

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

28.03.2013

Projekttitle: ELMAS

**Energie- und Lastmanagementsystem für
Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen auf
lokaler Netzebene**

Projektnummer: 829992

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	3. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01.01.2011
Projektende	31.12.2012
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	24 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	PDTS GmbH
Ansprechpartner	Dr. Franz Schodl
Postadresse	Moeringgasse 20, 1150 Wien
Telefon	+43 1 5261757-0
Fax	+43-1-5261757-199
E-mail	Franz.schodl@pdts.at
Website	www.pdts.at , www.enio.at

ELMAS

Energie- und Lastmanagementsystem für Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen auf lokaler Netzebene

Autoren:

Dr. Franz Schodl

Dr. Vitaliy Kryvoruchko

Ing. Björn Brunner

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Aufgabenstellung	6
2.2	Schwerpunkte des Projektes	7
2.3	Einordnung in das Programm - Beiträge zu den Themenpunkten.....	8
2.4	Aufbau der Arbeit	10
3	Inhaltliche Darstellung.....	10
3.1	Das Konzept.....	10
3.1.1	Lastmanagement	11
3.1.2	Energiemenge der Ladung, Ladedauerberechnung	11
3.1.3	Energiemanagement.....	12
3.1.4	Kundenerfordernisse	12
3.1.5	Erfordernisse an die Infrastruktur	13
3.2	Modellbildung und Simulation.....	13
3.2.1	Dämpfung der Lastspitzen.....	14
3.2.2	Zusätzliche Netzentlastung durch intelligente Speicher	15
3.2.3	Netzentlastung durch Elektrofahrzeuge.....	17
3.2.4	Optimierung des Eigenverbrauchs im Energiemanagement einer Ladesteuerung.....	17
3.2.5	Berechnung und Optimierung der erforderlichen Speichersystemen und Wirkungsgradmodelle	18
3.2.6	Wirkungsgrad	19
3.2.7	Phasenbelastung	20
4	Lösungen.....	21
4.1.1	Lastmanagement	21
4.1.2	Realisierung des Energiemanagements	23
5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	25
5.1.1	Komponenten.....	25
5.1.2	Plattform.....	27
5.1.3	Einbettung des Last- und Energiemanagements in das ETS-2010 System	28
6	Ausblick und Empfehlungen.....	30
7	Literaturverzeichnis	31
8	Anhang	32
9	Kontaktdaten.....	33

2 Einleitung

Erhöhte Lastsituationen und Energiemanagement auf lokaler Netzebene im Anschlussbereich des Verbrauchers bringen wesentliche zukünftige Herausforderungen, die in enger Verbindung zwischen den Themenkomplexen Elektromobilität und lokale Erzeugungsanlagen für regenerative Energie gelöst werden müssen.

Die Elektromobilität bedarf neben einem attraktiven Fahrzeugangebot und positiven wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen auch eine entsprechende Ladeinfrastruktur. Stark verknüpft ist die Elektromobilität auch mit der wachsenden Anzahl an Quellen erneuerbarer Energie, im Heim- und Firmenbereich hauptsächlich Photovoltaik-Anlagen (PV), die ebenfalls Probleme des Last- und Energiemanagements in lokalen Netzwerken aufwerfen.

Bei der Elektromobilität wird erwartet, dass bis 2020 rund 250.000 Elektrofahrzeuge auf Österreichs Straßen rollen werden, die durch erneuerbare Energie versorgt werden sollen um damit die größte CO₂-Einsparung zu bewirken.^{1) 2) 3)} Diese Anforderungen ergeben zusammen die Notwendigkeit intelligenter und vernetzter Infrastruktur. Einfache ungesteuerte Zapfstellen in großer Zahl werden das Versorgungsnetz und damit die Versorgungssicherheit vor Probleme stellen.

Nicht zuletzt wird auch die Kommunikation der Infrastruktur mit dem Kunden, die Akzeptanz der Elektromobilität entscheidend beeinflussen. Aufgrund der limitierten Reichweiten und der spezifischen Ladezeiten sollen zukünftige Elektrofahrzeug möglichst oft an Ladepunkten angeschlossen sein, damit die Reichweite möglichst konstant bleibt. Zusätzlich soll eine Statusinformation am Smartphone den Status der Ladung zeigen und damit die Gewissheit für genügend Reichweite liefern.

Ein entsprechendes Identitätsmanagement muss dafür sorgen, dass jeder Benutzer an jedem Ladepunkt ohne viel Aufwand angemeldet werden kann und den Energiebezug damit ermöglicht. Darüber hinaus leistet ein zugehöriges Kommunikations-Portal auch Datenaufzeichnungen für Kunden und Ladepunktbetreiber, sodass besonders in der Einführungsphase der Elektromobilität auch Daten über Energieverbrauch und Effizienz einfach darstellbar sind. Diese Daten sollen konsistent darstellbar sein, egal ob privat, in halböffentlichen Garagen oder an öffentlichen Ladesäulen getankt wird.

Das Portal ist für die Infrastruktur auch die Verteilebene für Betriebsparameter der Infrastruktur und ist damit ein wesentlicher Garant für die korrekte Funktion. Preise und Tarife, ID-Listen, Lastmanagementparameter und vieles mehr, nicht zuletzt auch Software-Updates werden an die Infrastruktur verteilt. In der anderen Richtung werden neben den Tankdaten selbst, alle wichtigen Messdaten erfasst. Damit sind diese Komponenten zur Anbindung und Koordination der Ladeinfrastruktur ebenso wesentlich, wie die Ladecontroller selbst.

Lokal erzeugte, regenerative Energie, im gegenständlichen Fall Solar Energie, wird zukünftig ein Motor bei der privaten Nutzung der Elektromobilität sein. Die internationalen Entwicklungen der Einspeisetarife

¹ ELEKTROMOBILITÄT IN ÖSTERREICH - SZENARIO 2020 UND 2050, Verbund, F. Pötscher, R. Winter, G. Lichtblau, Wien 2010

² Umweltbundesamt: http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/newsarchiv_2010/news100430/?&wai=1

³ 10 Punkte Aktionsprogramm zur Markteinführung von Elektromobilität mit erneuerbaren Energien in Österreich, 20.1.2010, WKÖ, Lebensministerium

und Gesetzeslage bei regenerativen Energien zeigen eine steigende Rolle des smarten Umgangs mit der lokal produzierten Energie. Der Eigenverbrauch wird gefördert, die Einspeisevergütung wird teilweise begrenzt. Nicht zuletzt sind die durchschnittlichen Größen von privaten Solaranlagen und der Speicherfähigkeit eines Elektrofahrzeugs gerade passend, um die Speicherfähigkeit des Autos sinnvoll nutzen zu können und die Solarenergie direkt für die Mobilität zu verwenden. Es können die Fahrzeugbatterien als disponible Speicher zum richtigen Zeitpunkt (Energieüberschuss) genutzt werden. Bei den energiewirtschaftlichen Strategien dieses Projektes wurde daher auf eine möglichst konsequente Verwendung der erneuerbaren Energie für die Mobilität geachtet. Um diese Strategien wirkungsvoll umsetzen zu können sollte natürlich die Anzahl der Elektrofahrzeuge mit dem Wachstum der PV-Anlagen mithalten können.

Jedoch, eine wirtschaftliche Zwischenspeicherung von elektrischer Energie über die Batterien der Elektrofahrzeuge zwecks Rückgewinnung ist derzeit nicht zu erwarten, einerseits unökonomisch /7/, andererseits gibt es auch keine Fahrzeuge mit Rücklieferung.

2.1 Aufgabenstellung

Der Eigenverbrauch von Solarenergie soll durch entsprechendes Management möglichst optimal als Mobilitätsenergie genutzt werden, und es ist dazu die entsprechende Ladeinfrastruktur zu designen.

Der Grundsatz der Mobilität ist es, wunsch- und plangemäß ein Fahrzeug in greifbarer Nähe mit entsprechender Reichweite zur Verfügung zu haben. Dies gilt umso mehr auch bei der Elektromobilität, da die Vorbehalte der Reichweitengrenze und der ungewisse Ladezustandes die größten Hemmnisse bei der Akzeptanz von Elektromobilität sind.

Der optimale Eigenverbrauch von Solarenergie als Kundenwunsch im Zusammenhang mit Elektromobilität muss die Anforderungen dieser Energieverwendung so stützen, sodass in Absenz der PV-Energie volle Funktionalität und Komfort für den Kunden erreicht wird. Es sind daher die davon abgeleiteten Wünsche der Kunden und Anforderungen der Stakeholder der Infrastruktur in den entsprechenden Prozessen und Strategien als Kundenerfordernisse unterzubringen.

Als Kunden sind hier sowohl private Nutzer von Elektrofahrzeugen als auch kollektive Nutzer von Fahrzeugflotten zu sehen. Die Stakeholder der Infrastruktur sind vielfältig, beginnend vom Anbieter eines Ladeservices bis hin zu den Elektroversorgungsunternehmen, den Autoherstellern und Standardisierungsorganisationen, den Kommunen und Verkehrspolitikern, die rechtlich, datenschutzrechtlich und finanzrechtlich befassten Organisationen und vielleicht nicht zuletzt Konsumentenschutzorganisationen, wobei noch viele Forderungen und Bedingungen dieser Stakeholder erst erarbeitet werden müssen. Die Problematik der Ladeinfrastruktur muss immer davon ausgehen und die Lösung auch dann ein funktionierendes Modell abgeben, wenn keine PV-Anlage und Eigenproduktion von Energie möglich ist.

In schon abgeschlossenen oder noch laufenden Untersuchungen haben Modellregionen, Forschungsprojekte und Institutionen über Eigeninitiativen schon Forderungskataloge und Empfehlungen bezüglich Infrastruktur abgegeben (FEEI/e-connected-II im Auftrag des Klimafonds, „Abschlussberichte-connectedII.pdf“, 2010, VLOTTE „Wesentliche Ergebnisse der MR VLOTTE“)

Aufbauend darauf und mit den gültigen Standards für das Laden von Elektrofahrzeugen sind die Anforderungen die Infrastruktur noch mit den Kommunikationserfordernissen zu vereinen und ergeben einen Forderungskatalog an die Infrastruktur.

Diese komplexen Strukturen der Elektromobilität sollen lokale Energiequellen nicht außer Acht lassen, wenn es darum geht, ein lokales Last- und Energiemanagement optimal für eine Ladeinfrastruktur aufzubauen.

2.2 Schwerpunkte des Projektes

Erstes Projektziel war die Entwicklung der notwendigen Modelle eines Energiemanagements, Definition der wirksamen Parameter, Variation oder Parametrierung von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen im Zusammenwirken mit PV-Anlagen.

Es folgten Simulationen, die die Wirkung und Wirtschaftlichkeit des Lastmanagements abschätzen. Es wurden Grenzbereiche für sinnvolles Energiemanagement und sinnvolle Zellengrößen dargestellt.

Im Sinne eines Smart Grid wurden die Steuer- und Messparameter des Energiemanagements nach außen zu einem übergeordneten Ziel definiert. Ein Proof of Concept war der entscheidende Schritt für die Entwicklung eines konkreten Lastmanagements für Elektrotankstellen und Energieerzeugungsanlagen.

Zweites Projektziel war es, eine Ladesteuerung entsprechenden Forderungen der IEC61851 /10/ zu entwickeln. Die Norm ermöglicht dieser Ladesteuerung durch modulierende Ladung auch als Energiezentrale mit einem definierten Lastmanagement nach den erarbeiteten Kriterien zu arbeiten und erlaubt es, einen intelligenten Controller dafür zu entwickeln. Der Controller wurde damit ein wichtiger Erfolgsfaktor für diese Tankstellensteuerung und dem Zusammenwirken mit der Erzeugung von Solarstrom. Durch die Verwendung möglichst offener HW- und SW-Konzepte bezüglich Kommunikation (LAN, GSM) und Programmierung konnte ein sehr vielseitig einsetzbares System geschaffen werden.

