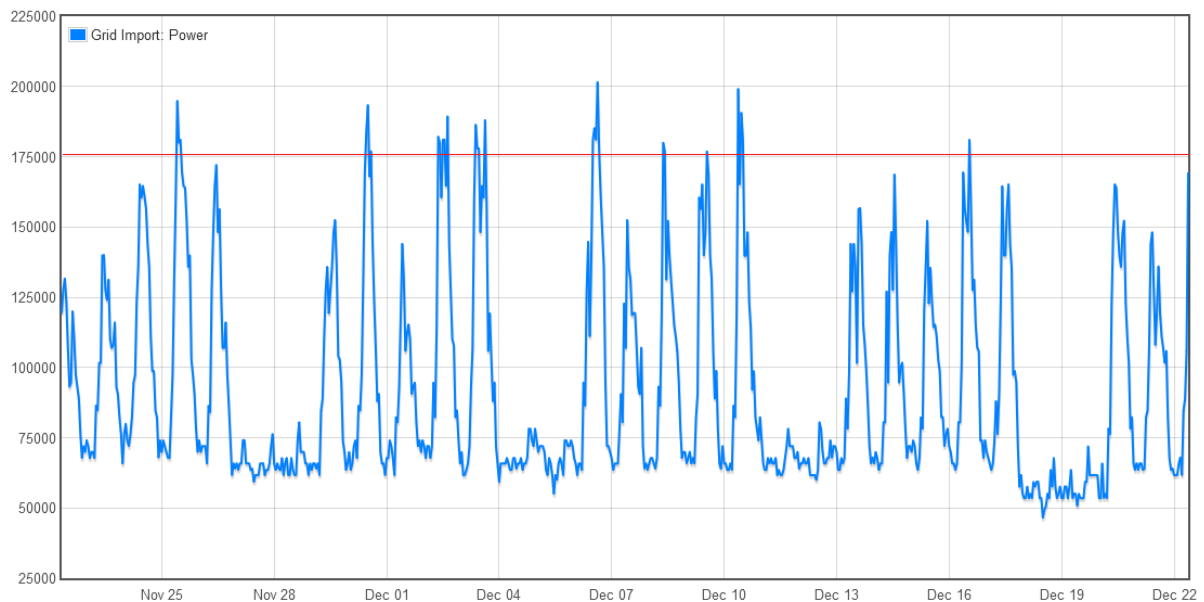


Abbildung 55: Leistungsbedarf des ISC Konstanz

D.3.3. Testergebnisse

Das oben beschriebene Verhalten der Bauteile wurde als Peak-Shaving-Steuerung in die Seal Plattform integriert und zuerst als Simulation und danach an den realen Bauteilen getestet. Die Steuerung verhielt sich in der Testumgebung deutlich anders, wie an den realen Bauteilen woraus sich weitere Schwierigkeiten ergaben. Zum Beispiel bereitete die Trägheit der Bauteile Probleme. Die Einstellungen der BZ mussten ebenfalls entsprechend gewählt werden damit die BZ in gewünschter Weise betrieben werden kann. Ein Test der Steuerung ergab die Messergebnisse in Abbildung 56 und Abbildung 57.

Abbildung 56 zeigt das Verhalten der Steuerung beim Überschreiten eines beliebig setzbaren Grenzwertes (blau: power_limitation). In rot ist der Energieverbrauch des ISC zu sehen. Sobald der Grenzwert niedriger ist als der Verbrauch, fängt der Wechselrichter an ins Netz einzuspeisen. Da dies ein erster Test war, wurde die Einspeiseleistung auf 3 kW begrenzt.

