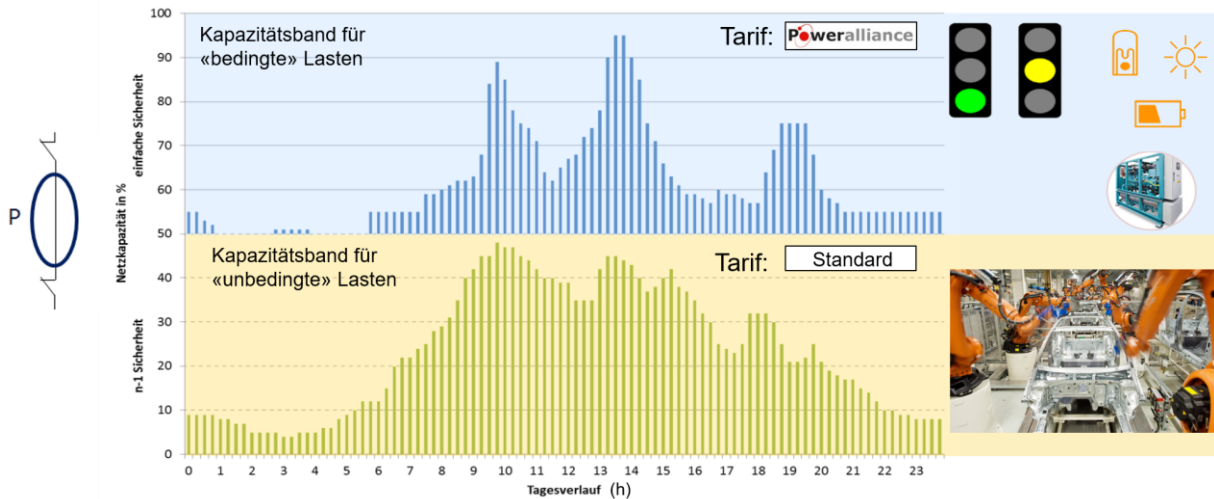




Schlussbericht vom 15. November 2019

Poweralliance

Von der lokalen Lastoptimierung zur regionalen Verteilnetzo-optimierung



Quelle: © Alpiq2018



Poweralliance

ALPIQ

STW Stadtwerke
Crailsheim

**primeo
energie**

Lucerne University of
Applied Sciences and Arts

**HOCHSCHULE
LUZERN**

FH Zentralschweiz

n | w

Fachhochschule
Nordwestschweiz

**zh
aw**

ASKI
i-energy

Datum: 15. November 2019

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfängerinnen:

Alpiq AG
Bahnhofquai 12, CH-4600 Olten
www.alpiq.com

Alpiq Digital AG (ehem. Xamax AG)
Bahnhofquai 12, CH-4601 Olten
www.xamax-ag.ch

FHNW, Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Wirtschaft, Institut für Wirtschaftsinformatik
Riggenbachstrasse 16, CH-4600 Olten
www.fhnw.ch

HSLU, Hochschule Luzern
Hochschule für Wirtschaft, Competence Center Information Management
Suurstoffi 41b, CH-6343 Rotkreuz
www.hslu.ch



primeo energie (ehem. EBM)
Weidenstrasse 27, CH-4142 Münchenstein
www.primeo-energie.ch

ZHAW
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Technoparkstrasse 2, CH-8401 Winterthur
www.zhaw.ch

Autoren:

Joachim Bagemihl, Alpiq, joachim.bagemihl@alpiq.com
Jürgen Breit, Stadtwerke Crailsheim GmbH, juergen.breit@stw-crailsheim.de
Ramon Christen, HSLU, ramon.christen@hslu.ch
Vincent Layec, FHNW, vincent.layec@fhnw.ch
Franz Stabauer, Aski Industrieelektronik GmbH, stabauer@aski.at
Holger Wache, FHNW, holger.wache@fhnw.ch
Miriam West, ZHAW, miriam.west@zhaw.ch
Gwendolin Wilke, HSLU, gwendolin.wilke@hslu.ch
Yves Wymann, Alpiq, yves.wymann@alpiq.com
Juliana Zapata, ZHAW, juliana.zapata@zhaw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Projektbegleitung: Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501406-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Die Reduktion des CO₂-Austosses erfordert den schnellen Umstieg auf erneuerbare Energien und damit eine weitgehende Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und des Verkehrs (sog. Sektorkopplung). Durch die Zunahme der elektrischen Lasten wird sich die aktuelle Netzsituation signifikant ändern und teurer Netzausbau wird an vielen Stellen notwendig werden. Um den Ausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Mass begrenzen zu können, wird künftig der netzdienliche Einsatz flexibler Lasten eine grosse Rolle spielen müssen.

Die Nutzung des absehbar auftretenden Flexibilitätpotentials, welches sich aus der Sektorkopplung ergibt, bietet sich hierbei an. Der Poweralliance Ansatz ermöglicht eine netzseitige Kapazitätsverdoppelung auf der Mittelspannungsebene, die zur Versorgung von Industrie- und grösseren Gewerbekunden genutzt werden kann.

Dies basiert auf dem kontrollierten Einsatz spotpreisgetriebener Lasten wie sie die Sektorkopplung hervorbringt. Diese werden bei Poweralliance in dem bisher aus Redundanzgründen vorgehaltenen und operativ ungenutzten Kapazitätsband betrieben. Die daraus resultierende, geringfügig verringerte Versorgungssicherheit können diese neuen Lasten jedoch tolerieren. Der ökonomische Anreiz dafür basiert auf einem reduzierten Netznutzungstarif sowie niedrigerer Steuer- und Abgabenlast für zweckgebundene Stromnutzung.

Der dazu notwendige Nominierungsprozess, die entsprechenden Algorithmen und die erforderliche technische Infrastruktur beim Verteilnetzbetreiber und bei den industriellen Pilotkunden konnten im Projekt erfolgreich geprüft werden. Mittels Simulation solcher zusätzlichen, flexiblen Lasten aus der Sektorkopplung, auf Grundlage der realen Lastgänge, konnte in den meisten Fällen sowohl das vorhandene Potential als auch die Wirtschaftlichkeit des Poweralliance Business Modells unter den zukünftig erwarteten technologischen und ökonomischen Randbedingungen nachgewiesen werden.

In diesem Zusammenhang konnte zudem nachgewiesen werden, dass in Verbindung mit einer verbesserten Lastprognoseerstellung die Nutzung des zusätzlichen Kapazitätspotentials bestehender physischer Netze noch weiter erhöht werden kann.

Résumé

La réduction des émissions de CO₂ nécessite un passage rapide aux énergies renouvelables et donc une électrification poussée de l'approvisionnement en chaleur et des transports (couplage sectoriel). Avec l'augmentation des charges électriques, la situation actuelle du réseau va changer significativement et un renforcement du réseau deviendra nécessaire et coûteux dans de nombreux endroits. Afin de restreindre ce renforcement à un niveau économiquement raisonnable, des charges flexibles devront à l'avenir être utilisées de manière compatible avec le réseau.

Le potentiel de flexibilité attendu avec le couplage sectoriel est tout trouvé pour une utilisation dans ce contexte. L'approche Poweralliance permet ainsi de doubler la capacité du réseau de moyenne tension, qui alimente les clients industriels et commerciaux.

Ce doublement est rendu possible par une utilisation libre mais contrôlée des nouvelles charges, telles que celles générées par le couplage sectoriel, en fonction des prix du spot de l'électricité. Ces charges sont employées par Poweralliance dans une fourchette de capacité qui est jusqu'à présent inutilisée



car gardée en réserve pour des raisons de redondance. Pour ces nouvelles charges, il en résulte une sécurité d'approvisionnement légèrement réduite. Elles peuvent cependant le tolérer, en contrepartie d'une incitation économique basée sur une réduction du tarif d'utilisation du réseau, des taxes et des redevances.

Le processus de nomination, les algorithmes correspondants et l'infrastructure technique nécessaire au gestionnaire de réseaux de distribution et aux clients pilotes industriels ont été testés avec succès dans le projet. En simulant ces charges flexibles supplémentaires à partir du couplage sectoriel sur la base des profils de charge réels, il a été possible, dans la plupart des cas, de prouver à la fois le potentiel existant et la viabilité du modèle économique Poweralliance dans les conditions cadres technologiques et économiques attendues à l'avenir.

Dans ce contexte, il a également pu être démontré que, dans le cadre d'une meilleure prévision de la charge, l'utilisation du potentiel de capacité supplémentaire des réseaux physiques existants peut être encore accrue.

Summary

The reduction of CO₂ emissions requires a shift towards renewable energies and thus an extensive electrification of the heat and transport sector (so-called "sector coupling"). An increase in electrical loads will change the current grid situation significantly. Expensive grid expansion will become necessary in many grid locations. In order to be able to limit the expansion to an economically optimal level, the grid-friendly use of flexible loads will have to play a major role in the future.

The use of the foreseeable flexibility potential resulting from sector coupling is an obvious option. The Poweralliance approach enables a doubling of grid capacity on the medium-voltage level at which industrial and larger commercial customers are directly connected.

The doubling can be achieved by controlling spot price-driven loads that sector coupling entails. Poweralliance is operating these new loads in the capacity band previously held for redundancy reasons and hence not used for operational purposes. This results in slightly reduced security of supply for those loads. However, that kind of loads can easily cope with this situation given the economic benefit they receive in return in terms of reduced grid tariff as well as lower taxes and levies. This approach allows the distribution of preferred conditions for an earmarked electricity use.

The necessary nomination process, the corresponding algorithms and the necessary technical infrastructure at the distribution system operator and the industrial pilot customers were successfully tested in the project. By simulating such additional, flexible loads based on the real load profiles, it was possible in most cases to prove both the existing potential and the cost-effectiveness of the Poweralliance Business Model under the technological and economic boundary conditions expected in the future.

In this context, it could also be demonstrated that due to an improved load forecast generation, the use of the additional capacity potential of existing physical networks can be further increased.



Take-Home Messages

- Die Abkehr von fossilen Energieträgern bedeutet verstärkte Elektrifizierung, welche gemäss heutiger Vorgehensweise einen massiven Netzausbau nach sich ziehen wird
- Heute existieren kaum endkundenseitige Flexibilitäten, die der Netzentlastung dienen
- Batterien und P2X werden künftig die notwendige Flexibilität im Energiesystem bereitstellen
- Poweralliance erlaubt dank intelligentem Flexibilitätseinsatz eine Verzögerung/Vermeidung des physischen Netzausbaus
- Poweralliance reagiert automatisch auf Energiemarktpreise und knappe Kapazität im Verteilnetz
- Poweralliance erhöht durch automatisierte, rollierende Lastprognosen die Netztransparenz für den Verteilnetzbetreiber
- Poweralliance ist wirtschaftlich interessant und kann graduell eingeführt werden
- Elektrifizierung kann in Industrie/Gewerbe durch günstige erneuerbare Energien, intelligente Tarifierung von Netz und Steuern/Abgaben zum Selbstläufer werden
- Punktuelle und länderspezifische gesetzliche Anpassungen bezüglich der Einführung und Umsetzung der innovativen Tarife/Steuern/Abgaben vorbehalten



Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	9
1.1. Allgemeine Ausgangslage und Hintergrund	9
1.2. Projektspezifische Ausgangslage	12
1.3. Motivation und Ziele des Projektes	13
2. Poweralliance Konzept	15
3. Poweralliance Hauptprozess	19
3.1. Übersicht Fahrplanprozess für bedingte Lasten	19
3.2. Teil-Algorithmen der Fahrplanerstellung	20
3.2.1. Erstellung von kostenoptimalen Fahrplänen im Device Manager (DM)	20
3.2.2. Implementierung des Optimierers	21
3.2.3. Überprüfung aller Fahrpläne im Ampelüberwachungssystem	22
3.2.4. Fahrplananpassung auf Aggregatebene durch den DM	24
3.3. Technologische Umsetzung beim Endkunden	24
3.4. Optimierungssimulation des Fahrplanprozesses	25
3.4.1. Die Zielfunktion	26
3.4.2. Preisannahmen für den Ausbau flexibler Lasten	29
3.5. Simulation mit sechs Pilotkunden	29
3.5.1. Untersuchte Kunden mit heutigem Energieverbrauch und Produktion	30
3.5.2. Festlegung der Lasttypen und Leistungen im untersuchten Ausbauzustand ...	31
3.5.3. Kumulative Fahrpläne aller Kunden und Netzampelüberwachung	38
3.5.4. Jahresenergiebilanz und Wirtschaftlichkeit neuer Lasten für Endkunden	44
3.6. Feedback der Pilotkunden	53
3.7. Diskussion	55
4. Vorhersage unbedingter Lasten	56
4.1. Ziele der Lastvorhersage	56
4.2. Vorgehensmethode und Lösungsansatz	57
4.2.1. Anforderungen und Herausforderungen	57
4.2.2. Stand vor Projektbeginn	58



4.2.3.	Sample-Daten.....	58
4.2.4.	Vorgehensmethode	59
4.2.5.	Lösungsansatz	60
4.3.	Evaluation, Ergebnisse und Diskussion	61
4.3.1.	Durchschnittliche SMA-Vorhersage-Genauigkeit	61
4.3.2.	Durchschnittliche MSA-Vorhersage-Genauigkeit	62
4.3.3.	Schwankungsbreite der Vorhersage-Genauigkeit	62
4.3.4.	Vorhersage-Verlässlichkeit	63
4.3.5.	Optimierungspotential der Poweralliance Lösung	65
4.3.6.	Rechenaufwand.....	66
4.3.7.	Finale Implementation	66
4.3.8.	Diskussion und technischer Ausblick	67
5.	Stakeholderakzeptanz & Entwicklungsstrategien	68
5.1.	Choice Experiment	68
5.2.	Simulation Flexible Lasten mit TREES.....	70
5.3.	Workshop-Kit.....	72
5.4.	Poweralliance Roadmap.....	81
6.	Schlussfolgerungen	84
7.	Ausblick.....	88
8.	Publikationen	89
9.	Literaturverzeichnis.....	90
10.	Anhang	94



Abkürzungsverzeichnis

DM	Device Manager (Endkunden-Steuerung)
GM	Grid Manager (VNB-Steuerung)
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ImSys	Intelligentes Messsystem
MAPE	Mean Absolute Percentage Error. Mittlere absolute prozentuale Abweichung zum Vergleich von Prognosegütern.
MS	Mittelspannung
(n-1) Sicherheit	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heisst, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Ausserdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen.
P2G	Power-to-Gas (strombasierte Erzeugung von Gas)
P2H ₂	Power-to-Hydrogen (strombasierte Erzeugung von Wasserstoff)
P2H	Power-to-Heat (strombasierte Wärmeerzeugung)
P2L	Power-to-Liquid (strombasierte Erzeugung von Flüssigtreibstoffen)
P2X	Power-to-X (strombasierte Erzeugung von alternativen Energieträgern)
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SAIDI-Werte	«System Average Interruption Duration Index», SAIDI = Summe aller Versorgungsunterbrechungen / Gesamtzahl aller Verbraucher. Zuverlässigkeitsindikator von Energienetzen.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe



1. Einleitung

1.1. Allgemeine Ausgangslage und Hintergrund

Klimawandel und Dekarbonisierung

Zur Begrenzung des Klimawandels soll bis Mitte des Jahrhunderts die weitgehende Dekarbonisierung der Energieversorgung vollzogen worden sein. Aus diesem Grund wurden weltweit Massnahmen zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien eingeführt. Dies hat zusammen mit dem technologischen Fortschritt zu einem starken Anstieg der Zubauraten geführt. In Deutschland beispielsweise ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 6% im Jahr 2000 auf über 40% im Jahr 2018 gestiegen und es wird damit gerechnet, dass im Jahr 2025 45% des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen wird (BMW Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019). In der Schweiz liegt der Anteil von neuen erneuerbaren Energien am Strommix heute (2017) bei 5.2%. Die Produktionsausbauziele für 2020 und 2050 sind jeweils 4.4 TWh/a (E-EnG Art. 2 Abs. 1) und 24.2 TWh/a (Energieperspektiven 2050) und werden damit rund 40% entsprechen. Der massive Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung erfordert künftig hohe Flexibilitäten, um das schwankende Energiedargebot integrieren zu können. Die gebotene flexible Verlagerung der Stromnachfrage auf Zeiten hoher Wind- und Solarproduktion erfolgt jedoch bislang kaum. Der Stromverbrauch ist heute in weiten Teilen inelastisch, kann also aus technischen und wirtschaftlichen Gründen praktisch nicht verlagert werden.

Hürden für den Flexibilitätseinsatz heute

Prinzipiell bestehen Flexibilitätspotentiale zur Lastverlagerung in allen vier Nachfragesektoren: Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Verkehr und private Haushalte. Poweralliance beschränkt sind auf Lasten von Netzkunden, die über einen eigenen Mittelspannungsabgang versorgt werden. Dies sind vornehmlich Industriekunden und grössere GHD Kunden. Allfällige Potentiale bzw. Hürden im Verkehrssektor (smart charging) oder im Haushalt z.B. bei der strombasierten Wärmeversorgung werden hier nicht betrachtet.

In Industrie und Gewerbe ist in Deutschland bei grösseren Verbrauchern das Energieaudit nach ISO 50001 bzw. nach DIN 16247 sehr weit verbreitet, da ohne ein entsprechend nachgewiesenes Monitoring keinerlei staatliche Vergünstigungen beim Energiebezug in Anspruch genommen werden können. Insofern ist meist bekannt, dass das theoretische technische Potential in der Industrie zwar beträchtlich ist, dieses aber aktuell wirtschaftlich nicht zugänglich ist (Fraunhofer ISI & FfE, 2013). Die Studie plädiert deshalb dafür, den bestehenden Strommarkt so zu ändern, dass Flexibilitätserstellung und -einsatz einen entsprechenden Erlös generieren können.