Drittes Ziel ist die Entwicklung einer entsprechend mandantenfähigen Internetplattform für die Vorhaltung von Steuerparametern und Profilen, Parametrierung der Last- und Energiesteuerung, Speicherung der Daten und Auswertung durch ein Monitoring, Abwicklung eines Service Level Managements, Clearing der Verrechnungsparameter im Verbund mit anderen Infrastrukturbetreibern und einem benutzerfreundlichen Kundeninterface, z. B. auch in Form einer Smart Phone Applikation für die Benutzung vor Ort.

Viertes Ziel war es die Verifikation des Lade- und Energiemanagements im tatsächlichen Betrieb mit einem E-PKW-Parkplatz und einer Heim/Büroanlage mit der entsprechenden Dokumentation der Ergebnisse.

Die Ergebnisse dieses Projekts werden in die laufende Diskussion über Smart Grids, als Beitrag über das Verhalten eines Netzwerkes optimierter Management-Zellen für die Gesamtziele der Smart Grids, eingebracht.

2.3 Einordnung in das Programm - Beiträge zu den Themenpunkten

Integration dezentraler Erzeuger

Wesentlicher Projektinhalt war die Entwicklung einer Infrastruktur-Komponenten, die neben den primären Aufgaben eines Ladekontrollers, auch Funktionen für ein lokales Energie- und Lastmanagement erfüllen, um das Angebot von dezentral erzeugtem Strom bestmöglich nutzen zu können. Diese Komponente, auf Basis eines Mikrocontrollers, als lokale und vernetzte Intelligenz, ist in der Lage sowohl Verbraucher als auch regenerative Lieferanten abhängig von Vorgaben durch den Benutzer oder anderen Parametern zu steuern.

Die Funktionen zur Speicherung, Verteilung und Regelung von Energie und Einbindung von dezentralen erneuerbaren Energieträgern mit dem Schwerpunkt der Optimierung im Zusammenhang mit Energieabgabe an Elektrofahrzeuge sind daher wichtige Schritte und Anreize für den Bau und die Integration dezentraler Erzeuger wie PV und KWA in die Ladeinfrastruktur.

Beiträge zur Realisierung von innovativen Netzen

Die Modellierung des Ladekontrollers als kleinste Zelle mit Lastmanagement und übergeordnetem Energiemanagement ist eine Struktur, die in zukünftigen Netzen Bedeutung gewinnen wird. Ein Modell, das es auch erlaubt, sich in die derzeitig mannigfaltig entwickelnde Szene rund um das Smart Home, sich zu integrieren.

Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft

Mit der Entwicklung eines dezentralen Energie- und Lastmanagements wurde die Etablierung von Alternativenergien konsequent weiter gedacht. Ein optimiertes Management für den Ladestrom trägt einerseits dazu bei, einen lokal produzierten Strom möglichst wirtschaftlich, aber auch ökologisch richtig, einzusetzen, andererseits die Spitzenbelastung der öffentlichen Netze zu reduzieren. Es handelt sich dabei auch um eine nachhaltige Lösung, da das System so konzipiert ist, um je nach Anforderung erweiterbar bzw. skalierbar zu sein und um im Verbund mit anderen Managementzellen arbeiten zu können.

Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger

Das Energiemanagementsystem trägt dazu bei, die Ressource lokal erzeugte Energie und die Speicherfähigkeit des Autos in Verbindung mit größeren planbaren Verbrauchern möglichst effizient einzusetzen. Die Betrachtung erfolgt dabei nicht nur von der Energieseite her, sondern auch aus einem wirtschaftlichen Gesichtspunkt. Das ELMAS System soll neben einem optimierten Einsatz der Ladeinfrastruktur daher auch Anreiz zur Etablierung von „lokalen“ Stromproduktionseinheiten am Markt beitragen, indem durch eine automatische Einbeziehung von Tarifen im Energiemanagement die Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen verbessert wird bzw. oft erst garantiert werden kann.

Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz

Eine spätere Verknüpfung des ELMAS Systems mit zukünftigen Smart Home Initiativen wie EEBUS, soll neben einem optimierten Einsatz der Ladeinfrastruktur auch im Smart Home Bereich eine ökonomische Verbesserungen beim Einsatz einer lokalen Stromproduktion ermöglichen. Oder von einem anderen

Blickwinkel betrachtet, erst das Laden des Autos wird im Smart Home Bereich die Effizienzfragen und Lösungen in den Vordergrund bringen.

Verbindung zur Elektromobilität

Weitere Überlegungen basieren auf neuen Geschäftsfeldern. Auf Grund der erst einsetzenden Überlegungen zur Elektromobilität gibt es in Österreich noch kaum Interesse an einer energietechnischen Bewirtschaftung von Parkflächen. Bei passenden ökonomischen Modellen wird es erst mit lokalen Energie- und Laststeuerungen in Verbindung mit einer geeigneten Management-Plattform möglich werden, größere Verbünde von Elektrotankstellen optimal mit Energie aus lokalen PV-Anlagen zu versorgen und durch Ladekunden zu bewirtschaften. Damit das Tank-Angebot für mehrere Ladepunkte und für Schnellademöglichkeit ermöglicht wird, müssen unter Umständen auch Speichermöglichkeiten vorgesehen werden. Diese Speicher werden aber erst wirtschaftlich sinnvoll, wenn sie auch den Ausgleich für erneuerbare Energie übernehmen können und somit ein lokales Energieangebot (z.B. Parkplatzüberdachung mittels PV-Modulen) anreizen bzw. effizient einsetzen.

Eine letzte Überlegung als Beitrag zur Energieeffizienz ist die Überlegung alle genannten Funktionen auch als Dienstleistung anzubieten. Im letztgenannten Beispiel entsteht dabei für den Besitzer der Parkfläche keinerlei Aufwand, dieser muss nur seine „Ressource“ (vertragliche Nutzung der Parkfläche) zur Verfügung stellen. Der Betreiber sorgt für die Infrastruktur, die Wartung und den fachgerechten Betrieb der Energietankstellen, ebenfalls für die Abrechnung mit den Endnutzern bzw. dem Vermieter.

Dieses Modell einer Dienstleistung der Energiewirtschaft kann unter Umständen auch im Smart Home Bereich mit Solaranlagen und Ladeinfrastruktur und großer Anzahl an Anlagen erfolgreich werden.

Konzept und Methoden

Konkret wurden für die angeführten Projektziele aus derzeitiger Sicht durch folgende Lösungswege erreicht:

- Entwicklung des Modells und Simulation der Ladestationsregelung auf Basis von tatsächlichen Messwerten von Haushalten (Verbraucherprofile) mit Benutzerverhalten und elektrisches Ladeverhalten von Elektroautos und PV-Anlage (Lastgangprofile, netzgeführte Betriebsweise versus verlustoptimierte Betriebsweise).
- Entwicklung der Ladestation-Lastmanagement Komponenten.
- Praxistest: Errichtung eines Parkplatz-Prototyps mit PV-Anlage, Stromtankstelle, lokalem Speicher und Netz-Einspeisemöglichkeit.
- Daten über den Betrieb der Testanlagen über einige Monate eines Firmenparkplatz für Mitarbeiter (ähnliches Verhalten wie Park&Ride) und einer Heimstationen (Haushaltsverbrauchsverhalten).
- Analysen der Anforderungen haben Schritt für Schritt zum Aufbau des Know-hows und zur Entwicklung der Soft- und Hardwarekomponenten beitragen. Nach den Testphasen mit den Erfahrungen aus den Testergebnissen wurden Überarbeitungen der Implementierungen durchgeführt.

2.4 Aufbau der Arbeit

AP 1: Modellbildung und Simulation

Über ein Systemkonzept, das die Ladeinfrastrukturerfordernisse berücksichtigt, wurden Modelle für die Laststeuerung entworfen. Schon zu Beginn der Arbeit wurden die Randbedingungen eines Energiemanagements wie zeitlich gesteuertes Laden, langsames oder schnelles Laden, nur lokal erzeugte Energie laden oder kostenoptimal Laden in das Modell mit einbezogen.

Es wurden Verbrauchsdaten erhoben und auf Basis von simulierten Lastprofilen Spitzenbelastungen berechnet. Mit diesen Spitzenbelastungen wurden Erzeugungsprofile von PV-Systemen gegenüber gestellt. In Kombination mit Speichersystemen wurde ein Modell für die Energiesteuerung des Gesamtsystems entwickelt.

AP 2: Systementwicklung des Lade- und Energiemanagements

In AP2 erfolgte die eigentliche Entwicklung der Hardware für die Kommunikations- und Messsysteme. Es wurde ein Prototyp für ELMAS, bestehend aus einem Betriebssystem mit Applikationssoftware und Energiemanagement entwickelt. Das eigentliche Kernstück des ELMAS stellen die Regelalgorithmen für das Lastmanagement dar. Nach der Probezeit im AP4 wurden Optimierungen des Systems eingearbeitet.

AP 3: Herstellung der zentralen Internetplattform

Die für den Kunden sichtbare Kommunikation erfolgt über das Internet. In AP3 erfolgte die Anbindung der Prototypen an eine zentrale Datenbank, die sowohl Systemeinträge als auch Profile und andere Parameter speichert. Die Einrichtung der Mandatenfähigkeit bzw. der eigentlichen Benutzeroberfläche für den Kunden erfolgte ebenfalls in AP3. Dieses Arbeitspaket stellte sich als sehr ausufernd im Hinblick auf landesweite oder europaweite Ladeinfrastruktur im Hinblick auf Roaming und Verrechnung dar.

AP 4: Errichtung und Erprobung der Testanlagen (Garage und Heimbereich)

In AP4 erfolgte ein Feldtest, um die Modelle auf Praxistauglichkeit zu testen. Die Ergebnisse wurden aufgezeichnet und verifiziert. Diese Ergebnisse stellten die Grundlage für die Optimierung der Regelalgorithmen des Lastmanagements, für die Abschätzung der erforderlichen Speicherkapazitäten und Größe der PV-Anlagen.

AP 5: Projektmanagement und Dokumentation

Projektmanagement umfasst Projektdurchführung, Berichtswesen und Publikation der Ergebnisse.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Das Konzept

Gemäß der Trennung von Smart Grid und Smart Market (vergleiche Smart Grid und Smart Market, Eckpunktpapier der Bundesnetzagentur, Dez. 2011) wurde auch im Projekt ELMAS die Modellstruktur in Laststeuerung und Energiemanagement zerlegt. In einer diesen Grundsätzen entsprechenden

Modellbildung wurde die Laststeuerung bezüglich Sicherheit gemäß einem Bottom Up Entwurf durchgeführt, Energie- und Kostenoptimierung sind dabei Top Down Konzepte.

Die Trennung von Last- und Energiemanagement im Systementwurf hat auch den Vorteil, dass Ladekontroller anderer Hersteller integrierbar sind, wenn die Voraussetzung der stufenlosen Vorgabe des Pilotsignals, und damit des Ladestroms, über eine Schnittstelle gegeben ist.

3.1.1 Lastmanagement

In dieser Aufteilung übernimmt die Laststeuerung primär die Schutzfunktion einer Strombegrenzung im Überlastfall und ist zugleich das Stellelement der übergeordneten Energiesteuerung.

Gemäß der Ladesicherheit wird der über das Pilotsignal (PWM-Signal gemäß IEC 61851, /10/) vorgegebene maximal zulässige Ladestrom des E-Fahrzeuges eingestellt und auf Grund dieser Vorgabe vom Laderegler im Auto begrenzt. Mit dieser Stellmöglichkeit kann nun das Lastmanagements für eine Gruppe von Ladestationen, auch unter Berücksichtigung sonstiger anderer Lasten, die Optimierung gemäß der Leistungsfähigkeit eines Hausanschlusspunktes vornehmen.