Abbildung 57 zeigt im selben Zeitbereich das Verhalten der Batterie und der BZ. Durch das Peak Shaving wird die Batterie entladen. Diese unterschreitet einen Schwellwert von 30 % Kapazität um ca. 14.30 Uhr. Deswegen wird die BZ angeschaltet. Diese beginnt daraufhin den Startprozess. Das ist daran zu erkennen, dass der Stromverbrauch auf etwa -200 W abfällt. Diese Leistung benötigt die BZ für 30 Minuten, um den Stack aufzuheizen. Um 15.20 Uhr beginnt dann die BZ Energie zu produzieren. Zuerst ist das Peak Shaving noch aktiviert und die BZ unterstützt die Batterie. Sobald das Peak Shaving (um ca. 15.45 Uhr) deaktiviert wird, wird die Energie komplett von der Batterie aufgenommen.

Auch das Ausschalten der BZ wird automatisch eingeleitet, sobald die Kapazität 100% beträgt (ca. 17.50 Uhr). Das Schwingende Verhalten der Leistung des Wechselrichters (und Batterie) ist auf einen Mangel der Steuerung zurück zu führen und wurde bereits behoben. Prinzipiell sollte der

Wechselrichter die Energie, die von der BZ erzeugt wird, direkt ins Netz leiten, da die Batterie auf 100% aufgeladen ist. Der Mangel wurde in der aktuell laufenden Steuerung bereits behoben und die entsprechend genauere Darstellung wird in einem aktualisierten Bericht in 2022 nachgereicht.