Hintergrund ist, dass in der verarbeitenden Industrie die Elektrizitätskosten gegenüber den gesamten Produktionskosten üblicherweise relativ gering sind. Der durchschnittliche Anteil beträgt nur etwa 5 %. Daher sind mögliche Kosteneinsparungen in den anderen Bereichen wie beispielsweise Personal und Finanzierung weitaus grösser und stehen damit mehr im Fokus. Darüber hinaus sind die Opportunitätskosten, d.h. die Kosten, die durch eine dynamische Verschiebung der Produktionsprozesse anfallen, in den meisten Fällen sehr hoch. Damit werden eventuelle Einsparungen durch Verschiebung des Energiebezugs auf Niedrigpreisenfenster in der Regel überkompensiert. In den



Fällen, in denen die Energiekosten einen signifikanten Anteil an den gesamten Produktionskosten ausmachen wie z.B. in der Grundstoffindustrie, existieren zahlreiche Vergünstigungen, um die lokale Produktion in einem globalen Markt zu schützen. Ein Mechanismus ist die freie Zuteilung von EU-ETS CO₂ Emissionszertifikaten, um zu verhindern, dass Produktion in Länder ohne vergleichbare Klimaschutzmassnahmen abwandert (sog. «carbon leakage»).

Ein weiteres Beispiel für eine Vergünstigung ist, dass Unternehmen in Deutschland mit einem stark grundlastartigen Bezugsprofil (Benutzungsdauer >7.000h/a) einen um 80-95%reduzierten Netztarif erhalten. Durch Lastverschiebungsmassnahmen würden Unternehmen ihre Bezugsprofile verändern und damit unter Umständen den Vorteil bei den Netzkosten, welcher sehr beträchtlich ist, verlieren.

Sektorkopplung eröffnet hohe Flexibilitätspotentiale

Die weitgehende Elektrifizierung des Energiesystems allein ist nicht zielführend, wenn eine nahezu vollständige Dekarbonisierung erreicht werden soll. Der Bedarf an synthetischen Brennstoffen und damit an Kapazitäten von Wasserstoff-Elektrolyseuren ist deshalb nicht obsolet, wie an den folgenden drei Beispielen gezeigt werden soll:

1) Speicherung Überschuss/ Backup Erzeugung

Die notwendige massive Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung bedeutet, dass die installierte Erzeugungskapazität das Verbrauchsniveau um ein Mehrfaches übersteigen wird. Dies bedeutet, dass sehr hohe Stromüberschüsse auch über längere Perioden anfallen werden. Daher ist eine nur kurze Zwischenspeicherung in Tagesspeichern nicht mehr ausreichend, um das grosse Überschussvolumen aufnehmen zu können.

2) Raumwärmebereitstellung

Hohe Vorlauftemperaturen für das Heizsystem sind vielerorts unabdingbar. Diese kann eine Wärmepumpe heute jedoch energetisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll erbringen. Aus dieser Perspektive ermöglicht die Beimischung von z.B. regenerativ erzeugtem Wasserstoff in das Erdgasnetz eine Möglichkeit bei einem konventionellen Heizsystem CO₂ Emissionsminderungen zu bewirken.

3) Langstreckentransporte, Schifffahrt/Luftfahrt/Fernverkehr

Die Dekarbonisierung erfordert in diesem Sektor zwingend synthetische Brennstoffe als Energiespeicher. Diese können auf Basis von Biomasse erzeugt werden. Wegen der begrenzten Anbaufläche und der geringen Flächeneffizienz der Energieerzeugung durch Biomasse ist deren Verfügbarkeit jedoch begrenzt. Die strombasierte Erzeugung von Brenn- bzw. Kraftstoffen ist daher eine vielversprechendere Option.

Die Zunahme von erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung industrieller Prozesse stellt also eine grosse Herausforderung für das Stromnetz dar. In der Konsequenz ist absehbar, dass ein grosses technisches Potenzial zur Lastverschiebung entstehen wird, welches entsprechend intelligent genutzt werden muss, um den zweifellos notwendigen Netzausbau in vertretbarem Masse zu halten.

Die Elektrifizierung industrieller Prozesse in Kombination mit dem Einsatz digitaler Technologien kann eine intelligente und flexible Lösung für das System bieten. So kann beispielsweise eine intelligente Steuerung von Batterien, P2H- und P2H₂-Technologien die Integration erneuerbarer Energien erleichtern, indem sie die überschüssige Energie absorbieren oder bei Bedarf den Verbrauch reduzieren. Darüber hinaus kann eine intelligente Steuerung Engpässe vermeiden und die



Spitzennachfrage neu verteilen (Estermann et al., 2017; Garret Fitzgerald et al., 2015; Malhotra et al., 2016; Nilsson et al., 2016). Um das Flexibilitätspotential zu erschliessen, müssen jedoch mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Die Nutzung der Elektrifizierung für industrielle Prozesse ist heute begrenzt, da die Stromkosten höher sind als die Kosten für fossile Brennstoffe. Somit ist von fundamentaler Bedeutung, dass Strom insbesondere für die Lasten der Sektorkopplung im Vergleich mit den konkurrierenden fossilen Energieträgern nicht so stark wie gegenwärtig mit Netzgebühren, Steuern und Umlagen etc. belastet wird. Um die Elektrifizierung zu fördern, müssen Anreize geschaffen werden indem Emissionsminderung und -effizienz durch geeignete Mechanismen wie den CO₂-Preis gefördert werden (Brolin et al., n.d.; Napp et al., 2014; Nilsson et al., 2016). Dadurch soll der Umstieg auf erneuerbaren Strom ökonomisch attraktiv und damit ein Selbstläufer werden, um Quotenregelungen oder andere Zwangsmassnahmen zu vermeiden. Auch soll der Einsatz von erneuerbarem Strom so erfolgen, dass netzfreundliches Verhalten spürbar belohnt wird. Weiter sollen innovative Geschäftsmodelle dazu beitragen, das Flexibilitätspotenzial der neuen elektrischen Verbraucher zu nutzen und die Notwendigkeit einer Erhöhung der Netzkapazität zu minimieren (Malhotra et al., 2016; Zapf, 2017). Schliesslich hängt die erfolgreiche Elektrifizierung der Energiewirtschaft und die Akzeptanz neuer Geschäftsmodelle in hohem Masse von den Endkunden ab. Industriekunden benötigen Unterstützung, um sich mit den neuen Technologien vertraut zu machen und die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile der Elektrifizierung zu verstehen (Brolin et al.).

Abbildung 1 fasst die Rahmenbedingungen für dieses Projekt kurz zusammen.

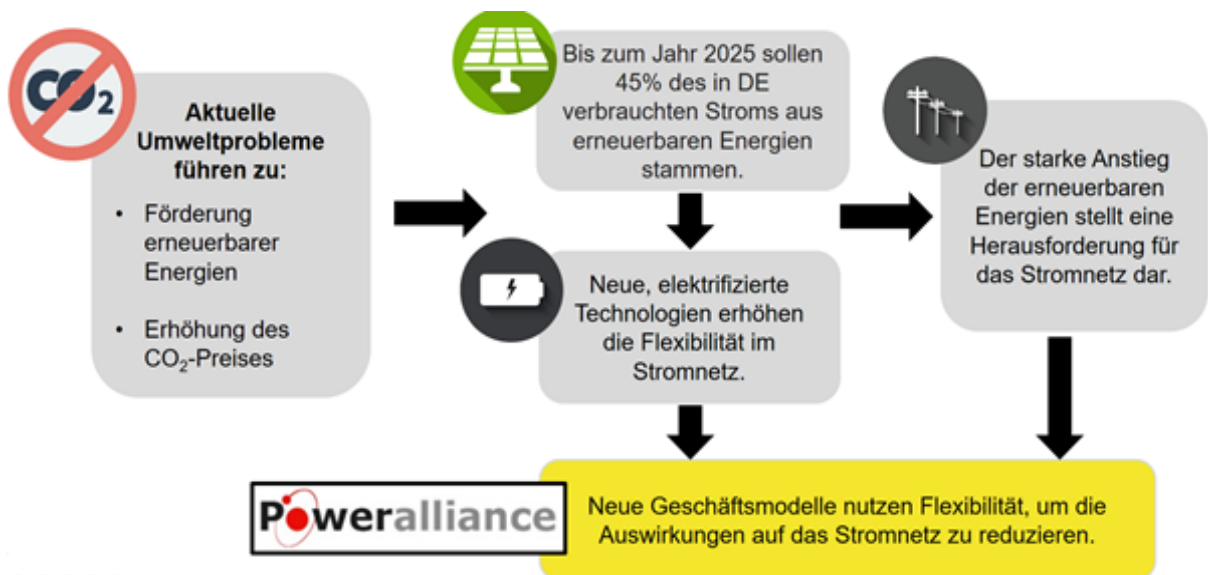


Abbildung 1: Rahmenbedingungen des Poweralliance Projekts



1.2. Projektspezifische Ausgangslage

Bei Poweralliance handelt es sich um ein transnationales ERA-Net-Projekt. Unter der Leitung und fachlicher Mitarbeit der Alpiq wirkten die Hochschulen FHNW, HSLU, ZHAW, der Österreichische Technologiepartner Aski, sowie der Deutsche VNB Stadtwerke Crailsheim und der Schweizerische VNB primeo energie mit jeweils 3 industriellen Pilotkunden mit.

Die heutigen Mittelspannungsnetze (Ebene 5) sind bis auf wenige Sticleitungen redundant ausgebaut. Damit ist die n-1 Versorgungssicherheit gewährleistet. Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heisst, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Dies bedeutet, dass die (Ring-)Netze somit nur zu 50% ausgelastet werden. 50% der Netzkapazität liegen im Normalbetrieb brach.

Dilemma zwischen gleichmässiger Netznutzung und hoher Lastverschiebung durch Energiepreissignale

Grundsätzlich werden Stromnetze so ausgelegt, dass die höchsten erwartbar auftretenden Leistungsspitzen noch sicher übertragen werden können. Je höher die maximale Leistungsspitze in Relation zur durchschnittlichen Leistung eines Netzes ist, desto geringer ist jedoch die Auslastung der Netze. Je höher die maximale Leistungsspitze in Relation zur durchschnittlichen übertragenen Leistung eines Netzes ist, desto geringer ist jedoch die tatsächliche Auslastung der Netze gegenüber dem, was maximal möglich wäre. Bei einer sehr volatilen Last muss die verfügbare Netzkapazität, um dieselbe elektrische Arbeit übertragen zu können, deutlich höher sein, als wenn ein Grundlastprofil übertragen wird. Daher besteht ein Interesse der Netzbetreiber übermässige Lastspitzen im Netz zu reduzieren um dadurch die übertragbare Arbeit insgesamt zu erhöhen.

Kunden, deren Verbrauch über den eines Haushaltskunden hinausgeht, unterliegen daher der sog. registrierenden Leistungsmessung (RLM). Hierdurch wird die abrechnungsrelevante Leistungsspitze ermittelt. Für den Netzkunden besteht daher ein ökonomischer Anreiz seinerseits die Spitzen des Bezuges zu reduzieren. Die sog. Lastspitzenreduktion oder engl. "peak shaving" kann dadurch erfolgen, dass der Lastbezug z.B. eines einzelnen Verbrauchers auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird. (engl. valley filling). Dadurch kann insgesamt eine Vergleichmässigung der Netzauslastung erreicht werden. Demgegenüber steht jedoch zunehmend die Anforderung des Energiesystems, die Last an die zunehmend erneuerbare Erzeugung anzupassen. Beispielsweise soll in Stunden mit hohem erneuerbarem Angebot das Befüllen von dezentralen Speichern erfolgen. Dieses Verhalten erzeugt einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor und kann daher zu prononcierten Spitzen im Netz führen und widerspricht damit gerade einer gewünschten Vergleichmässigung aus Netzsicht.

Aktuelles VNB Vorgehen bei Netzengpässen (Bsp. Stadtwerke Crailsheim)

Die Planung und Entwicklung des Mittelspannungsnetzes der Stadtwerke Crailsheim zielte in der Vergangenheit immer auf eine stets hohe Versorgungssicherheit ab. Dies hatte zur Folge, dass es bisher nie zu Netzengpässen im Mittelspannungsnetz kam. In Crailsheim sind einige Industriebetriebe ansässig mit jeweils mehreren MW Anschlussleistung, die schon immer auf eine sehr hohe



Versorgungssicherheit angewiesen waren und man deshalb vorausschauend die mittelfristige Weiterentwicklung der Betriebe im Versorgungsnetz abgebildet hat. Der regulatorische Rahmen mit seinem Schwerpunkt auf Capex-Kosten hat sein Übriges dazu beigetragen in das Netz zu investieren. Auch die Kapazitäten aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz waren nie begrenzt, so dass auch von dieser Seite her dem vorausschauenden Netzausbau keine Grenzen gesetzt wurden. Diese Strategie hat dazu beigetragen, dass sich die in den letzten fast 20 Jahren ans Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen (Photovoltaikanlagen, KWK-Anlagen) problemlos ins Netz einbinden liessen ohne einen Netzausbau durchführen zu müssen. Wiederholt auftretende Engpässe würden im heutigen regulatorischen Umfeld mit Investitionen in den physischen Netzausbau begegnet werden. Der sichere Betrieb des Netzes konnte mit überschaubarem Aufwand durchgeführt werden. Dies zeigen auch die SAIDI-Werte, bei denen Deutschland im weltweiten Vergleich Spitzenreiter ist. In Crailsheim liegt der Wert nochmals um eine Grössenordnung besser als im bundesdeutschen Durchschnitt.

Verbreitung und Akzeptanz einer Innovation

Die Verbreitung einer Innovation, wie das Poweralliance Konzept, ist ein Prozess, der erklärt, wie sich eine neue Lösung im Laufe der Zeit über bestimmte Kanäle unter den Mitgliedern eines Sozialsystems verbreitet. Die Verbreitung neuer Technologien hängt oft von Wechselwirkungen zwischen sozialen, ökonomischen und technischen Aspekten ab (Cantono & Silverberg, 2009).

In diesem Projekt wird die Verbreitung von Technologien, welche industrielle Prozesse elektrifizieren, und die Potenzialentwicklung des Geschäftsmodells Poweralliance untersucht. Zu diesem Zweck wird ein system-dynamisches (SD) Modell verwendet. SD wurde umfassend zur Modellierung der Technologiediffusion eingesetzt, basierend auf dem Bass-Diffusionsmodell (Bass, 1969; Mutingi, 2013; Radojičić & Marković, 2009; Radomes & Arango, 2015). In unserem Fall ermöglicht uns SD die dynamische Bewertung sehr unsicherer und komplexer Systeme. Das Modell ermöglicht es, Zukunftsszenarien zu testen, die durch verschiedene Parameter ausgelöst werden. Darüber hinaus kann ähnlich wie bei (Kubli & Ulli-Beer, 2016) empirisches Wissen verwendet werden, um die Akzeptanzentscheidung der Kunden zu modellieren.

1.3. Motivation und Ziele des Projektes

Hauptmotivation des Projektes ist die Minimierung der volkswirtschaftlichen Netzkosten angesichts der Herausforderung zur Umsetzung der Energiewende mit einer zukünftigen Elektrifizierung. Die Dekarbonisierung mit ihren notwendigen Massnahmen führen zu einer massiven Mehrbelastung der Netzinfrastruktur, v.a. auch der Verteilnetze. Bei einer solchen Mehrbelastung wären aktuell unmittelbar grosse und kostspielige Netz Ausbauten notwendig. Das Projekt sucht nach einer Optimierung des volkswirtschaftlichen Nutzens durch Reduktion der Netzinvestitionen bei gleichbleibendem Nutzen. Durch die Verwendung ungenutzter Ressourcen soll zukünftig der Netzausbau auf der Mittelspannungsebene vermieden bzw. verzögert werden. Durch die Kopplung von Nachfrage an das volatile Stromangebot soll die Wirtschaftlichkeit des Projektkonzeptes verbessert, aber auch der Einsatz neuer flexibler, elektrischer Lasten gefördert werden. Damit wird eine Erhöhung der Flexibilität sowohl bei der Nachfrage als auch bei der Einspeisung erreicht.

Für die Umsetzung der Energiewende werden künftig hohe Investitionen in das Verteilnetz prognostiziert. Dem konventionellen Netzausbau steht grundsätzlich die Möglichkeit gegenüber, die



Netzbelastung so zu steuern, dass ein Netzausbau zeitlich verzögert oder gänzlich unterbleiben kann. Eine pauschale Beurteilung für oder gegen intelligente Netzsteuerung kann praktisch nicht gegeben werden, da bislang breite Erfahrungen fehlen, sich Studienergebnisse von Fall zu Fall stark unterscheiden und sich daher für die Umsetzung noch keine Methode als best practice etabliert hat.

Im vorliegenden Projekt soll untersucht und erprobt werden, ob und wie aus heute im industriellen Kontext verbreiteten lokalen Lastmanagementsystemen inkl. Lastspitzenoptimierung ein praxistaugliches System zur Beeinflussung der regionalen Netzlast entwickelt werden kann, um zukünftig Verteilnetze insbesondere auf Netzebene 5 bei Engpässen zu entlasten. Dazu müssen folgende Aspekte abgedeckt werden:

- Informationen über die Präferenzen der Stakeholder (Markt-Netz Dilemma) und deren Adoptionsbereitschaft für die entwickelten Lösungen. Dies dient zur Abschätzung des heutigen und zukünftigen Potentials und Bedarfs für regionales, netzoptimiertes Lastmanagement. Erarbeitung eines geeigneten und wettbewerbsfähigen Geschäftsmodells mit entsprechender Tarifgestaltung, um eine ökonomisch tragfähige Lösung finden zu können.
- Weiterentwicklung bestehender dezentraler technischer Systeme und Algorithmen für den maschinellen (automatischen) Einsatz, um zentrale Steuergrößen entgegennehmen zu können (z.B. Ampelsignale, Fahrpläne).
- Algorithmen, welche auf Basis von Netzbelastungsprognosen flexible Lasten optimal einsetzen.
- Durchführung einer Praxisphase, die unter realistischen Voraussetzungen das erarbeitete Konzept, den Prozess und die verwendeten Algorithmen validiert. Beurteilung der Skalierbarkeit.