Werden zusätzlich Phasenwechsler in der Installation einer Ladeinfrastruktur vorgesehen, so kann in der Laststauerebene auch die Verteilung der Ladeströme auf die drei Phasen des Drehstromsystems optimiert werden. Für die Schalthandlung des Phasenwechsels muss aber die Ladung automatisch für kurze Zeit gestoppt werden.

3.1.2 Energiemenge der Ladung, Ladedauerberechnung

Mit der bekannt Ladeleistung aus der Laststeuerung wird über die zu ladende Energiemenge die Ladedauer abgeschätzt. Die Information der restlichen Ladedauer ist eine wichtige Komfortfunktion für den Mobilitätskunden.

Für die Ermittlung der notwendigen Lademenge muss der Ladezustand der Batterie bekannt sein und über eine Modellbildung bezüglich der Fahrzeuge berechnet werden. Das Problem ist die Erfassung des Ladezustands. Kurzfristig ist es nicht möglich die Batterieladezustände (SOC) direkt aus dem Auto übermittelt zu bekommen. *Hinweis: In den Fahrzeugen fehlt dazu die Implementierung der Vorgaben der Norm IEC15118. Diese Norm wird aber erst 2013 abgeschlossen werden. Wie sich die Integration dieser Vorgaben in die Fahrzeuge entwickeln wird, ist zurzeit nicht abschätzbar /12/.*

In der Plattform wird mit den technischen Daten der Batterie, im Wesentlichen mit der Angabe der Batteriekapazität in kWh, und dem bei Beginn der Ladung durch den Kunden über sein Smart Phone manuell eingegebenen Ladezustand, die notwendige Energiemenge für eine volle Ladung errechnet. Am Markt befinden sich auch schon Systeme, die über einen zusätzlichen Transponder im Fahrzeug und über GSM Kommunikation unter anderem den Ladezustand und km-Stand als Service an einer Webschnittstelle anbieten.

3.1.3 Energiemanagement

Eine wichtige Eingangsgröße für das Energiemanagement ist eine durch den Kunden durchgeführte Bewertung der Dringlichkeit der Ladung („smart“ oder „eilig“). Mit diesem Parameter kann eine Strategie festgelegt werden, mit welcher Leistung geladen werden muss um diesen Wunsch möglichst nahe zu kommen.

Mit der geforderten Energiemenge und über die Bewertung der verfügbaren Ladeleistung und über eine Bewertung der Dringlichkeit der Ladung wird eine Strategie festgelegt, wann bestimmte Ladepunkte mit welchen Strom geladen werden müssen, um möglichst alle Kundenwünsche zu erfüllen. Diese Ladestrategie wird etwa viertelstündlich neu bewertet und festgelegt und passt sich dadurch geänderten Verhältnissen der Laststeuerung an, bei Ausfall der Kommunikation zur Plattform wird die letzte Strategie zu Ende gefahren.

Übergeordnet zum Energiebedarf und den Kundenwünschen können im Modell auch Optimierungskriterien bezüglich Tarife und Kosten der Ladung berücksichtigt werden, wobei diese anderen Kosten auch Ursachen außerhalb der Energiekosten haben, wie Parkgebühren und Parkdauer.

Alle Eingangsparameter der Ladestrategie sind so ausgelegt, dass, wenn sie nicht benutzt werden, wird eine möglichst rasche Ladung erfolgt.

3.1.4 Kundenerfordernisse

Das Modell muss auch die Kundenerfordernisse und Kundenwünsche als operative Größe mit einbeziehen. Durch ein Energiemanagement soll zwar der Eigenverbrauch von Solarenergie optimal als Mobilitätsenergie genutzt werden, trotzdem muss aber unbeschränkte und individuelle Mobilität als erstes Kundenerfordernis erhalten bleiben.

Es gibt dabei **Statische Kundenerfordernisse** mit höchster Priorität wie eine individuelle Mobilität zu erhalten, optimale Nutzung der Lokalen Energiequellen garantieren, Reports über den Energieverbrauch zu liefern. Aber auch eine gesicherte und zeitgerechte Ladung des Fahrzeuges, Information darüber am Handy oder PC bereitzustellen.

Indirekte Erfordernisse der Kunden sind Lastmanagement für Haushalt und Garagen, kooperative Strategien bei Erreichen einer Lastgrenzen z. B. in Park&Ride Anlagen, Unterstützung mehrere Elektromobilitäts-Provider und damit Zugang zu Ladestationen anderer Anbieter (ID Management).

Operative Kundenerfordernisse

Als operativer Parameter für jede Ladung liegt der Kundenwunsch vor, ob die Ladung „**smart**“ oder „**eilig**“ erfolgen soll. Damit wird die Strategie festgelegt, die über die statischen Erfordernisse hinaus die Optimierung bestimmen. Diese Strategie fließt als Wert zwischen 0 und 100% (=eilig) ein.

Besonderes Augenmerk gilt dabei dem Umstand, dass die Eingabe dieser speziellen Kundenwunsches zu jeder Ladung möglichst ohne Aufwand durch den Kunden bekannt gegeben werden kann. Dazu eignet sich hervorragend das Smartphone. Hiermit kann einerseits (je nach Realisierung der Infrastruktur) die Betankung gestartet werden und dazu Parameter geholt werden. Im Fall smart/eilig wird ein Schieber (Slider) an die gewünschte Stelle bewegt.

Um nicht alle Kunden zu veranlassen immer „eilig“ zu verwenden, müssen für den Smart-Bereich Vorteile für den Kunden definiert werden, z. B. besserer Tarif bzw. besserer Preis für die Ladung oder das Attribut „vollständig regenerative Energie geladen“.

3.1.5 Erfordernisse an die Infrastruktur

Für die Infrastruktur sind die Erfordernisse alle jene, die eine sichere Funktion garantieren. Alle anderen Erfordernisse und die Strategien des Last- und Energiemanagements, haben sich dem unter zu ordnen.

Infrastrukturerefordernisse sind aber auch alle operativen Parameter wie Preise und Tarife und das Kundenmanagement und die operative Zusammenarbeit zwischen Mobilitätsprovider.

Nicht zuletzt muss die Infrastruktur als ein Erfordernis ein umfassendes Informationssystem betreiben.

3.2 Modellbildung und Simulation

Die Modellierung der Auslastung einer Ladestation wurde anhand von in der Plattform aufgezeichneten Ladedaten berechnet. Die Auswertungen über das Ladeverhalten beinhalten rund 150 Ladevorgänge von 10 unterschiedlichen E-Fahrzeugen im Zeitraum von Juli bis Dezember 2012. Die Ergebnisse zeigen, dass die durchschnittliche Ansteckdauer pro Ladevorgang rund 6,3 Stunden beträgt, wobei die volle Ladeleistung (3,6 kW) nur während 1,7 Stunden benötigt wird und durchschnittlich 4 kWh Energie geladen wurden. Das bedeutet, dass während der durchschnittlichen Ansteckzeit nur 1/3 der Zeit die volle Leistung des 230V/16A Anschlusses benötigt wird.

Verallgemeinert man dieses Verhalten, so bedeutet das, dass die restliche Zeit die zur Verfügung stehende Anschlussleistung für die Lastverschiebung oder Aufladung anderer Fahrzeuge vom selben Anschluss aus genutzt werden kann.

Lastverschiebung hat hier nur im Zusammenhang mit PV-Anlagen und eigenen Speicherbatterien Bedeutung und möchte den Eigenverbrauch optimieren. Mehrfachnutzung der Ladeeinrichtung ist im Bereich von öffentlichen Garagen, z.B. von Park & Ride Anlagen von Bedeutung.

In einer intelligenten Steuerung der Ladeeinrichtung kann ein Last- und Energiemanagementsystem der Ladevorgänge optimieren, Verbrauchsspitzen vermeiden und einen höheren Anteil im Eigenverbrauch von PV-Strom erreichen.

Die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils ist aus zwei Gründen sinnvoll: Der Eigenverbrauch von Solarstrom reduziert nicht nur die effektive Einspeiseleistung (mit immer geringer werdenden Einspeiseerträgen durch niedrigere Einspeisetarife) und entlastet damit das Verteilnetz, sondern hat durch steigende Bezugsstrompreise einen immer größeren Anteil am wirtschaftlichen Ertrag einer PV-Anlage. Z.B. In Deutschland treiben die Vergütungsabsenkungen und die Begrenzung der EEG-Vergütung auf 90 Prozent der erzeugten Kilowattstunden den Eigenverbrauch deutlich an. *Hinweis: In Deutschland werden nach der EEG-Novelle 2012 die vergütungsfähigen Kilowattstunden auf maximal 90 Prozent der Gesamterzeugung begrenzt, gültig ab Januar 2014 für Anlagenleistungen zwischen 10 kWp und 1000 kWp.*

Mit einem intelligenten Energiemanagement und einem Speichersystemen lässt sich die Eigenverbrauchsquote deutlich steigern. Im Gegensatz zur PV-Erzeugung ist die Lade- oder Entladeleistung von Speichersystemen jederzeit kontrollierbar, sodass die Eigenverbrauchserhöhung bei einer vergleichsweise geringe Speicherleistung zwischen 50% und 70 % des Leistungs- und Energiebedarfs abdecken kann.

Die Abbildung 1 zeigt, dass auch ohne Speichersystem, an einem sonnigen Wochenendtag, rund 50 % der erzeugten Energie selbst verbraucht werden können. Die rote Linie zeigt Bereiche der Energie, die zur Aufladung von E-Fahrzeug oder zur Speicherung in der Batterie zur Verfügung stehen. Die grauen Bereiche zeigen den zusätzlichen Leistungsbedarf der im Haushalt ohne E-Fahrzeuge benötigt wird.

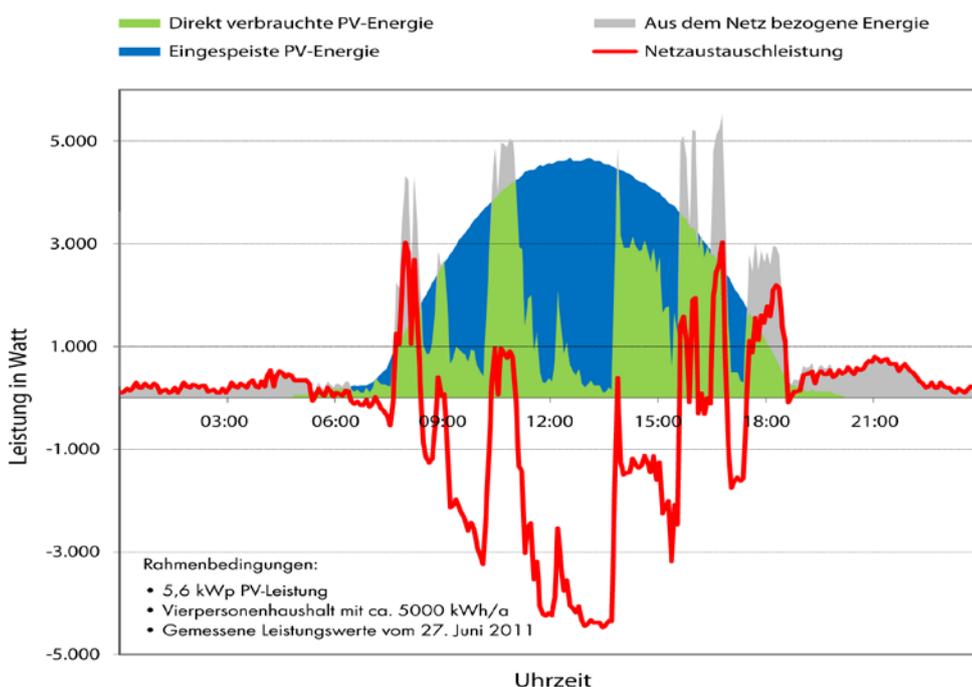


Abbildung 1: Vergleich der PV-Erzeugung (Blau) des Haushaltsverbrauchs Eigenverbrauch PV (Grün) + Netzbezug (Grau), sowie das ins Netz eingespeiste Energie-Netzaustauschleistung (Rot). Daten SMA 2012 /Quelle: /8/

3.2.1 Dämpfung der Lastspitzen

Praktische Ertragsmessungen von PV-Anlagen und typische Verbrauchslinien im Haushalt wurden durch SMA durchgeführt. Der Zusammenhang zwischen den Last- und Erzeugungsprofilen ist in Abbildung 2 dargestellt. Das Diagramm zeigt beispielhaft die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten eines Vierpersonentesthaushalts mit einer 5,6 kWp-Anlage, mit einem 5,5 kWh Speichersystem (SMA 2012, /8/).