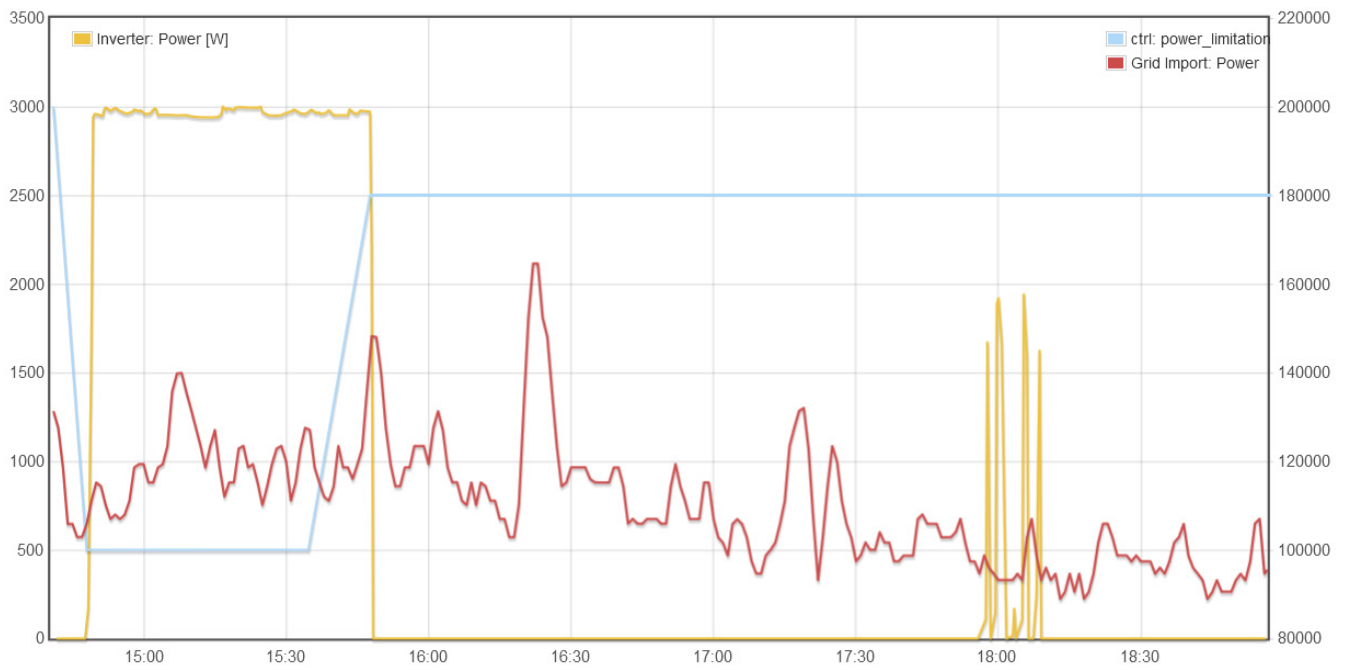


Abbildung 56: Testlauf Peak Shaving

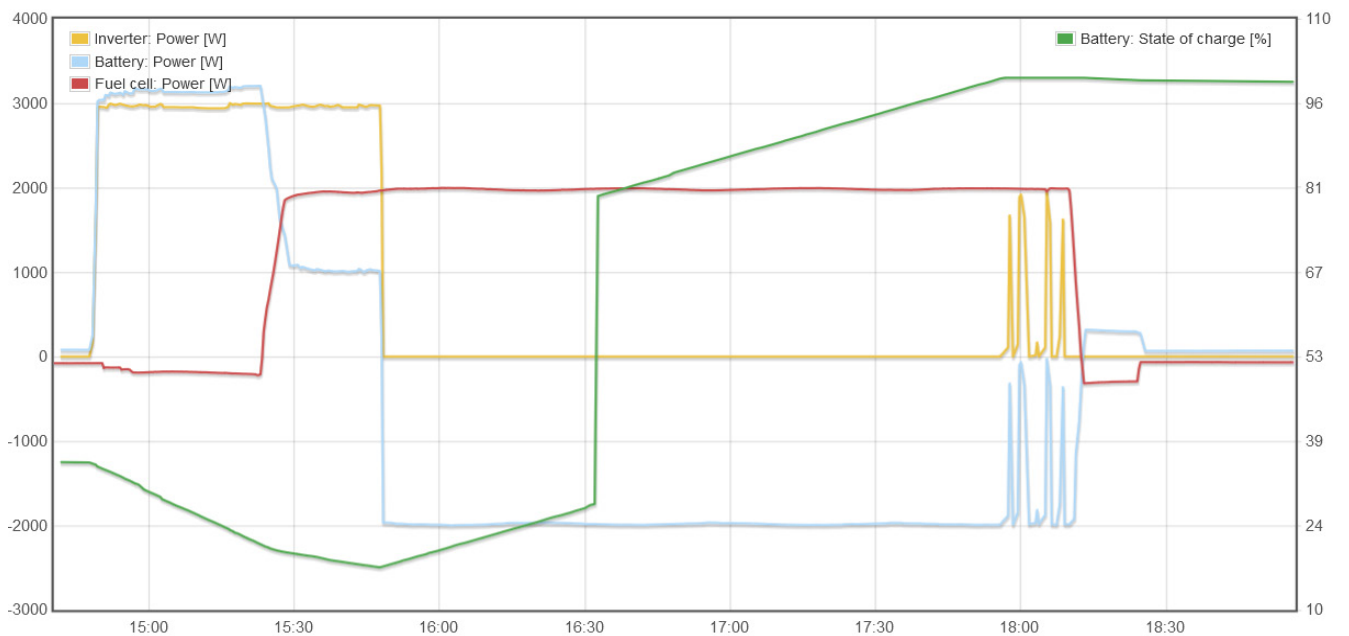


Abbildung 57: Testlauf der Brennstoffzelle und Batteriespeicher

5. Verwertungsabsichten

Als regionaler Energieversorger leistet die SWLB durch die Errichtung und den Betrieb von Ladesäulen einen wichtigen Beitrag für die Weiterverbreitung der Elektromobilität in der Region Ludwigsburg. Um dies auch zukünftig in gewohnter Qualität bzw. mit dem gleichen Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, gewinnt die SWLB mit dem Demonstrationsvorhaben Erkenntnisse aus dem Betrieb eines kleinen Ladeinfrastrukturparks (Nutzerzahlen; Dauer, Zeitpunkt und Gleichzeitigkeit Ladevorgänge; etc.). Die Erkenntnisse werden jetzt der SWLB helfen, für den zukünftigen weiteren Ausbau der Ladeinfrastruktur schon heute geeignete Vorkehrungen zu treffen, sowohl stromnetzseitig als auch bzw. ladeinfrastrukturseitig. Denn da es sich um einen relativ großen Parkplatz handelt, ist davon auszugehen, dass der Ladepark mittelfristig, mit Zunahme der Verbreitung der E-Mobilität, erweitert werden muss. Gleichzeitig möchte die SWLB das Demonstrationsvorhaben dazu nutzen, faire Ladetarifmodelle für deren Kunden abzuleiten und die Akzeptanz dieser seitens der Kunden zu analysieren.

Der ISC wird zusammen mit der Easy Smart Grid die Ergebnisse zunächst ganz konkret in unmittelbarer Nachbarschaft verwerten. In einer privaten Liegenschaft in Allensbach bei Konstanz, bestehend aus zwölf Doppelhaushälften und zwei Mehrfamilienhäusern, werden Wärmepumpen, ein zentrales BHKW, Haushaltsgeräte und etliche Ladepunkte in der Tiefgarage zur optimalen Nutzung lokal erzeugten PV-Stroms koordiniert. Das aus GELaZ gewonnene Know-how soll auf die dezentrale Koordination der E-Fahrzeuge übertragen werden. <https://solarlago.de/das-gruenste-wohnquartier-am-bodensee/>