2. Poweralliance Konzept

Poweralliance unterscheidet zwei unterschiedliche Arten von Lasten entsprechend Ihrem Anspruch an die Höhe der Versorgungssicherheit. Beide Arten sind in Abbildung 2 aufgelistet. Die erste Kategorie sind die sogenannten "unbedingten Lasten". Diese Lasten sind gewöhnliche Lasten, welche keinerlei Preiselastizität im Rahmen von normal auftretenden Preisschwankungen aufweisen. Auch sind diese Lasten ausschliesslich vom Bedarf der zugrundeliegenden Energiedienstleistung getrieben. Beispiele hierfür sind industrielle Lasten des produzierenden Gewerbes, Beleuchtung, Kommunikation und die meisten Lasten des Haushalts. Ein Stromausfall bei der Versorgung dieser Lasten ist stets mit hohen direkten oder indirekten Kosten verbunden. Die zweite Kategorie sind die sogenannten "bedingten Lasten". Sie betreffen, wie in der Einleitung beschrieben, insbesondere die zukünftig stark verbreiteten Lasten der Sektorkopplung und der Speicherung. Diese Lasten weisen zwei dezidierte Charakteristiken auf und sind stark strompreisgetrieben. Diese Lasten tolerieren einen niedrigeren Level der Versorgungssicherheit im Vergleich zu den unbedingten Lasten. Dies bedeutet, dass in den seltenen Fällen eines Versorgungsunterbruchs keine Kosten in inakzeptabler Höhe entstehen. Ausserdem weisen diese Lasten eine signifikante Preiselastizität auch über einen Zeitraum von mehr als 24 Stunden auf. Im aktuellen System bestehen praktisch kaum solche bedingten Lasten.

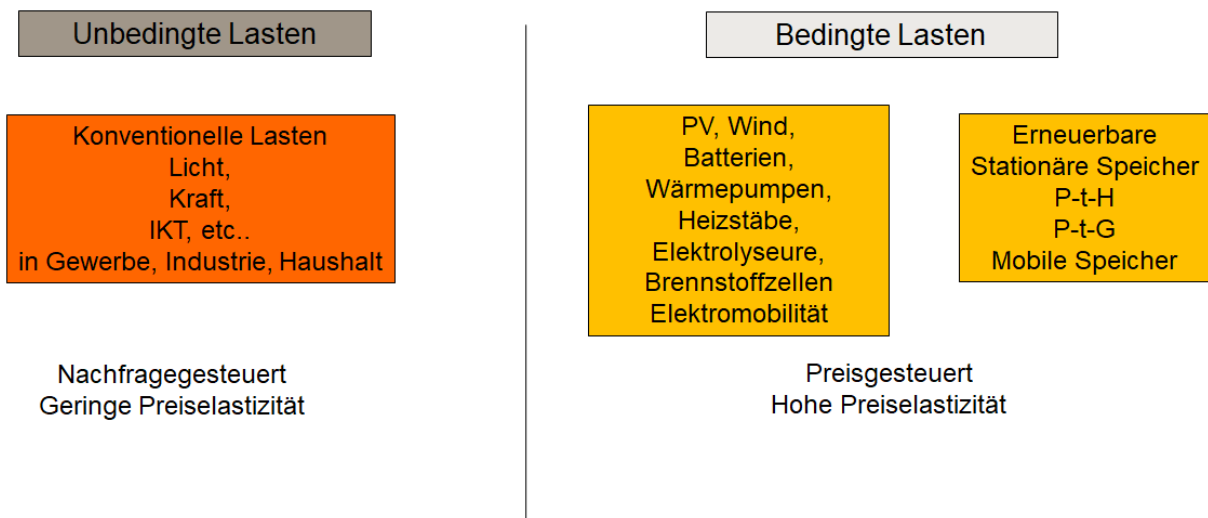


Abbildung 2: Unbedingte und bedingte Lasten und Produktionseinheiten, nachfolgend «bedingte Lasten» genannt

Unbedingte Lasten werden also durch das n-1 sichere Mittelspannungsnetz versorgt, während bedingte Lasten zukünftig über die heute unzugängliche n sichere redundante Kapazität des Mittelspannungsnetzes versorgt werden.

Damit die bedingten Lasten die Netzkapazität nicht überschreiten, benötigen die Verteilnetzbetreiber (VNB) Informationen über deren Einsatz der Kunden. Bis anhin wurde der VNB nicht über den Kundenfahrplan des Folgetages informiert. Leistungsgemessene Kunden melden ihn zwar ihrem Stromlieferanten aber nicht ihrem VNB. Genau dies ändert sich mit dem Poweralliance Konzept, welches ein intelligentes, netzdienliches Lastmanagement der bedingten Kundenlasten ermöglicht.



Geschäftsmodell und Poweralliance Tarif (PAT)

Dem Projekt Poweralliance liegt die Idee zugrunde, die zur Gewährleistung der geforderten hohen Versorgungssicherheit (sog. n-1 Sicherheit) vorgehaltenen und damit operativ brachliegenden Netzreserven intelligent zu nutzen. Diese Idee ist in Abbildung 3 illustriert. Hierfür eignen sich vor allem die neuen Lasten der Sektorkopplung und der Speicherung sowie die regenerativen Einspeisungen, die sogenannten bedingten Lasten.

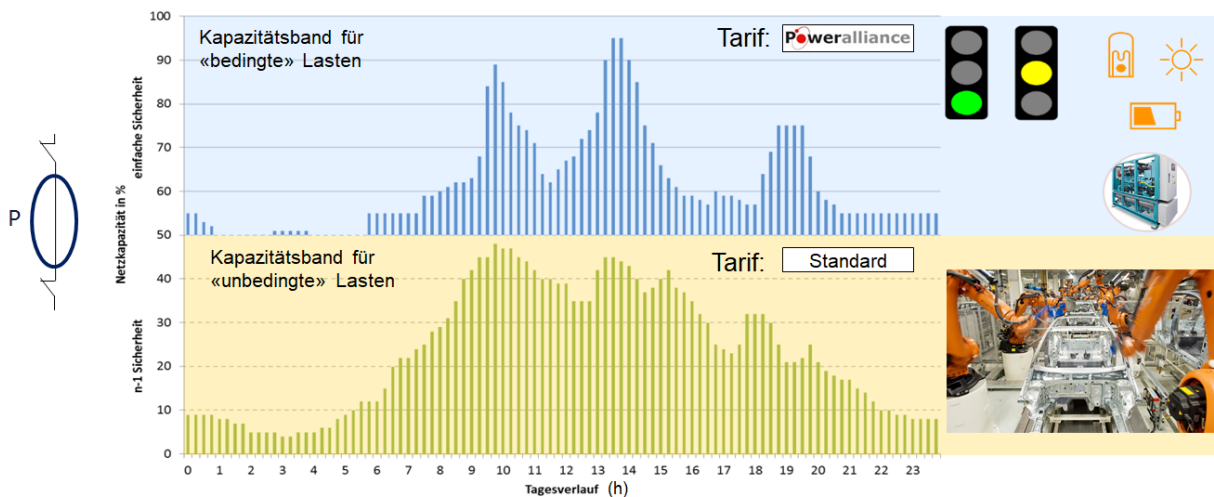


Abbildung 3: Kapazitätsbandaufteilung zur Netzbewirtschaftung

Neben den reinen Energiepreisen, die weiterhin vom Markt bestimmt werden, soll daher für alle weiteren Kostenarten, also für Netz sowie Abgaben und Steuern, ein günstiger Tarif, im Projekt als Poweralliance Tarif (PAT) bezeichnet, zum Tragen kommen. Der vorgeschlagene, verwendete PAT unterscheidet sich wie in Tabelle 1 ersichtlich vom heutigen Standard Tarif (ST).

Tabelle 1: Komponenten Standard (ST) und Poweralliance Tarif (PAT)

Tarifkomponenten \ Tarife	ST	PAT
Energie	Spotpreisbasis	Spotpreisbasis
Netznutzung Arbeitspreis	100%	10%
Netznutzung Leistungspreis	100%	10%
Steuern & Abgaben	100%	50%



Die mit dem niedrigeren PAT Tarif einhergehende und von den Netznutzern akzeptierte reduzierte Versorgungssicherheit (n-sicher) ist für primär preisgesteuerte Technologien wie Batterien sowie Technologien zur Sektorkopplung im Gegensatz zu den herkömmlichen Verbrauchern jedoch akzeptabel. Auf diese Weise lässt sich ein Regime zur Absorption von günstigem Überschussstrom durch neue flexible Lasten etablieren. Die bisher bestehende Versorgungssicherheit der herkömmlichen Lasten wird vom Poweralliance Ansatz nicht tangiert.

Abgrenzung zu anderen, bestehenden Ansätzen

Der von Poweralliance entwickelte Projektansatz ist prinzipiell neu und wurde bis dato in der Literatur nicht beschrieben. Folgende Unterschiede zu üblichen Ansätzen bestehen:

Bei Smart Grid Projekten wird zumeist der VNB in die Lage versetzt das Netz aktiv durch den Einsatz von Flexibilitäten zu steuern. Dies kann entweder dadurch geschehen, dass der Netzbetreiber auf einem Markt von Dritten Flexibilität bezieht (Flexmarkt Ansatz) und entsprechend abrufen oder dass dem Netzbetreiber selbst physikalisch Durchgriffsrechte auf Kundenanlagen eingeräumt werden (Smart Operator Ansatz, Einkürzung Erneuerbarer Produktion). Beide Ansätze erachten wir als problematisch.

Beim Flexmarkt Ansatz wird unterstellt, dass lokal ausreichend Flexibilität durch mehrere Spieler in einem Wettbewerb untereinander so bereitgestellt werden kann, dass zum einen genug Flexibilität zur Aufhebung des Netzengpasses vorhanden ist und zum anderen keine missbräuchlichen Preise entstehen können. In Diskussion mit den Netzbetreibern ist Poweralliance zum Schluss gelangt, dass Netzengpässe grundsätzlich ein Problem darstellen, welches oftmals nur von wenigen Netzkunden verursacht wird. Eine ausreichende Liquidität zur Generierung eines volkswirtschaftlich sinnvollen Preises wird daher in den meisten Fällen nicht möglich sein. Darüber hinaus stellt die Organisation und das Betreiben eines Marktes eine Aufgabe dar, die der originären Aufgabe der sicheren technischen Netzführung nicht mehr sehr nahesteht.

Der Smart Operator Ansatz, bei welchem der Netzbetreiber gegen die Zahlung einer Prämie Durchgriffsrechte auf Kundenanlagen erhält, ist aufgrund wettbewerblicher Aspekte der Marktliberalisierung und des Unbundlings problematisch und aufgrund technischer Bedenken ebenso wenig sinnvoll. Der VNB müsste die Kontrolle und die Übersicht über die Verfügbarkeit der Kundenanlagen stets - im Stile eines virtuellen, komplexen Kraftwerkes - aktuell halten, da diese zusätzlich mit lokal hochaufgelösten Restriktionen versehen sind. Die Lösung der erforderlichen Optimierung ist daher entsprechend komplex und zumindest aktuell auch nicht im Aufgabengebiet des Netzbetreibers angesiedelt. Er würde jedoch als Dritter das Verhältnis zwischen Energielieferanten und den Verbrauchern direkt tangieren.

Fundamental neuer Weg mit Poweralliance

Im Poweralliance Konzept erfolgt der netzdienliche Einsatz von Flexibilität durch den Kunden selbst. Der Netzbetreiber gibt lediglich die Randbedingung vor indem er Kapazitäten zur Buchung durch den Kunden anbietet, Fahrpläne freigibt, bzw. mit dem Hinweis auf entsprechend notwendige Kürzungen zur Änderung zurückweist. Die Auswirkungen von Fahrplanänderungen werden stets im Innenverhältnis Kunde-Energieversorger geregelt. Der Energieversorger kann dadurch zudem beim Kunden auf verschiedene Weise Wertschöpfung erzielen. Die Bepreisung der Netzkapazitäten erfolgt nach fixen Tarifen unterschieden nach sicheren (ST) sowie reduzierbaren Kapazitäten (PAT). Durch die gewählte



Höhe der vom Kunden gebuchten Kapazitäten entscheidet der Kunde über die Höhe des Gesamtpreises und die Höhe einer eventuell notwendigen Reduktion. Dadurch kann die Zahlungsbereitschaft des Kunden sehr einfach, ohne auf komplexe Marktmechanismen wie Auktionen, Handel etc. zurückgreifen zu müssen, abgeholt werden. Die Prinzipien des Unbundlings und der Marktliberalisierung werden vollumfänglich eingehalten.

Da der Netzbetreiber die verfügbare Kapazität im Fahrplananmeldungsprozess am Tag zuvor freigibt, besteht theoretisch die Möglichkeit, dass sich der Kunde nicht an den Fahrplan hält und mehr Netzkapazität beansprucht als er bezahlt hat. Sofern keine Netzstörung vorliegt, ist dies aus Netzbetreibersicht zunächst unkritisch. Der Kunde bezieht dann (teure) Ausgleichsenergie und dem Verteilnetzbetreiber wird die Abweichung unmittelbar transparent, da er durch Poweralliance nun Soll und Ist Werte zeitnah vergleichen kann. Bei Bedarf oder im Wiederholungsfall könnte dann entweder eine zusätzliche Pönale ausgesprochen werden oder der Netzbetreiber verweigert diesem Kunden im Weiteren die Teilnahme am Poweralliance Tarif.

Fahrplanabweichungen entstehen insbesondere dann, wenn Lasten nicht gut prognostiziert werden können. Bei bedingten Lasten ist dies jedoch nicht der Fall, da diese preisbestimmt und eben nicht nach einem unsicheren Bedarf gefahren werden. Somit existiert, ausserhalb ungeplanter betrieblicher Störungen, in der Regel keine Prognoseunsicherheit.

Konzeptergänzung

Ergänzt wird dieses Konzept durch eine Untersuchung und Optimierung von Summenlastprognosen unbedingter Lasten pro Kunden (Kundenfahrplan) und pro Netzknoten (aggregierte Kundenfahrpläne). Neben der Bestimmung der Prognosegüte verschiedener Ansätze soll damit auch das heutige Restpotential der n-1 sicheren Netzkapazität für unbedingte Lasten exemplarisch betrachtet werden. Im Kapitel 4.3. werden die Wahloptionen der Stakeholder beleuchtet und Möglichkeiten eine solche Konzept Einführung zu erleichtern betrachtet.

Die Ergebnisse des Poweralliance Gesamtprojektes, welche in den folgenden Kapiteln 3 bis 5 dargelegt werden, reflektieren die folgenden 3 Arbeitsschwerpunkte:

- Poweralliance Hauptprozess mit wirtschaftlicher Betrachtung des Konzepts
- Vorhersage unbedingter Lasten
- Stakeholderakzeptanz & Entwicklungsstrategien

Im Poweralliance Hauptprozess wird der im Projekt entwickelte Fahrplanprozess detailliert beschrieben sowie anhand von Simulationsrechnungen die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen der Einführung von Dekarbonisierungstechnologien unter Zugrundelegung des PAT dargestellt. Bei der Vorhersage unbedingter Lasten wird die erreichbare Prognosegenauigkeit unterschiedlicher Verfahren analysiert. Die Prognosegüte ist entscheidend für die Ermittlung der freien Kapazitätsbänder, die wiederum die Grundlage des Poweralliance Prozesses darstellen. Im Kapitel Stakeholderakzeptanz & Entwicklungsstrategien wurde untersucht, wie gross die Bereitschaft von Netzkunden ist, einen Beitrag im zukünftigen Energiesystem nach dem Poweralliance Prinzip zu leisten. Zudem wurden relevante Zielkundengruppen identifiziert.

Der durch Poweralliance erarbeitete Ansatz wurde in Diskussion mit den Pilotkunden und deren jeweiligen VNBs möglichst realistisch virtuell aufgesetzt und simuliert. Die reale Kundeninfrastruktur wie



beispielsweise Netzanbindung und effektiver Energiebedarf (unbedingter Lastgang, fossiler Energiebedarf) bildete die Simulationsgrundlage. Die Wahl und die Dimensionierung der bedingten Lasten (Poweralliance Ausbau) und die Festlegung der energetischen und produktionstechnischen Randbedingungen erfolgte in Absprache mit den Pilotkunden und deren Betrieben. Die Simulationsdetails sind dem Kapitel 3 mit deren Anhängen und dem Kapitel 4 zu entnehmen.

3. Poweralliance Hauptprozess

3.1. Übersicht Fahrplanprozess für bedingte Lasten

Es wird ein Ablauf in fünf Schritten definiert, um kostenoptimale Fahrpläne des Folgetages zwischen mehreren Endkunden und ihrem VNB abzustimmen und die vorhandene Netzkapazität sowie die bedingten Lasten bestens auszunutzen. Die Teil-Algorithmen werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben. Da die Planung, resp. der Fahrplan für den Folgetag gilt, wird er day-ahead Fahrplan bezeichnet. Der Prozessstart ist am Mittag, wenn die day-ahead Spotpreise bekannt gegeben werden. Der Prozess endet nach rund zwei Stunden, damit die betroffenen Stakeholder, insbesondere die Endkunden, diese Fahrpläne implementieren und realisieren können.