Die Wirkung des Speichersystems lässt sich gut zeigen. An keinem einzigen Tag zeigen die aufgezeichneten Leistungsdaten eine höhere, vom Speicher verursachte Dynamik in der Netzaustauschleistung (SMA 2012, /8/). Bei gleichbleibenden Maximalwerten sind die mittleren Änderungsraten der Netzaustauschleistung in allen Fällen deutlich gesunken. Beim System mit der kleinsten PV-

Peakleistung verringerte sie sich um rund 26 Prozent, trotz der auf Eigenverbrauchsmaximierung ausgelegten Betriebsführung der Speicher.

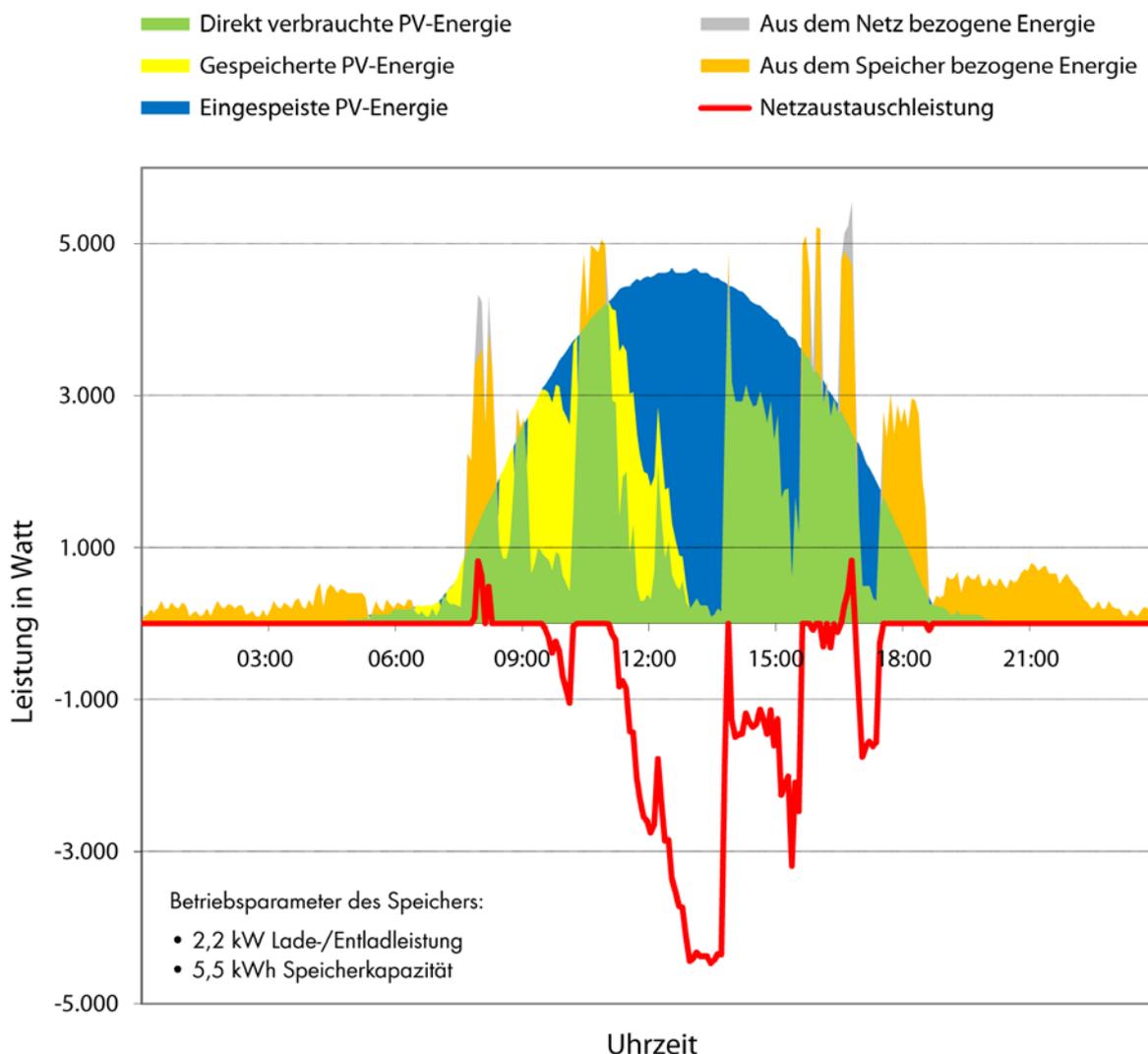


Abbildung 2: Reales Erzeugungs- und Verbrauchsprofil eines Haushalts mit 5,6kW PV-Anlage und 5,5kWh Speicher Daten SMA 2012 Quelle: /8/.

Die Verwendung eines Speichersystems reduziert den Bezug von Netzenergie, die wachsende Differenz nimmt das Speichersystem auf (gelbe Fläche), sodass die Netzeinspeisung (rote Kurve, bezogene Leistung) kaum mehr 1 kW erreicht.

3.2.2 Zusätzliche Netzentlastung durch intelligente Speicher

Wenn bei Betriebsführung von PV-Anlagen und Ladestationen, der Schwerpunkt bewusst auf die Netzentlastung gelegt wird, so lässt sich dieser positive Effekt noch deutlicher steigern. In einer Funktionsweise einer sogenannten „Spitzen-Reduktion“ wird eine definierte Einspeiseleistung nicht mehr

überschritten, d. h. Erzeugungsspitzen, die nicht zeitgleich von entsprechenden Lasten ausgeglichen werden, nimmt das Speichersystem auf.

Im umgekehrten Fall begrenzt der Speicher den Leistungsbezug aus dem Netz, indem er gegebenenfalls zusätzliche Leistung zur Verfügung stellt. /Verweis/ zeigt diese Betriebsweise auf Basis der realen Erzeugungs- und Verbrauchswerte aus einem Feldtest. Die Batterie wird erst beim Überschreiten von 1,9 kW Einspeiseleistung geladen und kann dafür über den gesamten Erzeugungszeitraum Erzeugungsspitzen zwischenspeichern. Bei identischer Eigenverbrauchssteigerung gegenüber dem herkömmlichen Speichersystem sorgt diese einfache Zusatzregel für eine deutlich reduzierte Dynamik der Netzaustauschleistung und wesentlich kleinere Maximalwerte.

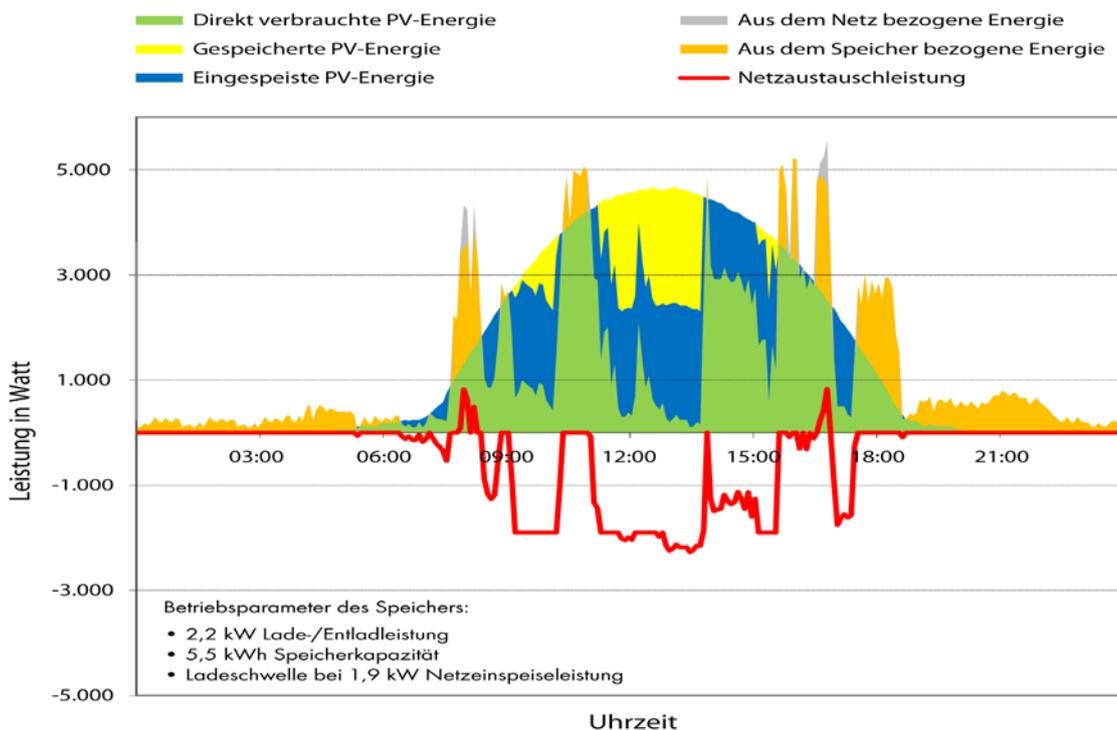


Abbildung 3: Lastausgleich durch gesteuerte Speicherung und Einspeisung. Erzeugungs- und Verbrauchsprofil eines Haushalts mit 5,6kW PV-Anlage, Daten SMA 2012 Quelle: /8/.

Die Abbildung 3 verdeutlicht das enorme Entlastungspotenzial von intelligenten, lokalen Speichersystemen und E-Fahrzeugen. Voraussetzung ist jedoch eine zuverlässige PV-Erzeugungsprognose, damit die Batterie auch bei einem unregelmäßigen Einstrahlungsverlauf vollständig geladen werden kann. Fast ebenso bedeutsam sind jedoch Informationen über das zu erwartende Lastprofil des Haushalts und die zeitlich genaue Erfassung der Verbrauchsleistung. Denn jeder, zeitgleich zur PV-Erzeugung, stattfindende Verbrauch reduziert die Netzaustauschleistung und damit auch den Speicherbedarf. Voraussetzung ist eine zeitliche hohe Auflösung der Leistungsmessung, diese ist entscheidend für die Ausregelung von schnell taktenden Verbrauchern wie etwa Elektroherden.

3.2.3 Netzentlastung durch Elektrofahrzeuge

Dieses Modell lässt sich nun auch auf Elektroautos als Speicher umlegen. Insbesondere Elektro- und Plug-In-Hybrid Fahrzeuge können durch ihre hohen Ladeleistung und Speicherkapazität der Batterie wesentlich zur Reduktion der Netzaustauschleistung (Einspeisung/Bezug) beitragen. Insbesondere dann wenn über ein Energiemanagement die Ladestrategie des Fahrzeuges an das Nutzungs- und Erzeugungsprofil der PV-Anlage angepasst wird. Einziger großer Unterschied zu den dedizierten Haushaltsspeichern ist derzeit, dass die gespeicherte Energie im Auto nicht zurückgewonnen werden kann.

Anmerkung:

Eine 2012 abgeschlossene Untersuchung der TU-Wien zeigt, dass es für ein V2G-Modell (vehicle to grid) mit Rücklieferung der Energie aus dem Auto noch keinen ökonomischen Rückhalt gibt, sodass auch die Autoindustrie den Mehraufwand im Fahrzeug in näherer Zukunft nicht realisieren wird /7/.