Der ISC Konstanz koordiniert die Clusterinitiative <https://solarlago.de> und wird dort die Technologie zusammen mit den gewonnenen Erkenntnissen aktiv bewerben. GELaZ soll an möglichst vielen Orten weiter dazu dienen, der Öffentlichkeit aufzuzeigen, dass mit gemeindlich gesteuerter E-Mobilität bzw. der hierfür erforderlichen Ladeinfrastruktur, der Ausbau von öffentlichen Stromnetzen deutlich reduziert bzw. bestenfalls ganz vermieden werden kann.

Die Hochschule Reutlingen möchte die neu geschaffene Ladeinfrastruktur aus dem Projekt auch in Zukunft weiter ihren Mitarbeitenden, Studierenden und Besuchenden zur Verfügung stellen und so den Weg zu einem emissionsarmen Campus unterstützen. Die Stadt Reutlingen möchte die Ladeinfrastruktur nutzen, um Besuchern des Fußballstadions eine Lademöglichkeit zu bieten und damit unter anderem der NO_x-Problematik in der Innenstadt zu begegnen.

Das Land Baden-Württemberg kann die Erfahrungen seiner Landesgesellschaften VBA und PBW als assoziierte Partner bezüglich der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Netzanbindungspunkte und Abrechnungsmodi in die Planung und Kalkulation zukünftiger Ladeinfrastrukturmaßnahmen einfließen lassen. Weiter können die Ergebnisse in Verwaltungsvorschriften und Gesetzen berücksichtigt werden, um in Zukunft vermeidbare Kosten beim Aufbau und Betrieb der landeseigenen Ladeinfrastruktur zu minimieren. Das VBA möchte die Ergebnisse zu Netzanbindung und Abrechnungsmodus bei Ausrüstung und Betrieb weiterer Standorte mit intelligenter Ladeinfrastruktur, Lastmanagement und maximalem Eigenstromverbrauch nutzen. Die PBW möchte die Ergebnisse in den laufenden Ausbau der Ladeinfrastruktur auf den landeseigenen Parkplätzen einfließen lassen. Die Ergebnisse sollen als Nachweis für kosten- und ressourcenschonenden Netzanschluss und den Betrieb intelligenter Ladeinfrastruktur dienen. Der Demonstrator hat Modellcharakter und dient bei der landesweiten Erschließung des Parkraumes durch die PBW als Pilotprojekt.