Die Prozessschritte im Einzelnen:

1. Der Endkunde macht eine Prognose des Fahrplans seiner unbedingten Lasten für den Folgetag (day-ahead Fahrplan; siehe hierzu Kapitel 4.2)
2. Jeder Kunde berechnet für seine bedingten Lasten einen optimierten Fahrplan des Folgetags, manuell oder automatisiert. Kapitel 3.2.1 beschreibt den Device Manager (DM), der diese Aufgabe übernimmt. Er berücksichtigt dabei Parameter wie veröffentlichte Spotpreise des Folgetags (bei einer Optimierung anhand der Energiekosten), eigener Fahrplan der unbedingten Lasten, erwartete Produktion der eigene PV Anlage und eigene betriebliche Randbedingungen der Flexibilität der bedingten Lasten.
3. Jeder Kunde sendet einen initialen Fahrplan der bedingten Lasten an den VNB
4. Der VNB prüft die Kompatibilität der Summe aller erhaltenen Kundenfahrpläne mit der tatsächlichen maximalen Übertragungskapazität des Netzes mithilfe eines automatisierten Ampelüberwachungssystems. Der hierfür zuständige Grid Manager (GM) wird in Kapitel 3.2.3 beschrieben.
 - a. Sofern die Netzgrenzen eingehalten werden, können die Fahrpläne akzeptiert werden (grüne Ampel)
 - b. Ansonsten müssen die Fahrpläne angepasst werden (gelbe Ampel). Die Anpassung erfolgt zuerst seitens GM.
 - c. Der GM sendet den (gegeben falls veränderten) Fahrplan an die Kunden zurück.



5. Der Kunde kann in Iterationen den Fahrplan noch nach seinen Wünschen anpassen. Die Kompatibilität der Anpassungen wird dann noch mal vom GM überprüft.
6. Schliesslich überträgt der DM die vom VNB genehmigten Fahrpläne an die Controller der Endgeräte (bedingte Lasten) und die day-ahead Planung ist abgeschlossen.

Mit den lokalen Controllern der Endkunden kommuniziert der DM und nicht der GM. Grund dafür ist, dass der GM des VNB keine Informationen zu den Kundenaggregaten hat. Diese Informationen, und die Fahrpläne mit der Granularität der einzelnen Aggregate, ist nur dem DM bekannt. Es bestehen dabei Risiken von inkorrekten Fahrplänen. Um diese Risiken vorzubeugen, empfehlen wir, dass jede Implementierung des DM von einer Zertifizierungsstelle genehmigt werden soll.

Nach der day-ahead Planungsphase wartet das System bis Mitternacht. Ab Mitternacht wird für die nächsten 24 Stunden vom Intraday gesprochen. Die rote Farbe¹ der Ampel ist für sämtliche Arten von Störungsfällen oder ausserplanmässigen Überschreitungen der Limiten im Intraday Betrieb reserviert. Sollte eine Überschreitung der Limite festgestellt werden, kann der VNB wie im Störfall alle oder einzelne bedingte Lasten vom Kunden abschalten lassen. Eine solche inkorrekte Situation wäre z.B., wenn die bedingten Lasten eines Kunden mehr verbrauchen als zugeteilt, so dass die Summe der Leistungen aller Kundenaggregate, die vom GM dem Kunden zugeteilte Leistung überschreitet. Solchen Situationen sind durch vertraglich vereinbarte Strafen (verpflichtende Software Update des DM, Ausschluss vom System der bedingten Lasten oder mehr) vorzubeugen.

Störungsfälle umfassen z.B. den Ausfall eines Betriebsmittels des Netzes («n-1 Fall» benannt). Ein n-1 Fall kann sowohl eine geplante Baumassnahme im Netz, wie auch ein ungeplanter, oft durch Dritte verursachter Schaden (z.B. Baggerschaden) sein. Dabei können unbedingte Lasten wie bis anhin nach der Ringschliessung des Mittelspannungsnetzes wieder in Betrieb genommen werden, während bedingte Lasten erst nach Abschluss der Reparatur des Netzes ihren Betrieb gemäss Fahrplan wieder aufnehmen können. Geschieht ein ungewünschter Mehrbezug während einer Störung im Netz, kann vom Netzbetreiber eine technische Einrichtung vorgesehen werden, die den Kundenstromkreis, in dem sich die bedingten Lasten befinden, für die Zeit der Störung automatisch stromlos stellt.

3.2. Teil-Algorithmen der Fahrplanerstellung

3.2.1. Erstellung von kostenoptimalen Fahrplänen im Device Manager (DM)

Jeder Endkunde kann prinzipiell mehrere Aggregate von unterschiedlichem Typ betreiben. Jedes Aggregat ist durch Parameter charakterisiert, die seine Leistung und seine Betriebszeit einschränken können. Leistungsparameter sind untere und obere Schranken, sowie die Anzahl diskreter Zustände (Stufen) der Leistung dazwischen. Aggregate mit kontinuierlichen Leistungswerten innerhalb der Schranken werden im Projekt mit einer grossen Anzahl an Stufen annähernd abgebildet. Zur Definition der Parameter wird ein Tag in Zeitschritte unterteilt. Ein oft gewähltes Intervall ist 15 Minuten. Der gewählte Leistungswert für jedes Aggregat und jeden Zeitschritt bildet den initialen Fahrplan des Kunden. Im initialen Fahrplan ist ein Aggregat entweder mit maximaler Leistung eingeschaltet oder

¹ In beiden Fällen ohne Implementierung



komplett ausgeschaltet. Einschränkungen der Betriebszeit umfassen gesperrte Zeiten und untere und obere Schranken für Ein- und Ausschaltdauer und Anzahl Aktivierungen am Tag, wie in Abbildung 4 zusammengefasst. Ausserdem können logische Verknüpfungen (UND, ODER usw.) über den Betrieb von zwei unterschiedlichen Aggregaten (z.B. Aggregate 4 und 5 dürfen nicht gleichzeitig in Betrieb sein) abgebildet werden.

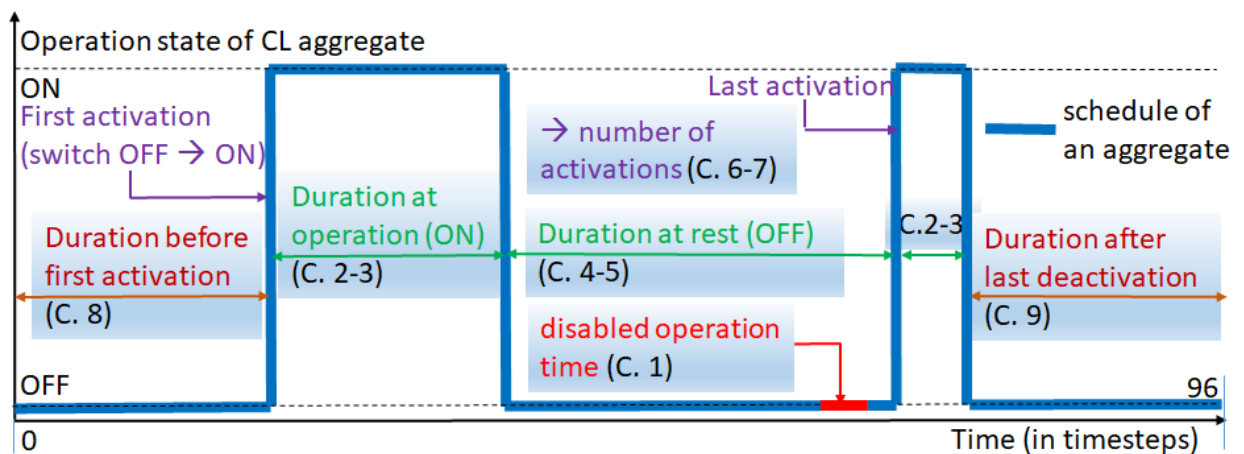


Abbildung 4: Betriebliche Randbedingungen über Operationszeit der bedingten Aggregate

Der DM errechnet nach diesen und weiteren Vorgaben einen Fahrplan für jedes Aggregat. Für jeden Fahrplan kann ermittelt werden, ob die Randbedingungen eingehalten und die Anzahl ihrer Verletzungen bestimmt werden. Ebenso können für den Fahrplan die entsprechenden Tagesenergiekosten bestimmt werden. Um einen im Sinne der Tagesenergiekosten möglichst optimalen Fahrplan zu generieren, setzt der DM einen Optimierer ein.

3.2.2. Implementierung des Optimierers

Als Optimierer für die Tagesfahrpläne wurde ein genetischer Algorithmus der Familie «Multi Objective Evolutionary Algorithm» (MOEA) eingesetzt. Er findet bei einer vorgegebenen Zeit einen bestmöglichen Fahrplan. Das Gütekriterium für den Vergleich zweier Fahrplanlösungen ist in erster Priorität die geringste Anzahl an Verletzungen und in zweiter Priorität die geringsten Tagesenergiekosten. Am Ende der Optimierung kann aber der bislang beste berechnete Fahrplan noch Verletzungen aufweisen. Solche Fälle weisen entweder auf eine zu knappe Zeitvorgabe bei der Erstellung des bestmöglichen Fahrplans hin – und die Zeitvorgabe muss hochgesetzt werden - oder es wurden unrealistische Parametereinstellungen der Aggregate des Kunden gewählt. In diesem Fall existiert kein Fahrplan ohne Verletzungen. Wegen dem letzteren Fall sind solche Fahrpläne programmtechnisch nicht unterbunden, damit der Planungsprozess nicht unterbrochen wird. Nachträglich wird jedoch selbstverständlich jeder einzelne Fahrplan geprüft, ob Verletzungen aufgetreten sind.²

² In der Simulation wurde für keinen der 2190 Fahrpläne (365 Tagesfahrpläne der 6 Kunden) Verletzungen festgestellt.



Als Zielfunktion werden die Tagesenergiekosten berücksichtigt, die für jeden Zeitschritt aus Stromkosten und den Differenzkosten für andere Energieträger bestehen. Die Stromkosten sind das Produkt des Nettostrombezugs vom Netz (Bezug positiv, Rückspeisung negativ) und des Preises³ des aktuellen Zeitschrittes. Der Nettostrombezug besteht aus dem Verbrauch unbedingter und bedingter Lasten abzüglich der PV Eigenproduktion.

3.2.3. Überprüfung aller Fahrpläne im Ampelüberwachungssystem

Nach Erreichen eines vordefinierten Zeitlimits zur Optimierung der initialen Fahrpläne ist der Grid Manager (GM) für den nächsten Schritt im gesamten Prozess zuständig. Im Normalfall erhält der GM die initialen Fahrpläne aller Endkunden. Mit einer integrierten Funktion zur Lastflussrechnung ermittelt der GM die aus den initialen Fahrplänen resultierenden Leistungen für jedes Betriebsmittel (Leitung, Trafo, usw.) des Netzes. In unserem Fall mit der Netzstruktur eines offenen Rings hat das Netz nur eine Baumstruktur, bei welcher die Einspeisung die Wurzel ist. Die resultierende Leistung in jedem Betriebsmittel ist die Summe der Leistungen aller nachgelagerten Betriebsmitteln der angeschlossenen Kunden. Diese Summe wird auch im GM bei jeder Änderung der Kundenfahrpläne automatisiert aktualisiert.

GM prüft, dass diese Summe $\sum_{c \in C} p_{\text{initial},c,t}$ die maximale für bedingte Lasten reservierte Übertragungskapazität L («Netzgrenzen» i.d.R. 50 % der Kapazität) des Betriebsmittels nicht übersteigt und unterscheidet zwei Fälle:

- Entweder werden für jeden Zeitschritt die Netzgrenzen eingehalten und die Ampel ist grün. In diesen Fall antwortet GM einen akzeptierten Fahrplan an DM, der gegenüber dem initialen Fahrplan unverändert ist.

$$\forall c, \forall t, \sum_{c \in C} p_{\text{initial},c,t} \leq L$$

- Oder die Netzgrenzen sind in mindestens einem Zeitschritt verletzt und die Ampel ist gelb. In diesem Fall ist in den betroffenen Zeitschritten für jeden Kunden die maximal mögliche Leistung gegenüber dem initialen Fahrplan zu $p_{\text{akzeptiert},c,t}$ reduziert.

$$\forall c, \forall t, \sum_{c \in C} p_{\text{initial},c,t} > L \Rightarrow p_{\text{akzeptiert},c,t} \leq p_{\text{initial},c,t} \text{ mit } \forall c, \forall t, \sum_{c \in C} p_{\text{akzeptiert},c,t} \leq L$$

Diese Reduktion ist Gegenstand eines Kürzungsalgorithmus, welche neben der Netzkapazitätsgrenze L des Betriebsmittels und den initialen Leistungen $p_{\text{initial},c,t}$ jedes Kunden c auch ihren gekauften Anteilen (Kapazitätspunkte) am System der bedingten Lasten berücksichtigt, um die akzeptierten Maximalleistungen $p_{\text{akzeptiert},c,t}$ zu berechnen. Auf der Ebene der Kunden, welche mehrere Aggregate haben können, wird die Kürzung stufenlos und auf der Basis der Kapazitätspunkte berechnet. Bei der Umsetzung der Kürzungen eines Kunden auf seine verschiedenen Aggregate werden Leistungen dann

³ Alle Preis- und Kostenangaben dieses BFE Berichts sind in CHF mit einem pauschalisierten Wechselkurs von 1 EUR = 1.1 CHF ausgewertet.



entweder stufenlos⁴ oder diskreten in Stufen gekürzt, abhängig von den realen Möglichkeiten der Aggregate.

Das Kapazitätspunktesystem ist ein im Projekt entwickelter Anreiz, um die Kunden für die Benutzung der Netzkapazität in den Stunden höchster Nachfrage finanziell zu beteiligen. Kunden können sich freiwillig mit dem Kauf vieler Kapazitätspunkte die Möglichkeit erkaufen, einen grösseren Teil der Netzkapazität als ihre Nachbarn zu nutzen, wenn es eine Netzüberlastung gibt. Andere Kunden können dagegen auf diesen Kauf verzichten und mit der Mindestanzahl an Kapazitätspunkten einreichen, wenn sie bereit sind, hinzunehmen, dass sie in den Überlastungszeiten mehr eingekürzt werden.

Jeder Kunde bezahlt in diesem Kapazitätspunktesystem auf jährlicher (alternativ monatlichen) Basis einen Betrag in Höhe vom Produkt von Anzahl Punkte * Punktepreis. Für die Umsetzung dieses Anreizsystems gibt es prinzipiell Freiräume für mehrere Varianten. Im Projekt wurde eine engere Definition der Kapazitätspunkte und des Punktepreises gewählt.

Die vorhandene Kapazität (Netzgrenze) L wird in einer ersten Iteration (i=1) proportional zu den Kapazitätspunkten an den Kunden verteilt.

$$\forall c, p_{\text{anteil},c,t, i=1} = \frac{\text{Punkte}_c}{\sum_{c \in C} \text{Punkte}_c} \cdot L_1 \text{ mit } L_1 = L$$

Entsprechend der Verteilung kann es passieren, dass ein Kunde mehr zugeteilt bekommt, als er ursprünglich wollte, d.h. $p_{\text{anteil},c,t, i=1} > p_{\text{initial},c,t}$. In diesem Fall wird sein Ergebnis durch die Leistung seines initialen Fahrplans $p_{\text{initial},c,t}$ gekappt. Es kann auch vorkommen, dass ein Kunde für einen Zeitschritt keine Leistung wünscht ($p_{\text{initial},c,t} = 0$), aber dank seinen Kapazitätspunkten zugeteilt bekommt, oder wenn er generell für diese Belastungssituation zu viele Kapazitätspunkte besitzt.

$$\forall c, p_{\text{akzeptiert},c,t, i=1} = \min(p_{\text{anteil},c,t, i=1}, p_{\text{initial},c,t})$$

Daraus entsteht eine nicht-zugeordnete Kapazität, die in der nächsten Iteration (i=n+1, für $n \geq 1$) des Kürzungsalgorithmus unter allen Kunden in C^* , welche ihren initialen Wunschfahrplan noch nicht erreicht haben - erneut proportional zu ihren Kapazitätspunkten - verteilt werden. C^* ist die Untermenge von C der verbleibenden Kunden, die ihre Wunschleistung $p_{\text{initial},c,t}$ noch nicht erreicht haben. Solange C^* nicht leer und $L > 0$ wird wie folgt iteriert:

$$\forall n, L_{n+1} = L - \sum_{c \in C} p_{\text{akzeptiert},c,t, i=n}$$

$$\forall c, \forall n, p_{\text{anteil},c,t, i=n+1} = \frac{\text{Punkte}_c}{\sum_{c \in C^*} \text{Punkte}_c} \cdot L_{n+1}$$

$$\begin{aligned} \forall c, \forall n, p_{\text{akzeptiert},c,t, i=n+1} \\ = \min(p_{\text{akzeptiert},c,t, i=n} + p_{\text{anteil},c,t, i=n+1}, p_{\text{initial},c,t}) \end{aligned}$$

Nach einer endlichen Anzahl Iterationen (im schlimmsten Fall so viele Iterationen wie Kunden, die einen Betriebsmittel nutzen) endet das Verfahren. In allen Fällen ist somit erfüllt, dass im Kürzungsfall keine Kapazität des Netzes ohne Zuordnung zu einem Kunden übrigbleibt. In anderen Worten wird keine

⁴ Stufenlose Kürzungen können durch beliebig viele Stufen hinreichend angenähert werden.