3.2.4 Optimierung des Eigenverbrauchs im Energiemanagement einer Ladesteuerung

Um die Vorteile der Eigenstromnutzung aus PV-Erzeugung nutzen zu können ist eine intelligente Steuerung der Haushaltsverbrauchs und des E-Fahrzeuges erforderlich. Diese wird mit Hilfe der intelligenten Steuerung ETS CORE in einer Software-Funktion des Energiemanagements ermöglicht.

Es wird dabei zusätzlich vorausgesetzt, dass die ETS CORE verschiedene Stromverbraucher, abhängig vom Energieangebot, ein- oder ausschalten kann und dabei sowohl den Energiebedarf der jeweiligen Geräte als auch die PV-Erzeugung (Abbildung 4) berücksichtigen kann.

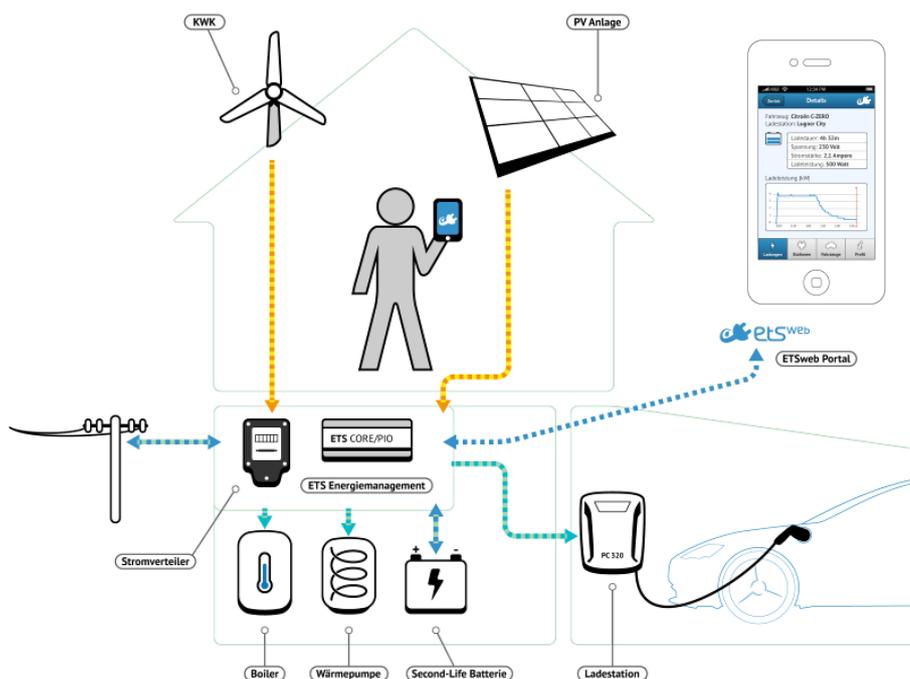


Abbildung 4: Energiemanagement durch ETS-CORE und Kommunikation mit PV-Anlage, Speichersystem und Fahrzeug. Installation im Stromverteilerkasten.

Für die Beteiligung am Energiemanagement eignet sich somit fast jede größere Last als disponibler Verbraucher, der Speichermöglichkeiten bietet oder nicht an eine bestimmte Betriebszeit gebunden ist. Die Parametrierung muss dabei für den Verbraucher sowohl die Leistung als auch den absetzbaren Energieinhalt kennen.

Die mit üblichen Verbrauchern (Boiler, Speicherheizung) erreichbaren Methoden sind gesteuerte Modelle, die keine Rücksicht nehmen auf den momentanen Zustand aller Anlagen, ob diese noch Energie aufnehmen können oder nicht, und damit strategischen disponierten Einsatz der Energie nicht oder kaum zulassen.

Je nach Verfeinerung des Messsystems des Hauses (Stichwort „Smart Home“ mittels KNX-Bus oder ZigBee-Systemen o.ä.) können daher diese Strategien in einer weiteren Optimierungsstufe auch auf Messungen basieren. Das heißt ein bereits vollgeladener Boiler kann keine Energie mehr aufnehmen oder es ist bekannt, wie viel Restenergie noch gespeichert werden kann.

Diese vielfach anzupassenden Verfahren eines Energiemanagements sind programmtechnisch über Regeln zu erfassen und in einem regelbasierten System absetzbar.

3.2.5 Berechnung und Optimierung der erforderlichen Speichersystemen und Wirkungsgradmodelle

Bei der Berechnung und Optimierung der erforderlichen Speichersysteme für netzgekoppelte Energiespeicher geht man von einer typischen PV-Anlage in einem Wohnhaus in Mitteleuropa mit einer PV-Fläche von 3 kW und täglichen Produktion von 8,5 kWh im Jahresdurchschnitt.

Dabei reicht die erzeugte Energie von 3 kWh im Winter bis zu 12 kWh im Sommer. Ungefähr 4,5 kWh der PV-Energie werden nach der Erzeugung direkt verbraucht (Eigenverbrauch), was einen durchschnittlichen Überschuss von 4 kWh – mit einer saisonalen Schwankung von 1 kWh bis 6 kWh – ergibt, der bis zum Verbrauch gespeichert werden kann. In diesem Fall muss ein Energiespeichersystem eine Kapazität von 1–6 kWh pro Tag (im Durchschnitt 4 kWh) „zeitlich verschieben“ können.

Die Auswertung der Verbrauchsdaten von E-Fahrzeugen hat gezeigt, dass dieser Speicherinhalt etwa der täglich aufgeladenen Energie von Elektrofahrzeugen entspricht.

Bei der schon erwähnten Auswertung von rund 150 Einzelladungen von 10 unterschiedlichen E-Fahrzeugen (Abbildung 5) liegt die durchschnittlich geladene Energie bei 4 kWh je Ladevorgang. Wobei hier eine große Standardabweichung (3,6 kWh) zu bemerken ist, begründet durch die Unterschiede zwischen den Fahrzeugen und den täglich zurück gelegten Entfernungen, die aber bei der Anlagenplanung berücksichtigt werden müssen.

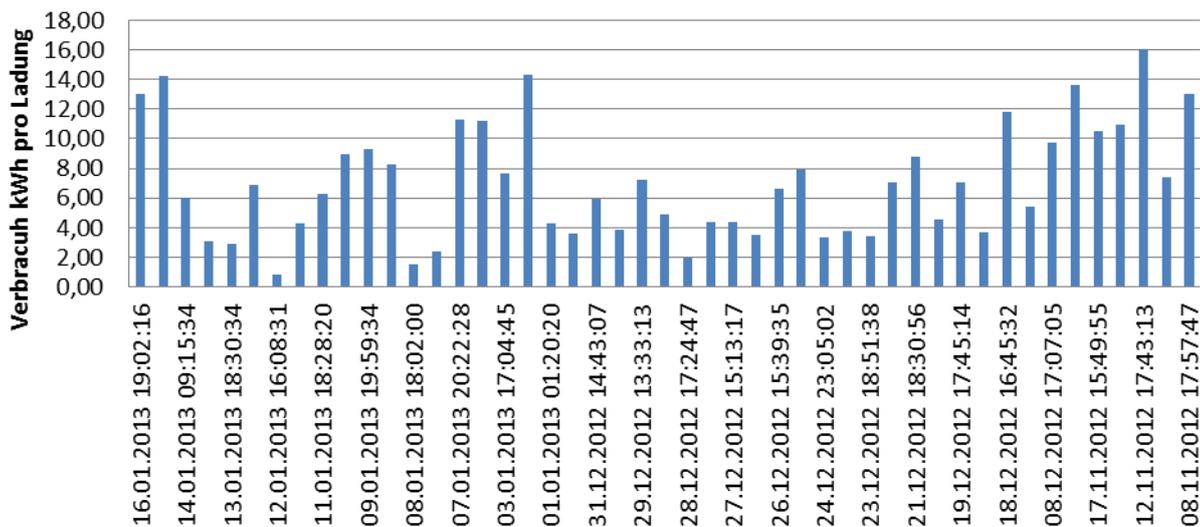


Abbildung 5: Energieverbrauch pro Ladevorgang. Auswertung aus 154 Ladevorgängen von 10 unterschiedlichen E-Fahrzeugen (Daten: PDTs GmbH 2012)

3.2.6 Wirkungsgrad

Die Fahrzeugbatterien können zur Speicherung der PV-Energie genutzt werden. Insbesondere sind diese in Zukunft als „Second-life-batterien“ für diesen Zweck von Interesse, sie können stationär bei der PV-Anlage zu günstigen Kosten betrieben werden.

Für die Nutzung von stationären Fahrzeugbatterien als Energiespeicher müssen die entsprechenden Wechselrichter und Ladegeräte verwendet werden.

Aufgrund der Wirkungsgradkette der Umwandlungsstufen bei konventionellem seriellen Schema mit Wechselrichter – Ladegerät - Wechselrichter gehen bis zu 20 % der ursprünglichen gewonnenen Energie wieder verloren.

Mittlerweile gibt es am Markt auch Kombi-Geräte, die einen Wechselrichter und einen DC-DC Konverter für die Batterie beinhalten. Der Vorteil solcher Geräte liegt in deren höherem Wirkungsgrad im Vergleich zu den konventionellen Geräten. Diese Konverter haben einen Wirkungsgrad von ca. 94 %. Dies bedeutet etwa 10% weniger Verluste als bei Umwandlung in einer Wechselrichter Ladegleichrichter-Kette (DC>AC -- AC>DC).

Die DC-DC-Konverter werden mit variabel einstellbarer DC-Spannungsausgang produziert, so dass unterschiedliche (Fahrzeug-)Batterien als Speicher genutzt werden können (z.B. PowerRouter von Nedap Energy Systems). Wie schon erwähnt lassen sich damit die Speicherverluste um bis zu 10 % reduzieren.

Hier nicht betrachtet sind dabei aber die Kosten der Speicherbatterien. Über die Gewinne als Regenergie lassen sich diese Anlagen nicht amortisieren, es sind daher andere Anreize zu berücksichtigen, wenn diese Speicher eingesetzt werden sollen.

Zum Einen ist dies der Umstand, dass Second Life Batterien preisgünstig sind und zum Zweiten, dass dieses System als Strombackup für einen Haushalt zusätzlichen Wert erhält. (Als Backup muss aber auch die Zuverlässigkeit der Systeme jedoch mindestens so hoch sein, wie die derzeitige Versorgungssicherheit der Elektrizitätswerke.)

Jedoch empfiehlt sich die Nutzung der E-Fahrzeuge als sinnvolle Speicheranlage für PV-Strom sofort, da die vorhandene freie Kapazität der Batterien und die zur Verfügung stehende PV-Energie größenordnungsmäßig meist übereinstimmen. Dieses System funktioniert zurzeit nur als Speicher ohne Rückholung der Energie aus dem Auto. Das heißt, die Sinnhaftigkeit hängt an der regelmäßigen Notwendigkeit und Nutzung dieser Energie für die Mobilität.

3.2.7 Phasenbelastung

Als Randbedingung bei den vielen Überlegungen zum Lastausgleich und für optimale Ladezeiten ist auch die Phasenbelastung als ein wesentliches Kriterium zu beachten, da eine zu große Asymmetrie zu Begrenzungen oder gar zu Ausfällen führen kann. Aus der Abbildung 6 ist eine Aufteilung der Leistung auf die einzelnen Phasen in einem Haushalt ersichtlich. Es ist zu bemerken, dass die Kochgeräte zu Mittag und später Geschirrspüler eine Leistung von bis zu 5 kW benötigen. Wird um diese Zeit auch ein E-Fahrzeug mit 3 bis 10 kW Ladeleistung geladen, so kann es zur Überlastung im gesamten Haushalt kommen.