Die FairNetz GmbH als Netzbetreiber gewann wertvolles Know-how über den netzdienlichen Einsatz von Ladeinfrastrukturen. Sie möchte die Erfahrungen aus dem Projekt nutzen, um in Zukunft weitere

Ladeinfrastruktur als abschaltbare Lasten an ihre Netzleitstelle anzubinden. Konkret sollen die Ergebnisse berücksichtigt werden bei der Planung der Ladeinfrastruktur für die zukünftigen Elektrobusse der Stadtwerke Reutlingen.

Innerhalb des Projekts wurde exemplarisch Erfahrung gesammelt, wie eine buchhalterische Trennung zwischen dem Eigentümer von Ortsnetztransformatoren und dem Bewirtschafter von Ladesäulen auf Parkplätzen administrativ und technisch möglich ist. Hierbei handelt es sich um eine mögliche Konstellation auf Firmenparkplätzen, welche die Industriepartner des Projektes (enisyst und AVAT) häufig vorfinden. Die Ergebnisse des Pilotprojekts sind übertragbar auf eine Vielzahl von Anwendungsfällen. Die enisyst GmbH möchte das intelligente Lademanagement auf dem Campus der Hochschule Reutlingen nutzen, um weiteren Kunden ihrer Steuerung die Vorzüge ihrer Lösungen an einem praktischen Beispiel aufzeigen zu können. Die realen Nutzungsdaten der Ladeinfrastruktur in Verbindung mit den Erzeugungsanlagen und Verbrauchern des Demonstrators Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb sollen auch zum Test und zur Weiterentwicklung des intelligenten Lademanagements in Verbindung mit Smart Meter Gateways genutzt werden. Die Antragstellung für ein entsprechendes Folgeprojekt ist für 2022 geplant. Die AVAT GmbH könnte die Ergebnisse nutzen, um Ihren Kunden die Vorteile durch die Einbindung intelligenter Ladeinfrastruktur in die Leitwarte ihrer Liegenschaften zu demonstrieren. Die OLI GmbH nutzt momentan die Infrastruktur, um die Einbindung Ihrer Move App als Kundenschnittstelle zu testen. Auch der örtliche Energieversorger FairEnergie GmbH betreibt öffentliche Parkplätze und Ladeinfrastruktur und profitiert von den Erkenntnissen des Vorhabens, wie landeseigene Liegenschaften und Unternehmen mit eigenen Ortsnetztransformatoren als Infrastruktur Verwendung finden unter Berücksichtigung des Lastspitzenmanagements und der innerbetrieblichen Versorgungssituation. Die FairEnergie GmbH könnte die Ergebnisse nutzen, um kundenspezifische Stromtarife für Ladeinfrastruktur und besondere Abrechnungsoptionen für intelligente Ladeinfrastruktur innerhalb eines Netzanschlusses anzubieten. Das Nutzerverhalten und der Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladevorgänge können auch zur Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen und der Portfolioangebote genutzt werden.

Nicht zuletzt erweiterte das Reutlinger Energiezentrum (REZ) der Hochschule Reutlingen seine Expertise, erhält die Möglichkeit, Fachkräfte an der Demonstrationsanlage auszubilden und baute die bestehende Infrastruktur des Demonstrators Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb weiter aus. Das REZ konnte und kann seine bestehenden Anlagen (Leitwarte des virtuellen Kraftwerks, Blockheizkraftwerk und PV-Anlage) weiter nutzen, um Sektorkopplung zu demonstrieren und im Realbetrieb zu erforschen. Wie schon während des Projekts stehen auch in Zukunft Ladesäulen zur Datenerhebung und damit zu weiterer Forschung an gemeinschaftsdienlichem Lastmanagement zur Verfügung.