Kapazität verschwendet. Ausserdem garantiert dieses Verfahren, dass die akzeptierte Leistung für jeden Kunden umso grösser ist, je mehr Kapazitätspunkte er eingekauft hat. Hierzu wird als Randbedingung hinzugefügt, dass die minimale Anzahl Kapazitätspunkte die angefragte Leistung beträgt (initiale Leistungen höher als die Punkteanzahl werden per Definition ignoriert, selbst wenn es an dem Zeitschritt keinen Engpass gibt).

3.2.4. Fahrplananpassung auf Aggregatebene durch den DM

Der DM liest die vom GM zurückgeschickten Fahrpläne. Durch den Vergleich zwischen der initialen und akzeptierten Leistung ist bekannt, ob und in welchem Zeitschritt eine Kürzung der kundenspezifischen Maximalleistung stattgefunden hat. Sofern eine Kürzung stattfand, muss der DM zunächst die Fahrpläne auf Aggregatebene anpassen. Hierzu kann die Leistung der Aggregate um ausreichend viele Stufen abgesenkt werden. Durch Nutzung diskreter Stufen könnten geringe Anteile der durch den GM akzeptierten Kapazität dann im DM verschwendet werden. Dieser Verlust wird im DM durch Lösen eines Subsummen-Problems unter allen seinen Aggregaten minimiert und kann daher nie die kleinste Leistungsdifferenz zweier Stufen übersteigen.

Nach diesem ersten Anpassungsschritt sind Fahrpläne auf Aggregatebene vorhanden, die die Netzgrenzen einhalten und somit sicher betrieben werden können. Der verpflichtende Teil des Planungsverfahrens ist hiermit beendet und die Fahrpläne können an den lokalen Geräten von Aski / Alpiq (Xamax), die an den Controllern der Aggregate angeschlossen sind, übertragen werden.

Vor dieser Übertragung sind jedoch optionale Verfahrensschritte noch möglich: der DM kann iterativ verbesserte Vorschläge von Fahrplänen an den GM schicken, die den bisher akzeptierten Fahrplan ersetzen. Der GM akzeptiert den verbesserten Vorschlag, sofern die Netzgrenzen des Netzes nicht überschritten werden. Die Anzahl Iterationen richtet sich nach dem zu Beginn erwähnten Zeitlimit von rund zwei Stunden. Jeder Kunde hat ein eigenes DM Programm, und jeder DM kann neue Vorschläge senden. Diese werden automatisiert vom GM entweder akzeptiert oder ablehnt; er antwortet aber nicht mit einem gekürzten Fahrplan. Die Durchführung dieser Verbesserungen richtet sich nach dem First-Come-First-Served Prinzip. Der DM kann ausserdem die Zeitreihe der verfügbaren Kapazität beim GM abfragen, um diese Information in seiner Fahrplanberechnung zu berücksichtigen und dabei die Chance zu erhöhen, dass seine neuen Fahrpläne akzeptiert werden.

Das EraNet Deliverable D3.2 im Anhang beschreibt alle Schritte des Algorithmus ausführlicher.

3.3. Technologische Umsetzung beim Endkunden

Basis für die technologische Realisierung ist die lokale Lastoptimierung mit ihren Parametrisierungs- und Steuermöglichkeiten. Die Hauptaufgabe von ASKI in dem Projekt war es, die Lastmanagementsysteme (Hardware/ Software) für die Kundenanlagen bzw. die Pilotanlagen, sowie die Kommunikation und den Datenaustausch zu den Servern der Netzbetreiber bzw. der Software Grid Manager (GM) und Device Manager (DM) zu entwickeln und zu liefern. Zu diesem Zweck wurden die bestehenden Last-Controller und die bestehende Energiemanagementsoftware weiterentwickelt und um die entsprechend notwendigen Funktionen erweitert. Die Hard- und Software der lokal zu installierenden



Energiemanagement Geräte wurden entsprechend dem Gedanken der Steuerung über Fahrpläne angepasst. Es können heute statt eines einzelnen Maximalwertes zur Lastspitze je 96 Werte für die 1/4h Lastgangdaten eines Tages sowohl für die bedingten als auch für die unbedingten Lasten verwaltet werden. Damit können zwei komplette und getrennte Fahrpläne vorgegeben werden.

Somit kann ein Fahrplan die unbedingten Lasten wie bisher optimieren. Über den zweiten Fahrplan können zusätzlich die bedingten Lasten optimiert werden.

Weitere Anpassungen betrafen die Bereitstellung von Daten und die sichere Kommunikation mit den vorgelagerten Schnittstellen bis hin zur zentralen Datenbank. Zur sicheren Datenübertragung wurde die Kommunikation über ein Security Gateway verwirklicht. Dabei verbindet sich die Energiemanagementsoftware über einen Server im Internet mit dem Gateway vor Ort über Tunnels. Dieses Gateway übermittelt die Daten an oder von den Controllern. Zur eindeutigen Identifizierung werden Universally Unique Identifier (UUID) verwendet. Damit ist gewährleistet, dass ein Lesen der Daten im Internet von Unbefugten nicht möglich ist. Die Kommunikation mit den Servern wurde auf eine gesicherte Verbindung (SSL) umgestellt, wofür unter anderem eine neue Betriebssoftware des Prozessors in den Controllern erforderlich wurde. Die Daten werden im JSON (JavaScript Object Notation) – Format als Dateien übertragen. Für jeden Tag steht eine eigene Datei zur Verfügung. Diese Vorgabewerte werden in den Controllern verarbeitet und mit den Schallleistungen verknüpft. Verschiedene Parameter (Zeiten, Prioritäten usw.), die über die Energiemanagement Software einstellbar sind, erweitern die möglichen Funktionen. Es gilt zu erwähnen, dass für den Einsatz des Poweralliance Konzeptes eine installationstechnische Trennung der unbedingten und der bedingten Lasten realisiert werden muss, oder zumindest müssen die beiden Netzkapazitäten separat verrechnungsrelevant aufgezeichnet und gesteuert werden.

Ein „Modus Netzausfall“ kann entweder über einen Eingang oder/und eine JSON-Datei aktiviert werden. Alle bedingten Lasten (PAT) können damit ausgeschaltet werden. Gleichzeitig werden die Vorgänge in Verlaufsdateien abgespeichert und können von der Energiemanagement Software ausgewertet und angezeigt werden. Für ein einfacheres und übersichtlichere Controlling Möglichkeit des Energiemanagementsystems und zur Erhöhung der Akzeptanz für ein derartiges System durch den End-/Pilotkunden, wurden Webserver in die Controller integriert, die einen direkten Datenzugriff erlauben. Für eine ausführliche Beschreibung der Möglichkeiten wurde das Handbuch „Handbuch ALS-Visual V8 V1.6 ERANET“ erstellt.

Grundsätzlich könnten alle am Markt erhältlichen Energiemanagementgeräte auf diese Art und Weise modifiziert werden, so dass hier kein proprietärer Markt entsteht.

3.4. Optimierungssimulation des Fahrplanprozesses

Ziel des Demonstrationsprojekts war es, den Prozess in einem realen Umfeld zu testen. Allerdings zeigte sich im Projektverlauf, dass der Ausbau mancher Typen von bedingten Lasten wie beispielsweise der Elektrolyseur aus heutiger Sicht zu teuer sind (siehe heutige Technologiepreise in Kapitel 3.4.2). In der Tat war es nicht möglich, Pilotkunden unter den Kunden der beiden beteiligten Verteilnetzbetreiber zu finden, welche solche flexiblen Lasten in ausreichender Masse installiert hätten. Ohne diesen Ausbau ist aber eine reale Validierung des Verfahrens nicht möglich.



Deshalb ist es für die technische Validierung notwendig, die Untersuchung in einem anderen Kontext zu setzen und in diesem Kontext zu simulieren. Da es für den Pilotkunden ohnehin interessant ist, die Entwicklung neuer Lasten in der Zukunft zu betrachten, wird als anderer Kontext ein Szenario in der Zukunft gewählt. Daher ist es wichtig, dass das Szenario in der Zukunft auf realistischen Daten basiert. Das Jahr 2035 galt aus der Perspektive von 2017, in dem die Energiestrategie 2050 viel besprochen wurde, als Halbzeitmeilenstein. Daten wie spezifische Technologiepreise, erwartete Gas und CO₂ Preise sind für 2035 vorhanden. Deshalb wurde im Projekt das Jahr 2035 als Kontext gewählt.

Um den Prozess unter möglichst realen Bedingungen zu testen und zu validieren, wurde er in einem Simulator implementiert. Bei der Simulation wurden zwei unterschiedliche Ziele verfolgt:

1. Überprüfung der technischen Funktionalität: Im Wesentlichen soll DM in vordefinierten Szenarien kostenoptimierte Fahrpläne ermitteln und an GM senden, welcher durch seinen Eingriff eine Überlastungssituation verhindert.
2. Auswertung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen, vor allem für den Endkunden: Im Wesentlichen soll überprüft werden, dass die im Szenario eingesetzten bedingten Lasten wirtschaftlich betrieben werden können. Ausserdem soll ausgewertet werden, in welchen Fällen der reduzierte PAT Tarif der bedingten Lasten der entscheidende Faktor für den Ausbau ist.

Beide Aspekte sind eng miteinander verknüpft.

- Die Tagesfahrpläne des DM sind kostenoptimiert (ihre Tagesenergiekosten werden minimiert).
- Die Auswertung des Ziels 2 berücksichtigt alle Tagesfahrpläne.

Für die DM Formulierung wurde die Annahme getroffen, dass die summierte installierte Anschlusskapazität aller bedingten Lasten für jeden Kunden mindestens einmal im Jahr erreicht wird. Das ermöglicht, diese Leistungsspitze als fix (keine Optimierungsvariable mehr) zu betrachten und somit auf die Leistungskosten in der Zielfunktion zu verzichten. Der im Kapitel 3.2 beschriebene Algorithmus wird speziell für die technische Validierung auf Tagesebene des Ziels 1 entwickelt, welche aus den Kapiteln 3.5.1 bis 3.5.2.4 hervorgeht.

3.4.1. Die Zielfunktion

Spezielle Betrachtung in der Simulation verdient die Zielfunktion, welche die Tagesenergiekosten eines Fahrplans berechnet und durch DM optimiert, d.h. minimiert wird. Bei der Optimierung der Tagesergebnisse wird absichtlich der Leistungspreis (s.u.) nicht einbezogen, da dieser wenig Einfluss auf das Optimierungsergebnis hat. Die wirtschaftliche Auswertung aggregiert Tagesergebnisse, um die gesamte Investitionsamortisation betrachten zu können. Bei der wirtschaftlichen Auswertung werden jedoch die Leistungspreise vollständigshalber wieder mitberücksichtigt.

In der Simulation (wie auch der Realität) besteht der Strompreis konkret aus einer Arbeitskomponente (Rp. /kWh) und einer Leistungskomponente⁵. Leistungskomponenten (CHF / kW / a) betreffen nur noch die Netznutzung. Sie berücksichtigen die Leistungsspitze innerhalb eines Monats (häufigste Tarifart in

⁵ In der Schweiz findet die Bemessung der Spitzenleistung auf Monatsbasis statt, also CHF/kW/Monat, in Deutschland eher auf Jahresbasis (EUR/kW/a). Eine einheitliche Methode wurde auf Jahresebene gewählt.



der Schweiz) oder eines Jahres (häufigste Tarifart in Deutschland). In der Tagesoptimierung zur Berechnung initialer Fahrpläne verfolgen wir nicht das Ziel, die Kosten dieser monatlichen oder jährlichen Leistungsspitzen zu minimieren. Deshalb bilden wir sie nicht ab. Diese Vereinfachung hat den Nachteil, dass für Endkunden nicht alle Preiskomponenten minimiert werden und die Lösung etwas teurer als das Optimum sein könnte. Diese Vereinfachung hat hingegen den Vorteil einer Reduktion der Rechenkomplexität. Die Leistungskomponenten werden jedoch, wie bereits vorher erwähnt, in der wirtschaftlichen Auswertung des Kapitels 3.5.4 im Nachhinein berücksichtigt.

Die Arbeitskomponente (Rp./kWh) besteht selbst aus vier Teilkomponenten, die aus den ersten vier Zeilen der Tabelle 2 hervorgehen.

Tabelle 2: Tarifannahmen (Preise wurden in € gerechnet und in CHF umgerechnet, vgl. Kapitel 3.2.2.)

	«heute»	«morgen» ST	«morgen» mit Poweralliance	
			Unbedingte Last ST	Bedingte Last PAT
Spotpreisbasis [Rp./kWh]	2016 - Basepreis 3.2	Prognose 2035 - Basepreis (Mittelwert 6.8)		
Netznutzung (MS) [Rp./kWh]	2.2	3.3	3.3	0.3
Netznutzung (HS) [Rp./kWh]	1.1	2.2	2.2	2.2
Steuer & Abgaben [Rp./kWh]	3.3	5.5	5.5	2.8
Leistungspreis Netz [CHF/kW/a]	110	110	110	11
Gaspreis total [Rp./kWh]	3.08	8.8	8.8	8.8

In der ersten Spalte wird die Grössenordnung der aktuellen Preise dokumentiert, wie sie sich im Jahre 2016 («heute») darstellten. In der zweiten Spalte für 2035 werden die erwarteten Preise ohne das Poweralliance Konzept der bedingten Lasten projiziert. Der Tarif dieser Projektion ist im Folgenden der Standard Tarif (ST) «morgen».

Die letzten beiden Spalten stellen die Preisannahmen im Projekt dar, wobei die Spalte der unbedingten Last wie die Projektion Standard Tarif (ST) «morgen» ist und nur die Spalte der bedingten Lasten einen reduzierten Poweralliance Tarif (PAT) hat.

Festzuhalten ist:

- Für den Spotpreis 2016 wurden die historischen Börsenwerte der EEX genommen. 2035 stellt eine Prognose des Projektpartners Alpiq dar. Die Verdopplung der Preise für ein Jahresband ist realistisch und ist über den Zeitraum 2016 bis 2019 bereits fortgeschritten. Die Volatilität (hier an der Preisdifferenz innerhalb des Tages gemessen) verdoppelt sich ebenso.



- Die Netznutzung teilt sich in Mittelspannung (MS) und vorgelagerte Netzebenen Hochspannung (HS) auf. Die heutigen Werte von 2.2 (MS) + 1.1 (HS) = 3.3 Rp./kWh werden auf 3.3 + 2.2 = 5.5 Rp./kWh projiziert.
- Für den reduzierten Tarif der bedingten Lasten wird die Netznutzung Mittelspannung um 90 % auf 0.3 Rp./kWh reduziert. Diese Ermässigung wird auch am Leistungspreis der Netznutzung angewandt.
- Steuern und Abgaben werden von 3.3 auf 5.5 Rp. / kWh projiziert.

Da diese Tarifsenkung nicht ausreicht, wird im Projekt angenommen, dass ebenfalls eine Senkung der Steuern und Abgaben stattfindet, welche jedoch eine entsprechende Gesetzesänderung benötigen würde. Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von CO₂ armem Strom zur Substitution von fossilen Brennstoffen alleine wird nicht ausreichen, um die Dekarbonisierung zu einem Selbstläufer zu machen. Die Beschränkung auf einen prohibitiv hohen CO₂ Preis scheint politisch aktuell nicht durchsetzbar zu sein. Es ist also zwangsläufig nötig, politische Massnahmen zu ergreifen. Strom, insbesondere dann, wenn er ausschliesslich dazu dient, fossile Brennstoffe zu substituieren, könnte steuerlich günstiger gestellt werden, um die gewünschte und notwendige Dekarbonisierung anzureizen. Dies scheint umso mehr gerechtfertigt, wenn es sich um Strom handelt, welcher keinen zusätzlichen Netzausbau erfordert und flexibel und preisgesteuert bezogen wird. Dadurch wird die Flexibilität des Energiesystems insgesamt erhöht, der Bedarf an zusätzlichen Speichern sinkt. Unterschiedliche Steuersätze für das gleiche Produkt ist heute schon bei fossilen Brennstoffen bekannt, z.B. bei der Besteuerung von Diesel und Heizöl. Eine Senkung der Steuern für gewisse Lasten, welche primär der Substitution fossiler Brennstoffe dienen, ist somit gerechtfertigt.

In Bezug auf die Zielfunktion sind folgende zwei Spezialfälle anzumerken:

- Es kann oft vorkommen, dass zu einem Zeitschritt einerseits Strom für unbedingten und andererseits Strom für bedingten Lasten bezogen werden. In diesem Fall werden die beiden Anteile jeder Bezugsart berechnet und zu dem jeweiligen Tarif (ST oder PAT) abgerechnet. Die Berechnung der beiden Anteile berücksichtigt, dass diese Bezüge teilweise durch die Nutzung eigenen PV Stromproduktion oder Entladung eigener Batterie reduziert werden, wie in Kapitel 3.5.2.4 exemplarisch (vor allem am Kunden B) dargestellt.
- Eine Rückspeisung von Strom in das Netz wird in der Zielfunktion als Vergütung (negative Kosten) berücksichtigt. Dabei werden jedoch Netznutzung, Steuer und Abgaben alle auf 0 angesetzt. Die gesamte Arbeitskomponente des Stroms entspricht in diesem Fall dem Spotpreis.