Aus dieser Darstellung ist auch ersichtlich, dass im Haushalt grundsätzlich eine asymmetrische Auslastung bereits vorliegt. Am wenigsten wird die 3-te Phase ausgelastet. Wird oder kann eine besser Aufteilung bei der Planung nicht berücksichtigt werden, so ist es im ganzen Haus mit einer deutlichen Überlastung der Phasen 1 und 2 zu rechnen.

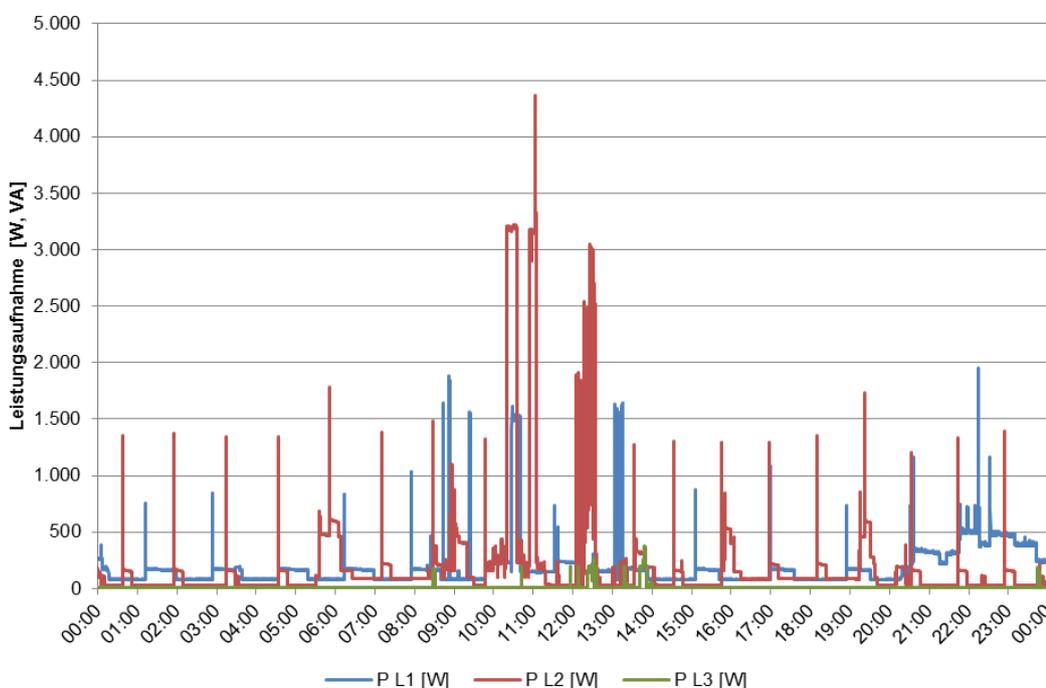


Abbildung 6: Messung der Phasenleistungsaufnahmen eines Haushaltes an einem Sommer-Sonntag; Messung im Rahmen von „ADRES-Concept“ Quelle:/11/.

Ein Phasenausgleich als Teil des Lastmanagements kann daher in schwierigen Fällen der Optimierung notwendig und sinnvoll werden.

Ein Elektrofahrzeug mit einphasiger Ladung kann diese Situation nochmals deutlich verschärfen und zur Überlastungen bzw. Ausfall der Stromversorgung führen. Nur eine Umschaltung der Phasen in der Ladestation in Abhängigkeit von der aktuellen Belastung, kann dieses Problem beheben. Dafür ist allerdings eine Messung der Phasenströme, z. B. mit einem Smart Meter (Haushaltsbezugszähler), erforderlich.

4 Lösungen

Alle diese Ansätze können mit dem entwickelten Energie- und Lastmanagementsystem (ELMAS) auf lokaler Ebene in den Hardwarebaugruppen und einem Betreiber- und Kundenportal ETSweb weitgehend gelöst werden. (siehe Abbildung 7).



Abbildung 7: ELMAS Energie- und Laststeuerung und ETSweb, Login Seite in das Betreiberportal

In der Ladepunktintelligenz des System **ETS-2010**, führt ELMAS als ein Programmteil davon, das automatische Lastmanagement aus, schaltet die steuerbaren Verbraucher und zieht die lokal erzeugte Energie mit in Betracht. ELMAS steuert die Speicherung und Abgabe über den lokalen Stromverbrauch und ermöglicht die Einspeisung ins Netz bei Überproduktion bzw. auch bei Netzbedarf auf Anforderung der höheren Ebene.

Alle Daten, Parameter und das Informationsmanagement obliegen der Internetplattform ETSweb. Diese muss mit den entsprechenden Strukturen, Berechtigungs- und Rollenmodellen und Vernetzungsmöglichkeiten die Anforderungen erfüllen.

4.1.1 Lastmanagement

Die Laststeuerung übernimmt primär die Schutzfunktion einer Strombegrenzung im Überlastfall und ist zugleich das Stellelement der übergeordneten Energiesteuerung. Die Ladestation ist damit eines der Wirksamsten Stellglieder für das Energiemanagement. Disponible Lasten oder lokale Speicherelemente

sind meist schwieriger einzubinden bzw. sind Speicherbatterien kostenintensiv und Return of Investment noch nicht zu erreichen.

Bei Ladestationen wird über das Pilotsignal (PWM-Signal gemäß IEC 61851, /10/) der maximal zulässige Ladestrom des E-Fahrzeuges vorgegebene und vom Laderegler im Auto begrenzt. Mit dieser Stellmöglichkeit kann nun das Lastmanagementsystem für eine Gruppe von Ladestationen, auch unter Berücksichtigung sonstiger E-Lasten, die Optimierung gemäß der Leistungsfähigkeit eines Hausanschlusspunktes vornehmen.

Das Lastmanagement hat im Wesentlichen drei Grundfunktionen:

- Stellglied für die Energiesteuerung
- Begrenzung der Ladeleistung (Ladestromes) gemäß übergeordneter Vorgaben.
- Aufteilung einer maximalen Hausanschlussleistung auf die Last im Haushalt und für das E-Fahrzeug
- Aufteilung der Ladeleistung von sonst gleichberechtigten Ladepunkten in Garagen.

Werden zusätzlich Phasenwechsler in der Installation einer Ladeinfrastruktur vorgesehen, so kann in der Laststauerebene auch die Verteilung der Ladeströme auf die drei Phasen des Drehstromsystems optimiert werden. Für die Schaltheandlung des Phasenwechsels muss die Ladung automatisch für kurze Zeit gestoppt werden.

Für die Aufteilung der Phasenströme wurde für die Laststeuerung auch eine Phasenauswahlschaltung entwickelt, die die Phasenströme im Haushalt kontinuierlich misst und eine möglichst optimale Lastverteilung mit der Ladestation ermöglicht. Somit können 1-phasige E-Fahrzeuge an der am wenigsten ausgelasteten Phasen geladen werden, wodurch die Ladegeschwindigkeit und die Versorgungssicherheit erhöht werden kann. Bei 3-phasigen Ladesystemen ist zu beachten, dass die Stromvorgabe über das Pilotsignal an das Ladesystem des Autos für alle drei Phasen gilt, das kann bei stark unsymmetrischen Haushalten bzw. Lastsituationen gegenüber 1-phasiger Ladung nachteilig für die Ladeleistung werden.

Die Phasenselektion als eine Funktion des Lastmanagements wird ebenfalls durch das Lastmanagement der ETS CORE über ein Phasenwechselsystem ermöglicht (**Abbildung 8**). Die Installationsaufwände und Kosten für diese Optimierung sind jedoch zu beachten.



Abbildung 8: Testaufbau der Phasenauswahl-Schaltung mit einem HAGER Smart Meter

4.1.2 Realisierung des Energiemanagements

Es wird hier das Energiemanagement einer Micro Grid Zelle betrachtet, die über einen Energieübergabepunkt mit Abzweigen, die verschiedenes Energieflussverhalten aufweisen, verfügt. In der Abbildung 9 ist der verrechnungsfähige Messpunkt mit Smart Meter und einem Kundennetzwerk, das ein Prosumer-Verhalten aufweist (producer and consumer). Die Ziele des Energiemanagements können mehrfache Kriterien sein, um z. B. den Netzaustauschleistung oder die Kosten gemäß Tarifvorgaben zu minimieren.

Der Aufbau des Energiemanagements ist ein komplexes Regelwerk von parallel arbeitenden Regelkreisen. Jeder Energiekreis (energy pool, EP) hat eigene Sollwertkriterien, eigene Stellgrößen und eigenes Streckenverhalten (Abbildung 9). Dazu kommen noch für jeden Abzweig Attribute wie Generator/Last Verhalten, Maxima, Minima, ein bestimmtes Zeitverhalten, ein interner Energieinhalt (SOC), Verfügbarkeitsparameter und sonstige Regelstreckenparameter.

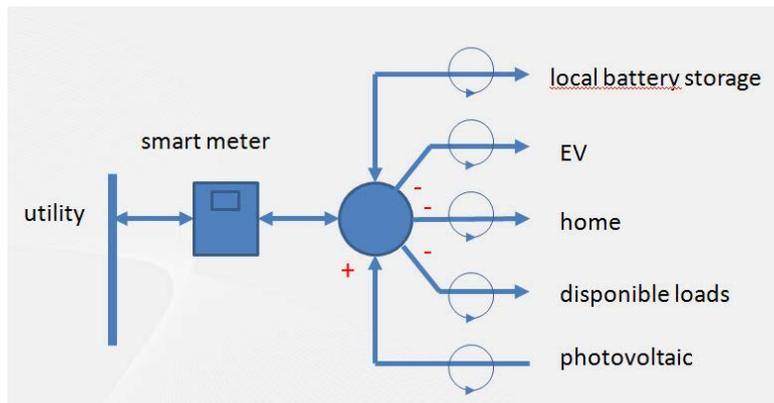


Abbildung 9: Micro Grid Zelle mit energy pools EP

4.1.2.1 Das EP-Modell

In der Abbildung 9 sind mehrere Abgänge, die zugleich Energiekreise (EP, energy pools) darstellen, abgebildet. Die einzelnen EP sind auf dieser unteren Ebene zugleich Regelstrecken, die für ihr Energieverhalten und Stellverhalten typisch und unteilbar sind. Die Modellierung erfolgt dabei so, dass sich für alle EP dieselben Schnittstellen ergeben und innere Vorgänge mit speziellen Parametern, Steuerungen und Regelungen versteckt bleiben.

Verallgemeinert lässt sich das EP-Modell folgendermaßen beschreiben. Ein EP hat unter sich mehrere EP, besitzt Regeln für Strategien die mit diesen EP umgesetzt werden sollen, einen inneren SOC und eine Schnittstelle nach oben zu einem übergeordneten EP. SOC steht hier für Status of Charge und stellt den Energieinhalt des Systems dar. Logischerweise ist der SOC bei reinen Verbrauchern gleich Null, bei Solaranlagen Unendlich, bei einem Elektroauto der SOC der Batterien und bei einem Boiler der Wärmeinhalt. Regeln (Rules) sind Funktionen (Strategien) in einem EP, nach denen die Sollwerte der untergeordneten EP eingestellt werden sollen um das gewünschte Ziel zu erreichen.

Grundfunktionen eines EP sind:

- die Fähigkeit auf eine Wunschprognose von oben, zufolge der inneren Werte eine Sollprognose zu berechnen und zurück zu geben
- und eine Sollprognose von oben auszuführen.

Parameter einer Prognose sind der SOC, die Rules und der absolute Zeitpunkt, für die die Prognose gilt, ausgeführt oder berechnet werden soll.

In speichernden Systemen kann der SOC den momentanen Status darstellen, so daß die Prognose jetzt gilt, oder beliebige Zeitpunkte betreffen, womit Prognosen auch für die Zukunft gerechnet werden können. Zukünftige SOC können auch für eine Prognoseabfrage von der übergeordneten Zelle vorgegeben werden kann. Das übergeordnete System kann dabei den SOC aus statistischen Daten gewinnen oder es kann ein Wunsch-SOC sein, der zu dem gegebenen Zeitpunkt herbeigeführt werden müßte. Mit dieser Methode kann jedes übergeordnete System auch Szenarien rechnen, wobei das physikalische Verhalten dabei immer vom betroffenen EP selbst berechnet wird.