Die praktischen Erfahrungen beim Aufbau des Demonstrationsprojekts wurden und werden im Rahmen wissenschaftlicher Arbeiten (Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, Masterarbeiten, Fachvorträge, Beiträge in Fachzeitschriften, etc.) festgehalten und durch deren Veröffentlichung nach außen getragen. Das REZ wird die Ergebnisse weiterhin in die Lehre der Masterstudierenden einbringen, zur Fortbildung von Fachkräften heranziehen und an interessierte Unternehmen weitergeben. Außerdem wurde das Projekt am 17. November 2021 im Kolloquium des Reutlinger Energiezentrums an der Hochschule Reutlingen sowie im Rahmen einer Vorlesung an der Dnipro University of Technology (Ukraine) am 19. November 2021 vorgestellt. Dadurch möchte das REZ Studierenden und Öffentlichkeit Probleme und Lösungsmöglichkeiten beim Aufbau von Ladeinfrastruktur und die Vorteile eines gemeinschaftsdienlichen Lastmanagements aufzeigen.

Durch die Kopplung an die bestehende Infrastruktur des Demonstrators Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb wird eine noch breitere Aufmerksamkeit erreicht, da das Projekt zusammen mit dem Virtuellen Kraftwerk Neckar-Alb regelmäßig in zukünftigen Veranstaltungen der Hochschule Reutlingen mit

Beteiligung des REZ wie zum Beispiel der Wissenswoche oder dem Tag der offenen Tür präsentiert werden wird. Die IHK wird die Ergebnisse in ihrem Netzwerk Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb an Unternehmer in der Region weitergeben, damit diese entsprechende Systeme auf ihren Mitarbeiter- und Kundenparkplätzen realisieren können.

An der Hochschule Reutlingen fand und findet innerhalb des GELaZ-Projekts ein stetiger Wissens-, Forschungs- und Praxisaustausch statt, da das bearbeitende Konsortium sowohl aus der Forschungseinrichtung Reutlinger Energiezentrum (REZ) der Hochschule Reutlingen als auch aus Vertretern der Energieversorger, der Landesverwaltung und der Industrie bestand. Durch deren Beteiligung am Projekt können die Partner auch in Zukunft ihr Know-how und ihre Erkenntnisse bündeln, analysieren und bewerten, sodass komplett neue Ansätze entstehen und innovative Lösungswege validiert werden können.

Bisher wurde das Reutlinger Teilprojekt bei mehreren öffentlichen und hochschulöffentlichen Veranstaltungen, im Rahmen von Lehre und in Kooperationen mit Industrie und Bildungseinrichtungen präsentiert. Dazu zählen:

- Kolloquium des Reutlinger Energiezentrums an der Hochschule Reutlingen am 18. Juni 2019,
- Tagung „Smart Energy and Systems“ am 4. November 2019 in Dortmund,
- Veranstaltung re:search live des Reutlingen Research Institute am 7. November 2019,
- Kolloquium Umweltforschung Baden-Württemberg 2020 am 30. und 31. März 2020 (Fachforum Mobilität – Elektromobilität),
- Kolloquium Umweltforschung Baden-Württemberg 2021 am 6. Juli 2021 (Fachforum 3: Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität) und
- „Vernetzungsworkshop INPUT“ am 2. Februar 2022.

Ein Fachaufsatz mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse des Reutlinger Teilprojekts wurde beim Fachmagazin BWK Energie der VDI Fachmedien GmbH & Co. KG eingereicht und angenommen. Der Artikel wird in der Doppelausgabe 7/8 im Juli 2022 erscheinen.

Nach Ende des Vorhabens wurde am 9. Dezember 2021 in Abstimmung mit der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. eine online-Veranstaltung zur Präsentation und Diskussion der Ergebnisse in als Projektabschlussworkshop durchgeführt. Zudem wird der vorliegende Bericht einer Vielzahl möglicher Multiplikatoren (Parkraumbewirtschafter, Einkaufcenter, Stadtwerke, ...) verfügbar gemacht.