Ausserdem wird für den Gaspreis eine starke Zunahme wegen Grundpreis, Gasnetz und CO₂ Abgabe von 3.08 auf 8.8 Rp./kWh bis 2035 («morgen») angenommen. Der Gaspreis wird für die Differenzkosten der anderen Energieträger in der Zielfunktion berücksichtigt. Es wird dabei angenommen, dass eine Power-to-Heat Anlage einen Wärmeerzeuger gleichen Wirkungsgrades ersetzt und die Differenzkosten -8.8 Rp./kWh beträgt. Bei der Power-to-Gas Anlage wird ein Wirkungsgrad von 75 % angenommen, so dass die Differenzkosten -6.6 Rp./kWh betragen.



3.4.2. Preisannahmen für den Ausbau flexibler Lasten

In den simulierten Zukunftsszenarien gehen wir davon aus, dass vermehrt flexible Lasten wie P2H, P2G, etc. eingesetzt werden, um den CO₂-Ausstoss fossiler Energieträger zu minimieren. Für die wirtschaftliche Zukunftsbetrachtung sind daher die zu erwartenden Preisentwicklungen dieser Aggregate zu berücksichtigen. Eine Änderung der spezifischen Preise ist in Zukunft zu erwarten. Insbesondere durch die Effekte der Technologie-Lernkurve und der zunehmenden Produktionsstückzahlen wird eine signifikante Preissenkung erwartet. Die heutigen spezifischen Preise (CHF / kW) der PV und der übrigen neuen Lasten gehen aus der ersten Spalte der Tabelle 3 hervor. Für die Zukunft werden von Poweralliance die niedrigeren Technologiepreise der zweiten Spalte der Tabelle 3 verwendet.

Tabelle 3: Spezifische Technologiepreise «heute» und «morgen»

Technologien	kW – Preise in CHF		Lebensdauer Jahre
	«heute»	«morgen» 2035	
PV	1'100	550	20
Batterie	1'100	220	10
P2G / Elektrolyseur	5'500	990	10
P2H / Elektroboiler	55	22	20
Wärmepumpe	3'300	2'200	20

Bei der Batterie sind die Lade- und Entladeleistungen (kW) und die Energiespeicherkapazität (kWh) die relevanten Kenngrössen. Die in dieser Tabelle angenommenen spezifischen Preise gelten für Batterien mit einem Verhältnis von 1 kW pro kWh (C1). Bei Wärmepumpen wird eine Leistungszahl (Coefficient of Performance) von 4 angenommen, so dass 1 kWh elektrisch 4 kWh thermisch ersetzt. Die spezifischen Preise in Tabelle 3 sind auf die elektrische Leistung bezogen.

3.5. Simulation mit sechs Pilotkunden

Wie im vorigen Kapitel ausgeführt, wird der Ansatz mithilfe von Pilotkundensimulationen zuerst technisch geprüft und dann wirtschaftlich ausgewertet.

Zur technischen Prüfung gehört:

- Generierung von Tagesfahrplänen von Endkunden (siehe Kapitel 3.5.2.4), die unter den gegebenen Annahmen (Ausbau der flexiblen Lasten, Kapitel 3.5.1 bis 3.5.2) möglich sind
- Darstellung der resultierenden Netzengpässe in Extremszenarien mit sehr dichtem Ausbau der flexiblen Lasten und Überprüfung der Handlungsfähigkeit der GM Software, um Überlastungen zu vermeiden (Kapitel 3.5.3)

Die Auswertung einiger energiewirtschaftlicher Auswirkungen des Ausbaus für den Endkunden folgen dann in Kapitel 3.5.4:

- Ist der Ausbau der neuen Lasten wirtschaftlich?



- Spielt bei der Wirtschaftlichkeit der reduzierte Tarif der bedingten Last eine entscheidende Rolle?

Die Simulationsergebnisse werden in den Kapiteln 3.5.2 und 3.5.3 dargestellt. Ausführlicher beschreibt das EraNet Deliverable D3.3 im Anhang diese.

3.5.1. Untersuchte Kunden mit heutigem Energieverbrauch und Produktion

Grundlage der Simulation sind die sechs Pilotkunden des Projekts, die mit dem lokalen Gerät von Aski / Alpiq Digital (ehem. Xamax) ausgestattet wurden. Am Netz der Stadtwerke Crailsheim sind der Behälterhersteller Binder und zwei Betriebe aus der Lebensmittelindustrie Milchwerk und Vion angeschlossen, die im Folgenden (zur Anonymisierung) mit den Buchstaben B, A bzw. C benannt werden. Am Netz der primeo energie (ehemals EBM) sind die Industriebetriebe Schenker Storen, R. Nussbaum sowie das Altersheim Haus im Park angeschlossen und im Folgenden E, F bzw. G benannt.

Der aktuelle Energieverbrauch dieser Kunden setzt sich, wie im Übersicht der Tabelle 4 zusammengefasst aus Strom und weiteren fossilen Energieträgern zusammen (meistens Erdgas vom Netz, ausser B mit Flüssiggas und G mit Heizöl).

Tabelle 4: Ist-Energieverbrauch ohne Ausbau

	Kunde A	Kunde B	Kunde C	Kunde E	Kunde F	Kunde G
Strom Leistung (kW)	1'800	225	3'800	500	2'000	150
Stromjahresverbrauch (MWh/a)	9'284	662	16'883	2'585	7'543	487
Verbrauch fossiler Energie gesamt (MWh/a)	Unb.	300	22'000	1'020	2'500	1'200
Verbrauch fossiler Energie durch WRG reduziert (MWh/a)	20'000	300	16'000	1'020	872	600

Bei den Kunden A, C, F und G ist in Zukunft eine Wärmerückgewinnungsanlage (WRG) angedacht, welche unabhängig vom im Projekt untersuchten Effekt der bedingten Lasten installiert werden kann, um den Wärmebedarf zu senken. Sie kann z.B. die aus Prozessgas entstandene Wärme zur Senkung der Heizbedarfs nutzen. In der Zeile «Verbrauch fossiler Energie gesamt» wird der heutige Stand dokumentiert und in der Zeile «Verbrauch fossiler Energie durch WRG reduziert» wird der korrigierte Wert nach der Wärmebedarfssenkung durch WRG festgehalten. Bei Kunden B und E ist keine WRG angedacht.



3.5.2. Festlegung der Lasttypen und Leistungen im untersuchten Ausbauzustand

3.5.2.1. Ausgangssituation

Die Ausgangssituation ist die heutige Situation ohne den Ausbau der flexiblen Lasten. Sie dient dem Vergleich mit dem Endausbauzustand in der wirtschaftlichen Auswertung. Lediglich im Bereich der Photovoltaik sind bereits Teile der Dächer der Kunden A und B ausgerüstet, wie in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Ausgangssituation (kW) bezüglich PV und der übrigen bedingten Poweralliance Lasten

Ausgangssituation (kW)	Kunde A	Kunde B	Kunde C	Kunde E	Kunde F	Kunde G
PV	300	436	-	-	-	-
P2H oder WP	-	-	-	-	-	-
P2G	-	-	-	-	-	-
Batterie	-	-	-	-	-	-
sonstiges	-	-	-	-	-	-

3.5.2.2. Untersucher Endausbauzustand

Durch Gespräche und Besuche der Produktionsstandorte der Kunden konnte ausserdem ermittelt werden, welche Arten flexibler Lasten bei ihnen sinnvoll sind. Daraus wurde der Endausbauvorschlag in Tabelle 6 erarbeitet:

Tabelle 6: Endausbau (kW) bezüglich PV und der übrigen bedingten Poweralliance Lasten

Endausbau (kW)	Kunde A	Kunde B	Kunde C	Kunde E	Kunde F	Kunde G
PV	1'500	700	400	500	1'000	150
P2H oder WP	500	-	-	100	-	3x25 (WP)
P2G	-	100	-	100	1'000	-
Batterie	-	100	-	-	-	-
sonstiges	-	-	4x250	-	2x(450+200)	-

Die Dimensionierung der Aggregate in dieser Tabelle sind festgelegte Annahmen der Ausbauvarianten, die als Grundlage für die Tagessimulationen mit Minimierung der Energiekosten dient. Diese Dimensionierungen sind kein Ergebnis einer Kostenminimierung der Investitions- und der Energiekosten. Diese Optimierung hätte den Rahmen der vorliegenden Untersuchung gesprengt. Die Endausbauvariante wurde jedoch in einigen Iterationen mit Ergebnisvorstellung bei den Kunden und Anpassung der Dimensionierung der Lasten festgelegt.



Bei Kunden C und F liegt ein Sonderfall einer Umwidmung unbedingter zu bedingten Lasten vor (mit bzw. ohne zeitliche Verschiebung bei C bzw. F):

- Beim Kunden C sind 10 Kältemaschinen vorhanden, wobei nur maximal sechs gleichzeitig betrieben werden und als unbedingten Lasten angeschlossen sind. Die restlichen vier Maschinen liegen in Reserve vor. Derzeit sorgt eine integrierte Schaltung dafür, dass die in Reserve stehenden Maschinen rollierend wechseln und somit gleichmässig belastet werden. Mit der Einführung des Konzepts der bedingten Lasten werden jetzt diese vier Maschinen als bedingte Last angeschlossen. Die Lebensmittel, welche einen hohen Kältebedarf zur Absenkung ihrer Temperatur haben, dienen dabei als Kältespeicher. Da die Lebensmittel vor dem Feierabend die Firma verlassen, liegt eine zeitliche Einschränkung zur Benutzung dieser Kältespeicher vor. Ausserdem kann dieser Kältespeicher aus hygienischen Gründen nur in Richtung einer vorgezogenen und nicht als nachgelagerte Kühlung benutzt werden. Somit wird dieser Sonderfall als Pseudo-Batterie mit folgenden Randbedingungen abgebildet: konkret kann die Kältemaschine in der ersten Tageshälfte zusätzlich kühlen, sofern die regulären Maschinen der unbedingten Lasten ihren Verbrauch der zweiten Tageshälfte um die gleiche Strommenge absenken. Auf die alternative Variante mit doppeltem Anschluss der Kältemaschinen an beide Systeme wurde verzichtet.
- Beim Kunden F sind zwei Öfen mit 500 kW und zwei mit 250 kW als unbedingte Lasten vorhanden, die wie eine Power-to-Heat Anlage funktionieren. Diese Leistungen dienen zu je 50 kW zur Warmhaltung des geschmolzenen Metalls, damit die Maschinen nicht beschädigt werden. Die übrigen Leistungen ($2 \times 450 + 2 \times 200 = 1300$ kW) dienen dem Produktionsprozess und werden für die Simulation als bedingte Lasten angeschlossen (Umwidmung). Im Gegensatz zum Kunden C ändert sich die summierte Strommenge pro Zeitschritt hier nicht (keine zeitliche Lastverschiebung), aber sie werden zu etwa 80 bis 90 % zum reduzierten Poweralliance Tarif für bedingte Lasten versorgt.

Beim Kunden G besteht die Power-to-Heat Anlage eigentlich aus drei Wärmepumpen von je 25 kW elektrisch. Diese werden als bedingte Lasten angeschlossen, da aufgrund von internen Redundanzen (Gasspitzenkessel) ein Verzicht auf die Versorgungssicherheit möglich ist. Das Gebäude samt Wasserkreislauf der Wärmepumpe ist thermisch so träge, dass ein flexibler Betrieb der Wärmepumpen möglich ist. Die Wärmepumpen könnten rein spotpreis-getrieben eingesetzt werden, sofern der Wärmebedarf innerhalb der Periode von 24 h gedeckt wird. Der Bilanzierungszeitraum zwischen Wärmebedarf und Betrieb der Wärmepumpe wurde jedoch realitätsnaher von 24 h auf 6 h gekürzt. Damit hat kein Kunde von G (also Hausbewohner) Einbussen im thermischen Komfort. Durch diese reduzierte Flexibilität erhöhen sich die Energiekosten gegenüber der Variante mit Bilanzierungszeitraum von 24 h nur marginal und liegen tiefer als ohne Wärmepumpen. Daher wird die realistischere Variante mit Bilanzierungszeitraum von 6 h für die Projektsimulationen verwendet.

Der Umfang der projektbezogenen neu installierten PV Leistungen ergibt sich für die Kunden A und B aus der Differenz der Werte der Tabelle 5 und Tabelle 6, also 1200 kW für Kunde A und 264 kW für B.



3.5.2.3. Investitionskosten des Ausbaus

Unter Berücksichtigung der spezifischen Kosten der Tabelle 3 und der zu installierenden Leistung ergeben sich für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren die Ausbauskosten der Tabelle 7. Bei Technologien mit kürzerer Lebensdauer (Tabelle 3) wird eine Reinvestition berücksichtigt.

Tabelle 7: Ausbauskosten (kW) für PV und die übrigen bedingten Poweralliance Lasten

Ausbauskosten (CHF)	Kunde A	Kunde B	Kunde C	Kunde E	Kunde F	Kunde G
PV	660'000	145'200	220'000	275'000	550'000	82'500
P2H oder WP	11'000	-	-	2'200	-	165'000
P2G	-	198'000	-	198'000	1'980'000	-
Batterie	-	44'000	-	-	-	-
sonstiges	-	-	0	-	0	-
Total	671'000	387'200	220'000	475'200	2'530'000	247'500

Diese Investitionskosten für diesen Ausbau bei den sechs Kunden werden in Kapitel 3.5.4 in der wirtschaftlichen Auswertung berücksichtigt.

3.5.2.4. Ergebnisse der initialen Tagesfahrpläne

Der DM berechnet mittels Minimierung der Tagesenergiekosten einen optimalen Fahrplan für den Endkunden. Kunden können mehrere Aggregate als bedingte Lasten in der Simulation gleichzeitig haben. Fahrpläne sind die Zeitreihen der Leistung jedes Aggregats über jeden Zeitschritt (Viertelstunde) des Folgetages. Neben den Fahrplänen der bedingten Lasten stellen wir auch die Verbrauchszeitreihe der unbedingten Lasten dar.

Eingangsparameter der Simulation für jeden Tag des Jahres 2035 («morgen») beinhalten Zeitreihen des Spotpreises (Prognose), des Verbrauchs unbedingter Lasten und der PV-Produktion. Für die beiden letzten Zeitreihen werden reale Daten vom 2017 berücksichtigt und für 2035 (Persistenz Modell) angenommen. Im Folgenden wird das Simulationsjahr «morgen» 20YY bezeichnet.

Die Simulation wurde für jeden Tag des Jahres durchgeführt. Bei sechs Kunden sind dies $6 \times 365 = 2'190$ Tagesfahrpläne. Das Zeitlimit für die initialen Fahrpläne wurde zunächst auf 10 Minuten gesetzt. Bei Kunden C und F wurde anschliessend mit 30 Minuten berechnet. Im vorliegenden Bericht wird ein Beispieltag so gewählt, dass die wesentlichen Ergebnisse des DM und GM dargestellt werden können:

1. Am gewählten Beispieltag soll der Spotpreis ausreichend schwanken, damit der kostengetriebene Einsatz der unterschiedlichen bedingten Lasten ersichtlich ist
2. Am Beispieltag soll die PV Produktion sichtbar sein
3. Am Beispieltag soll es Stunden mit hohem Verbrauch unbedingter Lasten geben, damit ersichtlich wird, dass ohne Poweralliance Konzept der bedingten Lasten ein Netzverstärkungsbedarf bestünde
4. Am Beispieltag soll es Stunden geben, an denen ausreichend viele Kunden ihre bedingten Lasten gleichzeitig benutzen möchten, so dass unter Einsatz des GM gekürzt werden muss



5. Am Beispieltag soll es auch Stunden geben, an denen trotz Kürzungen durch den GM auch mindestens ein Kunde seine bedingten Lasten nicht einsetzen möchte, damit der Fall mit iterativer Reallokation innerhalb des GM veranschaulicht werden kann

Bedingungen 1 und 2 betreffen dem DM und 3 bis 5 den GM. Der 23. Juni erfüllt alle Bedingung und wird im Folgenden im Format 20YY/06/23 dargestellt.

3.5.2.5. Tagesergebnisse des Kunden A

In der linken Graphik der Abbildung 5 sind die bedingten bzw. unbedingten Lasten bunt im oberen bzw. grau im unteren Teil am Beispiel des Kunden A dargestellt. Demgegenüber zeigt die rechte Grafik die Strombezüge und die Eigenproduktion, um bei jedem Zeitschritt den Verbrauch pro Kunde zu alimentieren.

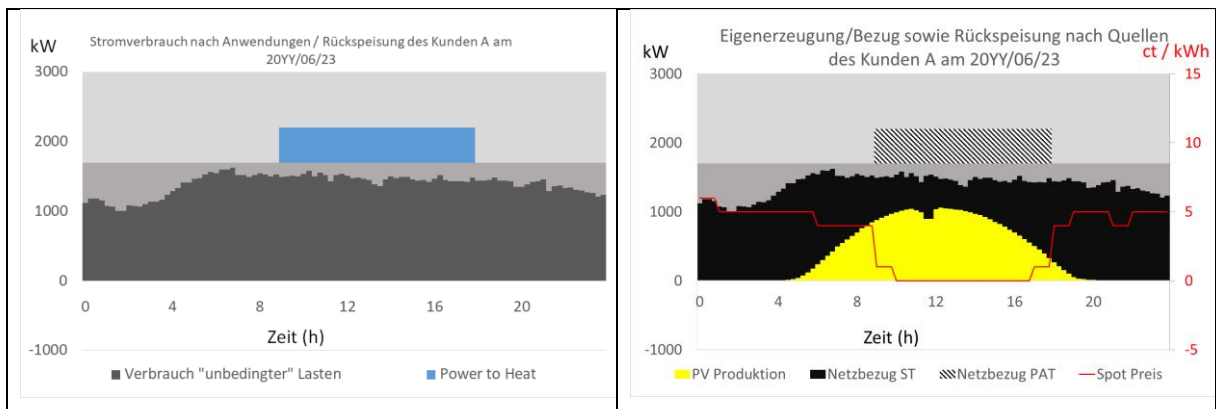


Abbildung 5: Initialer Fahrplan des Kunden A am 23. Juni: Verbrauch (links) und Bezug und Produktion (rechts)

Beim Kunden A wird nur eine P2H-Anlage (linke Grafik, blau) angenommen. Sie wird in den Stunden mit niedrigsten Spotpreisen, welche in Rot in der rechten Graphik (rechte Y-Achse) dargestellt sind, betrieben. Die Deckung des Stromverbrauchs geht aus der rechten Graphik mit drei Farben hervor: eigene PV Produktion (gelb), Strombezug zum ST (schwarz volle Füllung, unten) und Strombezug zum PAT (schwarz gestrichelt, oben).