Die übergeordnete Zelle ist für sich wieder ein EP, kann mit der Summe der Sollprognosen eine Strategie berechnen und diese auch wieder an die übergeordnete Zelle weitergeben, oder, wenn sie die oberste Zelle ist, die errechnete Prognose aktivieren, das heißt an alle untergeordneten Zellen die gewünschten Sollwerte weitergeben und durchführen lassen. Dieses Modell ist beliebig in Schichten kaskadierbar.

An Hand von zwei Beispielen sollen typische EP dargestellt werden.

Der EP „local battery storage“ ist eine stationäre Batterie mit 4-Quadranten Wechselrichter. Die Stellgröße ist daher die aufzunehmende oder abzugebende Leistung, die Begrenzung der Stellgröße ist i. a. abhängig vom Ladezustand. Der SOC ist der Ladezustand als Messgröße der Ladeelektronik.

EV pool ist der Ladepunkt für ein Fahrzeug. Dessen Stellelement ist das Pilotsignal, mit dessen Hilfe die Ladeleistung eingestellt werden kann. Der Ladepunkt ist ausgerüstet mit einem eigenen Zähler, so daß die Energie direkt gemessen werden kann. Über das Fahrzeug hat der EV pool einen SOC, dessen Verhalten gemessen (aus dem Fahrzeug übertragen) sein kann oder über eine Modellrechnung nachgeführt wird. Bei der Modellrechnung muß die langzeitliche Drift des Wertes mit manueller Nachführung durch den Kunden vorgesehen werden (Eingabe des SOC über das Smartphone zu Beginn der Ladung). Der SOC hat einen Maximalwert in den Stammdaten des Fahrzeuges steht.

4.1.2.2 Prognosedarstellung über Strips

Prognosen, Strategien, Zielverhalten und ähnliches sind sogenannten Strips abgebildet. Strips sind eindimensionale Tabellen die das jeweilige Verhalten im 15 Minuten Raster darstellen, worin jede Rasterung absolut über die Zeit adressierbar ist. Somit sind diese Tabellen theoretisch unendlich lang in die Zukunft und in die Vergangenheit. Ebenso werden Ergebnisse in Strips abgespeichert. Somit können die synchronen Werte eines Sollwert Strips und eines Messwert Strips verglichen werden und die Qualität der erreichten Ziele dadurch beurteilt werden. Das Gangverhalten eines Haushalts ist ebenso in einem Strip festgehalten wie ein Zeitverlauf der PV-Energie, der gegebenenfalls über einen Wetterprognose-Strip gedämpft werden kann. Mit der Methode der Strips können Strategien festgelegt,

Strategien bearbeitet, Istwerte gemessen oder Strategien als Sollwerte an ein Lastmanagement übergeben werden.

4.1.2.3 Rules

Strategische Ziele werden in einem EP über alle darunterliegenden Pools hinweg als Regeln gebildet. Regeln sind wie einfache Use Cases einer Optimierungsstrategie. Eine einfachste Regel lautet (hier lesbar formuliert): „rule-0: Wenn die Leistung der PV-Anlage (pool photovoltaic) größer Null ist, so stelle die Ladeleistung (pool EV) so ein, dass die Bezugsleistung vom Netz (pool utility) gleich Null ist.“

Diese Bedingung ist natürlich nicht immer erfüllbar aber trotzdem ökonomisch optimal. Eine weitere, davon abhängige Regel, könnte dann besagen: „Wenn unter der ersten Regel (rule-0) die bezogene Energie größer Null ist, so verlege die Ladung nach 22:00 Uhr“.

In dieser Form lassen sich Regeln bezüglich Kundenwunsch und Energienangebote, oder ökonomischer Forderungen wie der Staffelung von Tarifen, formulieren. Diese Regeln sind grundsätzlich in der Plattform pro Ladestation formuliert und ergeben ein „strategisches Programm“, dass als Steuervorgabe einen Steuervektor die an die Pool-Regler weitergibt.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Ergebnis des Projekts ELMAS ist ein Energiemanagement passend für die Elektromobilität. Mit dem System ETS-2010 bietet es einen vom Ladepunkt mit Lastmanagement bis zur Internet-Plattform vertikal durchgängigen Lösungsansatz, der offen und universell gestaltbar ist.

5.1.1 Komponenten

Das technische System der Ladeinfrastruktur bildet den Modellansatz ab. Es wurde daher der Aufbau ebenso in diese Ebenen zerlegt. Das heißt, der Ladekontroller gemäß der Norm IEC 61851 ist die unterste Ebene der Laststeuerung und gewährleistet schon über die Norm mit den Proximity-Kontakten den Schutz der Leitungen vor Überlastung und mit der Pilotfunktion die Vorgabe der Ladeleistung für den Laderegler des Autos /10/. Damit ist der Ladekontroller das Stellelement und damit die Basis für jegliche Last- und Energiesteuerung. Diese Funktion wurde mit der Baugruppe ETS-PIO realisiert.

Die zweite Ebene hat als Hauptaufgabe die Vernetzung der lokalen Ladepunkte und übernimmt die Laststeuerung. Diese Baugruppe führt auch die übergeordnet festgelegten Strategien des Energiemanagements aus. Nicht zuletzt hält diese Baugruppe die Kommunikation zu der Internetplattform aufrecht.

Diese Baugruppe der zweiten Ebene ist die ETS-CORE. Mit dem Standardbetriebssystem Win CE will man erreichen, möglichst viele Standard-Softwarekomponenten für die Kommunikation über das Internet benutzen zu können. Zusätzlich muss diese Baugruppe auch alle für den Betrieb notwendigen

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Parameter lokal so speichern können, dass bei Ausfall der Kommunikation in die Zentrale der Betrieb gesichert ist. Nicht zuletzt sollen Identifikationsverfahren (RFID-Kartenleser) und/oder Zahlungsmittel unterstützt werden können.

Als eine optional integrierbare Baugruppe für die ETS-CORE wurde auch ein GSM-Kommunikationsmodul (ETS-COGSM) geschaffen. Dieses ermöglicht fast unabhängig vom Standort der Infrastruktur die Kommunikation in das Internet.

Die Software der ETS-CORE wurde so gestaltet, dass auch hier optional andere Ladekontroller eingesetzt werden können.

Das System ist weitgehend über Config-Dateien und XML Skripts konfigurierbar.

Die oberste Vernetzung aller Ladepunkte und das Management aller Parameter und Betriebsdaten übernimmt die Internetplattform ETSweb, sie ist die zentrale Komponente des Systems ETS-2010 und übernimmt auch die Kundeninformation über Web und Smartphone.

Einen Überblick über die Komponenten des Systems gibt die Abbildung 10.

ETS 2010 System



Abbildung 10: Die Komponenten des Gesamtsystems ETS-2010

5.1.2 Plattform

Die Internet-Plattform ETSweb ist für die Betreiber der Ladestationen (Electro Mobility Provider, EMP) eine mandantenfähige Web-Plattform. Dieses Portal kann sowohl ETS-2010 Ladestationen als auch Ladestationen unterschiedlicher Hersteller verwalten. Mit vielen Managementfunktionen unterstützt das Portal den EMP bei seiner Aufgabe Lade-Dienstleistung zur Verfügung zu stellen. Die Plattform ermöglicht dem Betreiber zusätzlich für seine Infrastruktur regional verschiedene Servicepartner zu verpflichten und diese mit einem eigenem Portalzugriff und einem Event-Ticket-System zu unterstützen.

ETSweb ist über geeignete Schnittstellen offen mit Webportalen anderer Tankstellenhersteller zu kommunizieren. Dadurch wird mit ETSweb ein Kunden- und Daten-Roaming ermöglicht, das die verschiedenen EMPs verbindet, aber auch andere Stakeholder der Elektromobilität wie Energieversorger und Car-Sharing Unternehmen einbinden kann und in dieser Form bislang in Österreich nicht vorhanden war (Abbildung 11).

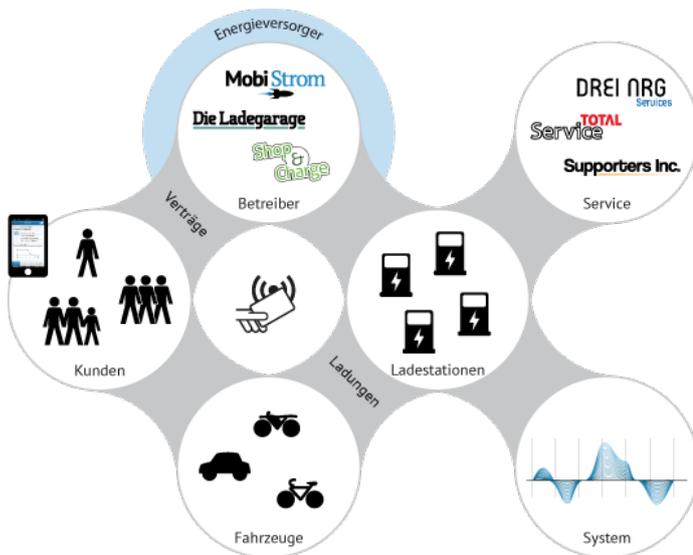


Abbildung 11: Bereiche und Teilnehmer (Stakeholder) im Internet Portal www.enio.at.

Nicht zuletzt ist es ein Kundenportal, das einen geregelten Kundenzugang in das ETSweb ermöglicht. Benutzern mit Heimpladestellen soll es ebenso eine Einbindung des Energiemanagements erlauben wie Firmen und Garagen.

Registrierte Portalbenutzer können auch ihre Fahrzeuge definieren und (Vertrags-)Kunde bei einem oder mehreren EMPs zu werden. Eine wichtige Funktion der Plattform bildet dabei die Möglichkeit, die Kunden online über die Ladevorgänge über das Smartphone oder über Web zu informieren (Browser oder APP) und historisch die Energie ihrer Fahrzeuge erfassen und darstellen.

Die Software Architektur des ETSweb ist in der folgenden Abbildung 12 dargestellt. Diese umfasst Funktionen für Betreiber, Kunden, Servicepartner und kann zu verschiedenen Ladestationen oder Kontrollsystemen anderer Ladestationshersteller kommunizieren.