Die eigene PV Produktion reduziert den summierten Strombezug zu ST und PAT. Die gewählte Darstellung mit separatem unterem und oberem Teil ermöglicht ausserdem aufzuzeigen, welchen Strombezugsanteil (ST oder PAT) genau reduziert wird. In diesem Beispiel betrifft die Reduktion nur den ST Strombezug, welcher aufgrund von Netznutzung, Steuern und Abgaben teurer ist als der PAT Bezug. Durch eine Reduktion des ST Bezugs werden mehr Kosten gespart als durch eine Reduktion des PAT Bezugs.



3.5.2.6. Tagesergebnisse des Kunden B

Beim Kunden B (und auch G) sind in Abbildung 6 ausserdem Rückspeisungen in das Netz mit negativen Werten der Verbrauchsleistung dargestellt.

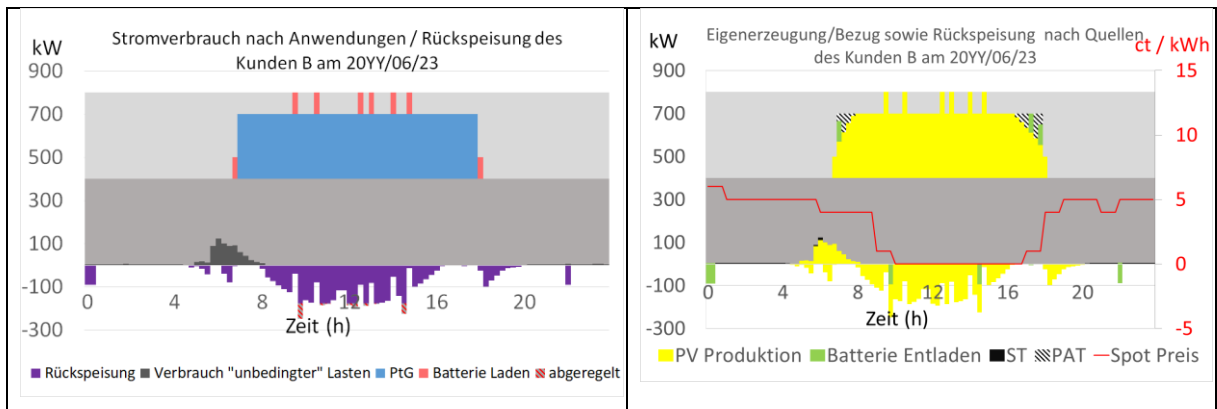


Abbildung 6: Initialer Fahrplan des Kunden B am 23. Juni: Verbrauch (links) und Bezug und Produktion (rechts)

Beim Kunden B wird eine P2G Anlage (blau) und eine Batterie angenommen, die in der linken Grafik rosa geladen wird und in der rechten Grafik grün entladen wird. Der Betrieb dieser bedingten Lasten richtet sich nach den Stunden mit dem geringsten Spotpreis. Zur Deckung des Stromverbrauchs gibt es neben dem Strombezug zu den beiden Tarifen ST und PAT und neben der PV Produktion noch die Entladung der Batterie. Anzumerken ist auch, dass die PV Produktion vor Ort drei Verwendungen findet:

- Die Reduktion des ST Bezugs ist die profitabelste Anwendung
- Die Reduktion des PAT Bezugs ist die zweit-profitabelste Anwendung und findet statt, wenn der ST Bezugs bereits auf 0 reduziert wurde
- Die Rückspeisung in das Netz ist weniger attraktiv und findet nur dann statt, wenn PV Strom übrig ist, nachdem ST Bezug und PAT Bezug beide bereits auf 0 reduziert wurden.

3.5.2.7. Tagesergebnisse des Kunden C

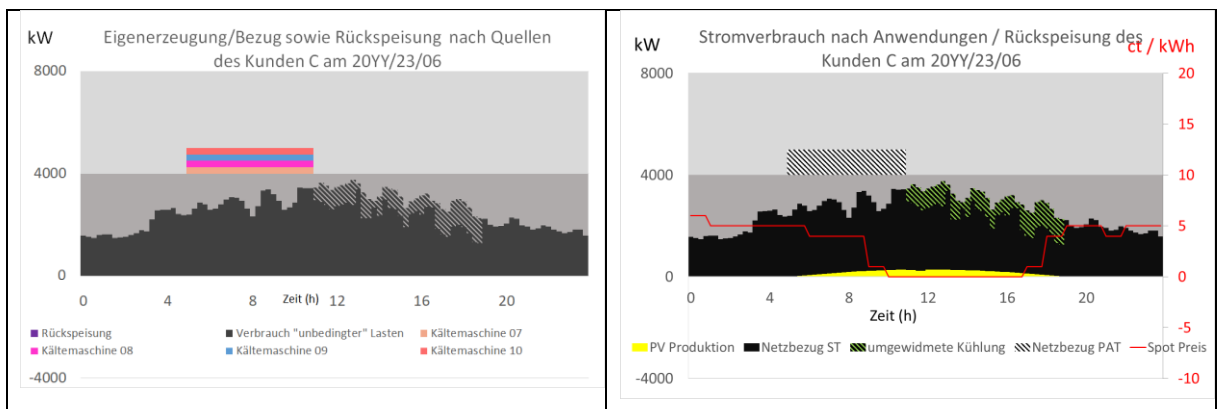


Abbildung 7: Initialer Fahrplan des Kunden C am 23. Juni: Verbrauch (links) und Bezug und Produktion (rechts)



Beim Kunden C, dessen Ergebnisse in Abbildung 7 dargestellt sind, werden nur die Reserve-Kältemaschine als bedingte Lasten angenommen, die aufgrund der vorher beschriebenen Randbedingungen der möglichen Betriebszeiten nicht komplett von den billigsten Spotpreisstunden profitieren können. Zur Deckung des Stromverbrauchs stehen rechts die beiden Strombezugstarife (ST und PAT) und die eigene PV Produktion (gelb) zu Verfügung. Die grün / schwarz gestrichelte Fläche stellt dabei den Verbrauch der normalen Kältemaschinen dar, welcher am Nachmittag, durch den Kältespeicher, der vermieden wird.

3.5.2.8. Tagesergebnisse des Kunden E

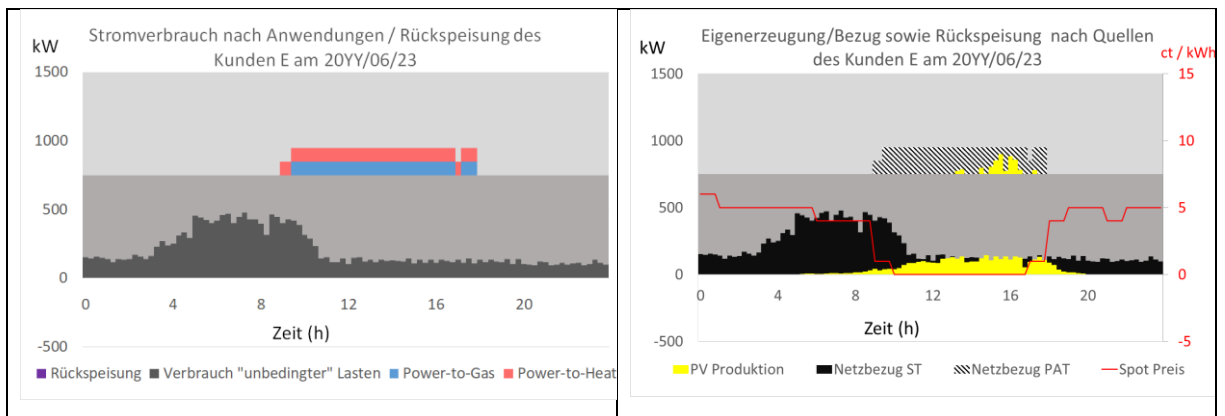


Abbildung 8: Initialer Fahrplan des Kunden E am 23. Juni: Verbrauch (links) und Bezug und Produktion (rechts)

Beim Kunden E, dargestellt in Abbildung 8, werden P2G (blau) und P2H (rosa) in den günstigsten Spotpreisstunden betrieben. Zur Deckung des Verbrauchs werden Strombezüge beider Tarife sowie die eigene PV Produktion eingesetzt. Die überschüssige PV Produktion in den Nachmittagsstunden dient der Alimentation der bedingten Lasten, welche die ins Netz rückspeisende Menge reduzieren.

3.5.2.9. Tagesergebnisse des Kunden F

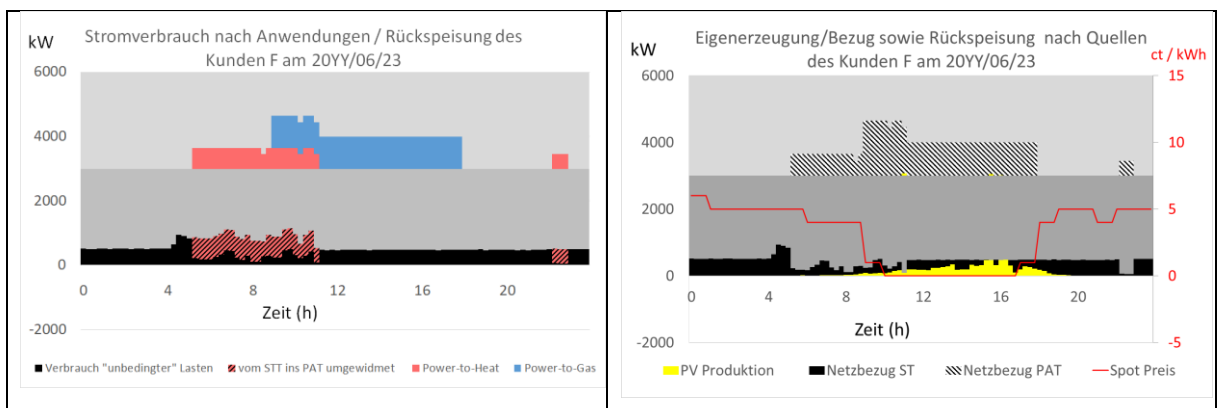


Abbildung 9: Initialer Fahrplan des Kunden F am 23. Juni: Verbrauch (links) und Bezug und Produktion (rechts)



Beim Kunden F, illustriert in Abbildung 9, werden P2G (blau) und P2H (rosa) in den günstigsten Spotpreisstunden betrieben. Beim P2H (rosa) handelt es sich um den Sonderfall der Produktionsöfen, die als bedingte Lasten betrieben werden. Der als unbedingte Last wegfallende Strombezug ist unten links als rosa und schwarz gestrichelte Fläche dargestellt. Neben dem Strombezug zu beiden Tarifen dient auch die PV Produktion (gelb) der Deckung des Verbrauchs, wobei die unbedingt-überschüssige Produktion auch zur Deckung der bedingten Lasten benutzt wird.

3.5.2.10. Tagesergebnisse des Kunden G

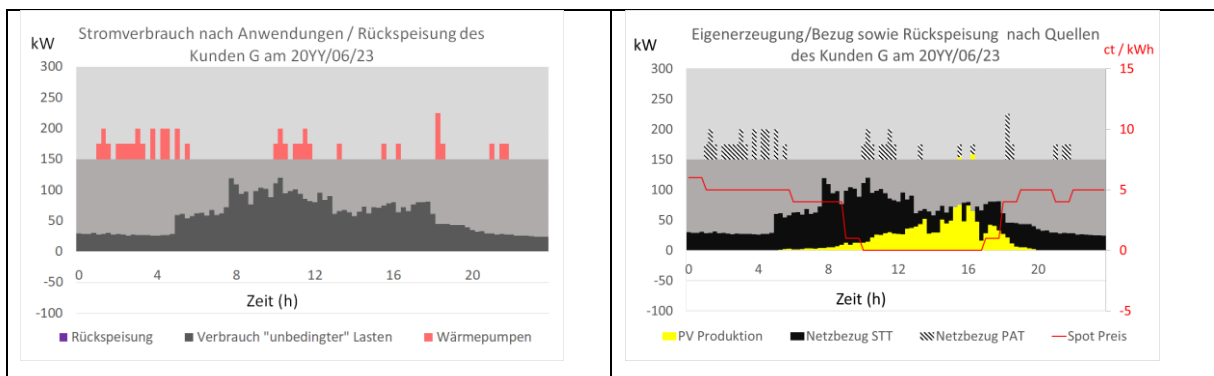


Abbildung 10: Initialer Fahrplan des Kunden G am 23. Juni: Verbrauch (links) und Bezug und Produktion (rechts)

Beim Kunden G, dessen Ergebnisse in Abbildung 10 dargestellt sind, werden Wärmepumpen (rosa) eingesetzt. Ihr Betrieb beschränkt sich nicht nur auf die Stunden der billigsten Spotpreise, weil angenommen wurde, dass sie den Wärmebedarf der vier Perioden von je sechs Stunden decken. Im Zeitraum von 6:00 bis 12:00 ist ersichtlich, dass trotzdem die billigsten Stunden gewählt werden. Der Stromverbrauch wird durch Strombezug und PV Eigenproduktion gedeckt. Die unbedingt-überschüssige Stromproduktion am Nachmittag deckt den Verbrauch der Wärmepumpen ab und wird teilweise in das Netz zurück gespeist (linke Graphik, violett).



3.5.2.11. Zusammenfassung der Tagesergebnisse aller Kunden

Der DM ist in der Lage, für jeden der sechs Endkunden korrekte und optimierte Initialfahrpläne zu berechnen. Die Zeit für die Optimierung beträgt i.d.R. 10 Minuten. Ausnahmen waren die Optimierungen für C und F, welche 30 Minuten benötigten. Dabei werden die Randbedingungen der Kunden von keinem der 2'190 resultierenden Fahrplänen verletzt.

Durch die Simulation der sechs Kunden wurden sämtliche Typen bedingter Lasten abgedeckt: Power-to-Gas, Power-to-Heat, Wärmepumpen, Batterie. Auch die wesentlichen Fälle ihrer Kombinationen wurden untersucht. In den vier Fällen wurde der PAT-Tarif für unterstützende Geräte eingesetzt, welche nicht in den Produktionsprozess eingebunden wurden. Dies ist das Hauptanwendungsgebiet für bedingte Lasten. Bei einer Abschaltung von bedingten Lasten soll die Produktion nicht beeinträchtigt werden. Aber bei den Kunden C und F mit Verbrauchsumwidmung von ST zu PAT wurden beispielhaft Fälle betrachtet, wo der neue PAT Tarif auch in Produktionsprozessen eingesetzt werden konnte.

Die PV Eigenproduktion kann auf drei Arten benutzt werden:

- 1) Substitution eines ST Bezuges
- 2) Substitution eines PAT Bezuges
- 3) NetZRückspeisung

Beim Kunden B wird aufgezeigt, wie in den kosten-optimierten Fahrpläne zuerst die erste (profitabelste), dann die zweite und erst zuletzt die dritte (weniger profitabel) Art eingesetzt wurde.

3.5.3. Kumulative Fahrpläne aller Kunden und Netzampelüberwachung

Nachdem die DM korrekte und optimale Fahrpläne berechnen können, galt es nun zu überprüfen, wie der GM die einzelnen Fahrpläne verarbeitet. Das Ampelsystem soll überprüft werden.

3.5.3.1. Überlastungssituation bei einem Betriebsmittel

Jedes Betriebsmittel kann eine maximale Leistung übertragen (physikalische Übertragungskapazität). Zur Vorhaltung einer Reserve für den n-1 Fall kann nur 50 % der Übertragungskapazität für unbedingte Lasten benutzt werden. Das ist die verfügbare Leistungsressource «Kapazität unbedingt». Aufgrund des Kundenverbrauchs gibt es eine tatsächlich transportierte Leistung («Leistung Ist»). Falls es irgendwann (zu einem beliebigen Zeitschritt) und irgendwo (bei einem beliebigen Betriebsmittel) die zu übertragende Leistung höher ausfällt, findet eine Überlastungssituation statt. Es wird zu viel Leistung (Leistung Ist) durch die verfügbare Leitungsressource «transportiert» (Kapazität unbedingt): ein Netzengpass. Es kann für unterschiedliche Netzbereiche und Betriebsmittel unterschiedliche physikalische Übertragungskapazitäten und daher unterschiedliche «Kapazitäten unbedingt» geben. In einem Betriebsmittel mit 10 MW physikalischer Übertragungskapazität stellt eine «Leistung Ist» von 4.8 MW keine Überlastungssituation dar. Eine Leistung von 5.8 MW hingegen überlastet ein Betriebsmittel von 10 MW. Die aussagekräftigere Grösse für die Beurteilung der Situation ist die dimensionslose relative Auslastung (48% im ersten Fall, 58% im zweiten Fall) als Verhältnis zwischen aktueller Last und physikalischer Übertragungskapazität.