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

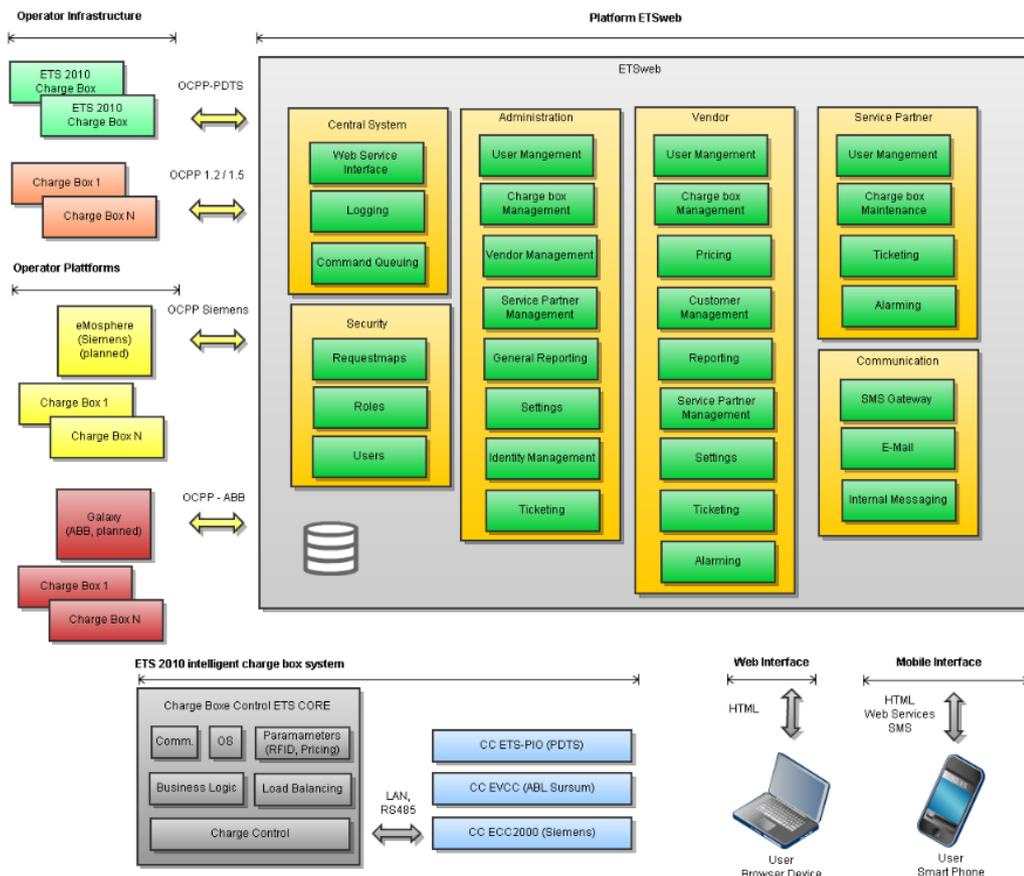


Abbildung 12: Software Architektur des ETSweb (www.enio.at)

5.1.3 Einbettung des Last- und Energiemanagements in das ETS-2010 System

Für die wichtigste Forderung der Infrastruktur, ein Lastmanagement, wurden diese zusätzlichen Managementaufgaben als Softwarepaket in den Kommunikationskontroller gepackt. Das Lastmanagement mit den Grundfunktionen des Energiemanagements ergibt zusammen mit der Möglichkeit mit einer übergeordneten Instanz zu kommunizieren, einen Micro Grid-Knoten in einem Smart Grid.

Jeder Micro Grid-Knoten enthält eine ETS-CORE, diese kommuniziert über eine Weiterentwicklung des Open Charge Point Protocols (OCPP-PDTS) mit der Plattform ETSweb.

Die ETS-CORE kann mehrere Energie Pools EP des Energiemanagements verwalten bzw. abbilden. Da jede Steckdose einen eigenen EP darstellt, ist es schon aus der Eigenschaft der ETS-CORE, dass diese mehrere Steckdosen steuern kann, erforderlich. In diesem Fall ist ein übergeordneter EP in der ETS-CORE, die damit ein lokales Energiemanagement über die Steckdosen durchführt. Ohne Plattform-Kommunikation müssen für dieses EP default Rules existieren, aktuelle Rules können von der Plattform vorgegeben werden.

Typischerweise ist der übergeordnete EP in der Plattform angeordnet. Die Vorgaben aus der Plattform an die Leistungssteuerung erfolgen in regelmäßigen Zeitintervallen von 15 Minuten über Sollwert Strips.

D.h. die Leistungssteuerung ergibt über die 15 Minuten Laufzeit eine Energiemenge die als Messwert Strip dem Energiemanagement zurückgegeben wird.

Bricht die Verbindung zwischen Ladestation und Plattform, so wird die letzte Sollstrategie lokal zu Ende gefahren und dann auf eine default Strategie (lokal gespeichert in der ETS-CORE) zurückgeschaltet.

Wie schon beschrieben ist ein wichtiger Parameter eines (speicherfähigen) EP die Ladung des Speichers, der SOC (State of Charge). Bei einer Batterie ist das eine bekannte Größe, bei einem Boiler ist das ebenfalls der Energieinhalt und dessen Begrenzung auf die maximale Temperatur. Wird der SOC nicht gemessen sondern über eine Modellrechnung nur mitgeführt, so wird das System wegdriften, d.h. es muss immer getrachtet werden, den SOC eines speichernden EP zu messen. Bei einem Boiler wäre das theoretisch die Messung über zwei Wärmezähler oder zumindest als Funktion der Temperatur, bei einem Elektrofahrzeug die Übertragung des SOC der Batterie in das System.

SOC – State of Charge

Für eine sinnvolle strategische Automatisierung dieses Energiemanagements fehlt noch die Übertragung des SOC aus dem Auto. Kein marktgängiges Fahrzeug übermittelt derzeit den SOC. Wird dies einmal erreicht (Einführung der Norm IEC 15118, /12/), so können Kundenwünsche, die Ladung soll „Smart“ oder „Eilig erfolgen“, sowie Info über die geschätzte Ladedauer, mit dem Batteriezustand des angesteckten Fahrzeuges strategisch kombiniert werden. Damit lassen sich aber auch Strategien zur Aufteilung von Ladelasten bei mehreren zugleich angesteckten Fahrzeugen in Garagen oder bei Fahrzeugflotten bilden und es können auch Vorteile über den Ladetarifen (etwas billiger für „Smart“ laden oder in der Nacht laden) herausgearbeitet und an Kunden weitergeben werden.

Für ein Testfahrzeug wurde eine Übertragung des SOC als Dienstleistung der Firma **amv-networks gmbh** (www.amv-networks.com) integriert und damit der Automatisierungskreis geschlossen. Die Ladedauer wird aufgrund des aktuellen Ladezustands gerechnet und die Effizienz aufgrund des km-Standes ermittelt und angezeigt.

6 Ausblick und Empfehlungen

Die im Projekt ELMAS erreichten Ziele zeigen Lösungen für eine wirtschaftlich unbedingt notwendige Optimierung der Ladeinfrastruktur bei Nutzung vorhandener, installierter Netzinfrastruktur, in Kombination mit erneuerbarer Energie und stellen eine Basis für eine neue Dienstleistung, den Electro-Mobility-Provider (EMP), dar.

Neue Dienstleistungen umfassen den Betrieb und das Service von Ladesystemen, jedoch unter Berücksichtigung operativer Gegebenheiten bei privaten Ladepunkten, halböffentlichen oder öffentlichen Stromtankstellen. Um diese Randbedingungen zu beherrschen, muss ein Dienstleister neben der Ladepunktinfrastruktur eine Reihe von Systemfunktionen wie Identifikation und ID Management, Tarife und Payment, Roaming System und Verträgen zu anderen Betreibern und nicht zuletzt ein sehr gutes Informationsmanagement für den Kunden zur Verfügung haben und betreiben. Das mit ELMAS entworfene System ETS-2010 mit der Plattform ETSweb ist dafür ein vertikal durchgängiges Managementsystem.

Mit dem ETS 2010 System lassen sich zukünftig auch bestehende, nicht onlinefähige Ladepunkte einfach in das System ETSweb integrieren, eine Voraussetzung für Betreiber mit Ladeinfrastruktur unterschiedlicher Hersteller, skalierbar von der einfachen „Schuko-Steckdose“ bis zu komplexen DC/AC Ladestationen.

Auf Basis der geschaffenen Webplattform ETSweb (www.enio.at) können mit einem weiteren Ausbau spezielle Funktionen für Kommunen, Firmenflotten oder Intermodalität leicht integriert werden. Konkrete Interfaces für Smart Home Plattformen müssen dazu ebenfalls noch geschaffen werden, damit Anwendungen, wie z.B. Energiemanagement im Zusammenhang mit PV-Anlagen, offen dafür bleiben, mit neuen Geschäftsmodelle und ökonomischer Nutzung regenerativer Energien neue Strategien im Bereich der Micro Grids zulassen.

7 Literaturverzeichnis

- /1/ ELEKTROMOBILITÄT IN ÖSTERREICH - SZENARIO 2020 UND 2050, Verbund, F. Pötscher, R. Winter, G. Lichtblau, Wien 2010 ELEKTROMOBILITÄT IN ÖSTERREICH - SZENARIO 2020 UND 2050, Verbund, F. Pötscher, R. Winter, G. Lichtblau, Wien 2010
- /2/ Elektromobilität, Presseausendung, 28.4.2010, Umweltbundesamt, Rückfragehinweis: Mag. Ingeborg Zechmann Pressesprecherin Umweltbundesamt ;
http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/newsarchiv_2010/news100430/?&wai=1
- /3/ 10 Punkte Aktionsprogramm zur Markteinführung von Elektromobilität mit erneuerbaren Energien in Österreich, 20.1.2010, BM Niki Berlakowich, Anna Maria Hochhauser, WKÖ, Herausgegeben vom Lebensministerium und der WKO
- /4/ ELEKTROMOBILITÄT IN ÖSTERREICH, Determinanten für die Kaufentscheidung von alternativ betriebenen Fahrzeugen, ISBN 978-3-99004-202-, T. Hanappi, G. Lichtblau, S. Müllbacher, R. Ortner, B. Plankensteiner, F. Pötscher, St. Reitzinger, U. Schuh, S. Stix
- /5/ Wesentliche Ergebnisse der Modellregion VLOTTE, Abschlussbericht, 2010, KLIEN
<http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/vlotte/>
- /6/ V. Kryvoruchko, S. Lins, F. Tragner, 2011, SunPowerCity Plus-Energie-Stadtteil Sunpower City ein Projekt im Auftrag des Klima- und Energiefonds,. KLIEN, FFG-Programm „ENERGIE DER ZUKUNFT“ Bericht, 2011
- /7/ V2G-Strategien - Aufbau von Vehicle 2 Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger, Informationen aus Vortrag am 17..10.2012, noch kein Endbericht verfügbar, das Projekt lief bis 11.2012, Kontakt TU-Wien, [Dipl.-Ing. Markus LITZLBAUER](#)
- /8/ SMA Solar Technology AG, 2012, Untersuchungsergebnisse. Fachartikel in Zusammenarbeit mit Roland Grebe, Vorstand Entwicklung, <http://www.sma-sunny.com/2012/06/15/dezentrale-batteriespeicher-als-loesung/>
- /9/ G. Brauner, 2012, Projektbericht: Auslegung von PV-Anlagen für elektrische Jahresdeckung 4,4 kW, 12. Symposium Energieinnovationen „Alternativen für die Energiezukunft Europas“, 15. bis 17. Februar 2012, Graz
- /10/ IEC 61851-1 Ed2. 2010 Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements, IEC Standard 2010
- /11/ Einfalt, A., et al.: Konzeptentwicklung für ADRES, KLIEN und FFG Projektnummer: 815674, publizierter Endbericht, Wien 2011
Disclaimer: Die Daten wurden im Forschungsprojekt „ADRES-CONCEPT“ erstellt (EZ-IF: Konzeptentwicklung für ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme, Projekt Nr.: 815 674). Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.
- /12/ ISO/IEC 15118-1 Ed. 1.0: Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 1: General information and use-case definition, COMMITTEE DRAFT (CD)

Neue Energien 2020 - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

8 Anhang

Die Folder für ETS-2010 und ETSweb können von der Webseite www.enio.at in Deutsch und Englisch heruntergeladen werden.

9 Kontaktdaten

Projektleiter: Dr. Franz Schodl

Unternehmen: PDTS GmbH

Kontaktadresse: Moeringgasse 20, 1150 Wien,

Tel/Fax: +43-1-5261757- 0 (Fax 199)

Mail: franz.schodl@pdts.at

Webpage des Unternehmens: www.pdts.at

Webpage des gegenständlichen Projekts: www.enio.at

Auflistung der weiteren Projekt- bzw. KooperationspartnerInnen:

Projektpartner:

Ecotech e.U. Wien (A) www.ecotech-eu.com

LUNASoft, Timelkam (A) www.lunasoft.at

Kooperationen:

HEI Eco Technology GmbH, Wien (A)

ABL Sursum, Lauf an der Pegnitz (D)

ELSTA Mosdorfer GmbH, Kaindorf an der Sulm (A)

E.ON AG, Düsseldorf (D)

Fronius International GmbH, Wels (A)

SMA Solar Technology AG, Niestetal (D)