Zusätzlich kann das Betriebsmittel auch bedingte Lasten bis zu 50% der verbleibenden Kapazität übertragen. Die 50% der verbleibenden Kapazität sind die verfügbare Leistungsressource für bedingte Lasten, welche in Kapitel 3.2.3 mit L bezeichnet wurden. Wenn (ebenso irgendwann irgendwo) eine



höhere Leistungssumme bedingter Lasten von den Kunden im initialen Fahrplan erwünscht ist, findet eine zweite Art von Überlastungssituation statt. Die relative Auslastung der bedingten Last übersteigt 50% der physikalischen Kapazität.

Um zu untersuchen, ob das vorgestellte System diese beiden Arten von Netzengpässen vermeiden kann, braucht es ein Szenario mit einem Netzengpass. Unter aktuellen Randbedingungen verstärken die VNB ihre Netze regelmässig, wenn neue Kundenlasten angeschlossen werden soll. Damit kommen Engpässe nicht vor und die technische Funktionalität unseres Konzeptes kann nicht untersucht werden.

3.5.3.2. Umgang mit einer Überlastung der unbedingten Lasten

Für die technische Verifikation des Ansatzes nehmen wir ein fiktives Szenario mit auftretendem Engpass an. Zu diesem Szenario gehören die in den vorangehenden Kapiteln beschriebenen Ausbauten flexibler Lasten für Industriekunden. Diese Ausbauten allein reichen jedoch noch nicht aus, um einen Engpass zu erhalten, da diese Industriekunden unterschiedlichen Teilnetzen angehören. Damit belasten sie unabhängig voneinander ihr Mittelspannungsnetz. Deshalb nehmen wir fiktiv an, dass alle Kunden im selben Strang eines Mittelspannungsnetzes liegen, wie in Abbildung 11 mit den Kunden A, B und C dargestellt.

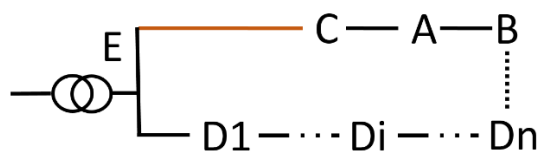


Abbildung 11: Fiktives Netz mit drei Endkunden A, B und C im selben Strang

Die aus allen Kunden resultierende Belastung ist das Ergebnis einer Lastflussrechnung. Diese Rechnung ist im Falle einer Netzstruktur mit offenen Ringen die einfache Summe der Belastung aller Kunden, die in nachgelagerten Netzteilen angeschlossen sind. Somit tritt die höchste absolute Belastung beim ersten Betriebsmittel, zwischen der Einspeisung / Eingang E (Transformator aus dem vorgelagerten Netz) und dem ersten Kunden C, auf. Wir illustrieren der Einfachheit halber den Fall eines Ringnetzes, in dem alle Betriebsmittel des Netzes dieselbe maximale Übertragungskapazität haben⁶. Daher tritt im ersten Betriebsmittel auch die höchste relative Auslastung – bezogen auf die Kapazität – auf. Bei diesem Betriebsmittel kann es häufiger als bei anderen vorkommen, dass die relative Auslastung 50% überschreitet. Deshalb wird vor allem die Situation dort untersucht.

Betriebsmittel dürfen heute nicht über 50% ihrer Kapazität mit unbedingten Lasten betrieben werden, damit Reserve für den n-1 Fall existiert. Wir nehmen an, dass das Betriebsmittel von E nach C eine Kapazität von 12 MW hat, davon 6 MW für unbedingte Lasten und 6 MW für die n-1 Reserve. Da die höchste aufgetretene summierte Leistung von A, B und C nur 5'308 kW beträgt, sind etwa 692 kW noch frei, bevor eine Netzverstärkung fällig wird.

Am 24. August betrug die Spitze der unbedingten Lasten wie oben genannt 5'308 kW. Die bedingten Lasten wurden zu anderen Tageszeiten aufgrund des Spotpreises gebucht, so dass dieser Tag nicht

⁶ Projektimplementierung mit Überprüfung der relativen Auslastung kann mit der Situation von Betriebsmitteln unterschiedlicher Kapazitäten umgehen.



zur Darstellung des Engpasses geeignet war. Am dargestellten 23. Juni mit der zweithöchsten Leistung der bedingten Lasten werden in den initialen Fahrplänen die bedingten Lasten in der gleichen Stunde (11 Uhr) wie die unbedingten Lasten erwünscht. In Fortsetzung der vorigen Ergebnisse wird hier der 23. Juni dargestellt. Abbildung 12 stellt die gesamte Netzbelastung inklusiv bedingten Lasten am Beispieltag des 23. Juni dar.

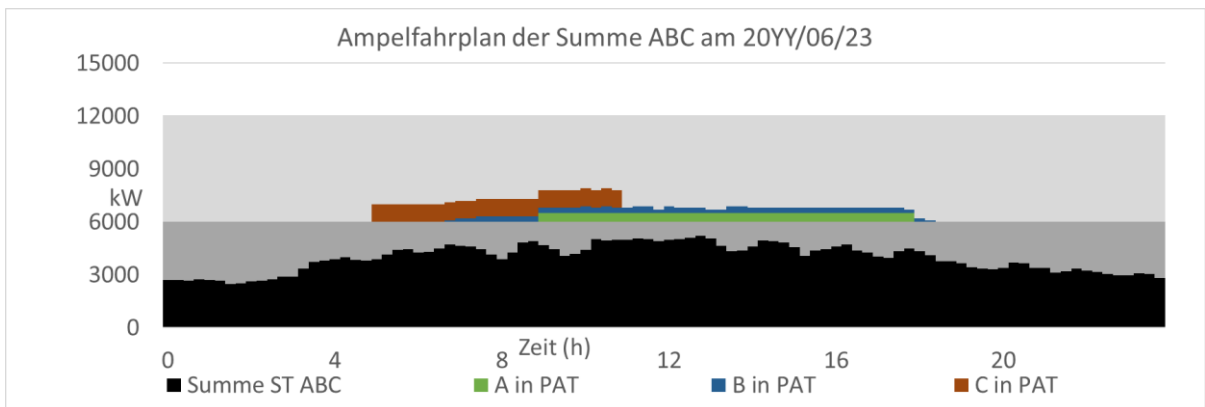


Abbildung 12: Kumulierte Fahrpläne der Kunden A, B und C am 23. Juni

Die kumulierte Leistung der bedingten Lasten aller drei Kunden beträgt um 11 Uhr 1'900 kW, diejenige der unbedingten Lasten 5'031 kW. Bei traditionellem Anschluss der neuen Lasten, d.h. ohne das Poweralliance Konzept mit bedingten Lasten, würde die gesamte Leistung mit 6'931 kW die vorgesehene Kapazität von 6'000 kW überschreiten, so dass ein Netzausbau zur Verstärkung dieses Mittelspannungsringes benötigt würde. Durch den Anschluss der neuen Kundenlasten als bedingte Lasten wird dieser Engpass jedoch verhindert. Die freie Kapazität für unbedingten Lasten ist 969 kW, für bedingte Lasten ist das n-1 Band ebenfalls nicht voll besetzt.

3.5.3.3. Umgang mit einer Netzüberlastung durch bedingte Lasten

Das Konzept der bedingten Lasten bietet eine weitere Möglichkeit, Engpässe im Bereich der bedingten Lasten zu vermeiden, die im Folgenden illustriert wird. Hierzu nehmen wir ein zweites Szenario eines fiktiven Netzes mit provoziertem Netzengpass an. In dieser Konfiguration möchten nicht nur die bestehenden Kunden A, B und C bedingte Last benutzen, sondern ebenfalls auch neue Firmen. Der Kunde X, dessen Lage aus Abbildung 13 hervorgeht, hat keine unbedingte aber 7 MW bedingte Lasten (z.B. eine P2G Anlage mit 1 MW und drei weitere Anlagen mit 2 MW).

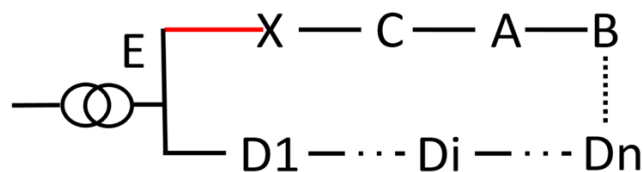


Abbildung 13: Fiktives Netz mit vier Endkunden A, B, C und X im selben Strang



Der initiale Tagesfahrplan des Kunden X geht aus der Abbildung 14 hervor. Ein Einsatz der P2G Aggregate wird in den Stunden mit billigsten Spotpreisen gewünscht.

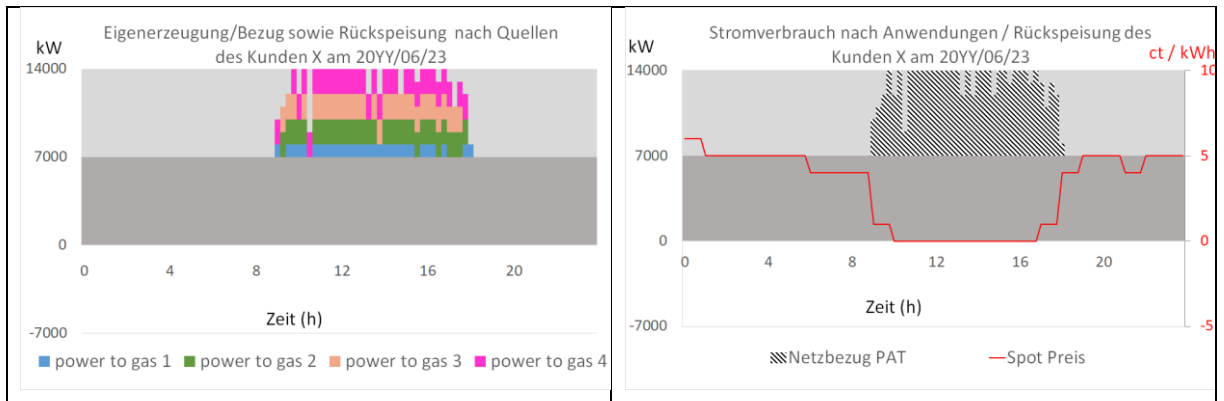


Abbildung 14: Initialer Tagesfahrplan des Kunden X

Der höchst belastete Strang liegt zwischen E und X. Die summierte Leistung an diesem Strang ist in Abbildung 15 dargestellt, wobei der Anteil in Gelb vom neuen Kunden X verursacht wird.

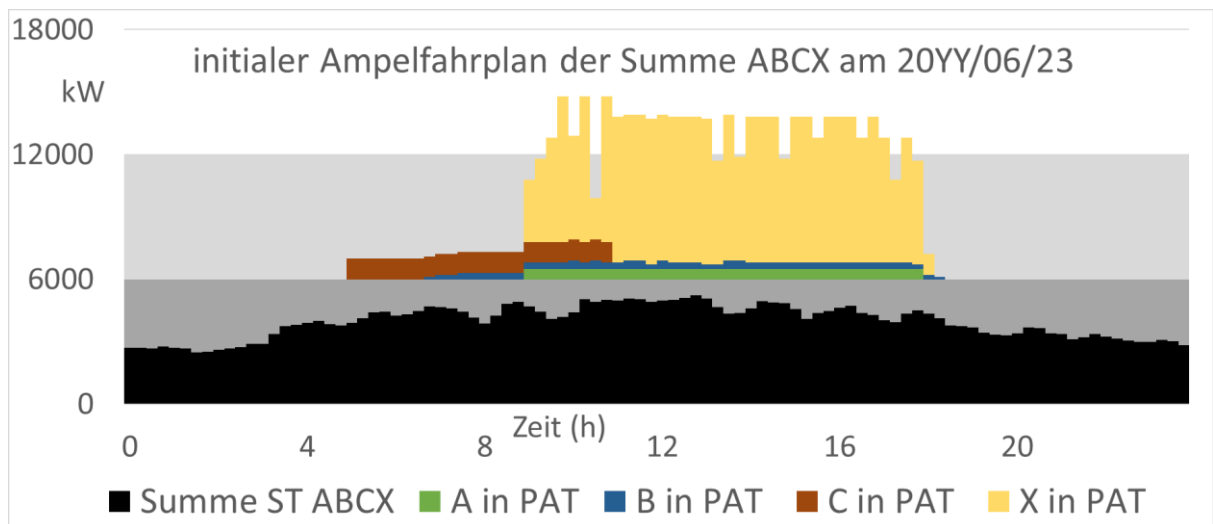


Abbildung 15: Summierte initiale Fahrpläne mit vier Kunden A, B, C und X

Um 13:30 möchten gemäss den initialen Fahrplänen die Kunden A, B und X gleichzeitig ihre bedingten Lasten betreiben. Mit 7'900 kW übersteigt die summierte Leistung der bedingten Lasten die Breite des n-1 Bandes von 6'000 kW um 1'900 kW, so dass eine Kürzung durch das automatisierte Ampelüberwachungssystem (GM) stattfindet. Zu diesem Zeitpunkt ist kein Betrieb bedingter Lasten des Kunden C vorgesehen. Bei der Einkürzung kann der Leistungsanteil für Kunde C an die anderen Kunden verteilt werden, was den 23. Juni zu einem interessanten Sonderfall macht.



Die resultierenden akzeptierten Fahrpläne gehen aus den grünen, blau und gelben Flächen der Abbildung 16 hervor, wobei in lila der summierte gekürzte Anteil dargestellt wird.

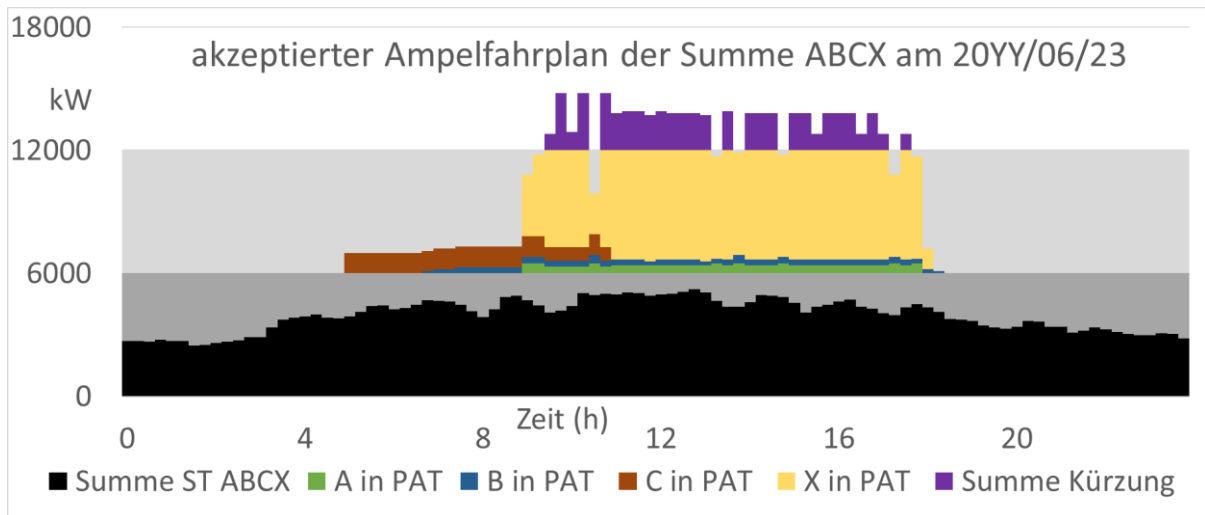


Abbildung 16: Summierte akzeptierte Fahrpläne (nach Kürzungen) der vier Kunden A, B, C und X

Der Umfang der Kürzungen richtet sich nach dem in Kapitel 3.2.3 beschriebenen Kapazitätspunktesystem. Jeder Kunde soll eine Mindestanzahl an Kapazitätspunkten, mindestens so viele Punkte, wie er kW initialer Leistung möchte, kaufen. Für 500 kW braucht er per Definition mindestens 500 Kapazitätspunkte. Er kann jedoch auch beispielsweise 1000 kaufen, um im Falle eines Netzengpasses weniger eingekürzt zu werden. Im Folgenden wird dies illustriert. Die Kürzungsergebnisse der Tabelle 8, welche die Nachmittagsstunden der Abbildung 16 entsprechen, beziehen sich auf den Fall, bei welchem die Anschlussleistung der bedingten Lasten und die Kapazitätspunktezahl identisch sind.

Tabelle 8: Kürzungen beim Zeitschritt 54 (13:30 Uhr)

	Initiale Leistung (kW)	Punkte	Akzeptierte Leistung (kW)
Kunde A	500	500	379.7
Kunde B	400	400	303.8
Kunde C	0	1'000	0
Kunde X	7'000	7'000	5'316.5

Damit Kunde C am Vormittag seine bedingte Last betreiben kann, braucht er 1'000 Kapazitätspunkte. In den Nachmittagsstunden wünscht Kunde C keinen Betrieb. Bei der Kürzung am Zeitschritt 54 (13:30 Uhr) wird die verfügbare Kapazität von 6'000 kW proportional zu den Punkten verteilt. Da Kunde C die Leistung nicht benötigt, wird sie den verbleibenden Kunden angeboten. Tabelle 9 zeigt nun den Fall mit 1'000 Kapazitätspunkten beim Kunden A, wobei die anderen Kunden keine zusätzlichen Punkte kaufen.



Tabelle 9: Kürzungen beim Zeitschritt 54 (13:30 Uhr), wenn Kunde A doppelt so viele Punkte gekauft hat.

	Initiale Leistung (kW)	Punkte	Akzeptierte Leistung (kW)
Kunde A	500	1'000	500
Kunde B	400	400	297.3
Kunde C	0	1'000	0
Kunde X	7'000	7'000	5'202.7

Durch die Verdopplung der angekauften Kapazitätspunkte durch Kunden A vermeidet er in diesem Fall die Kürzung für ihn und erhöht geringfügig die Kürzung der anderen Kunden B und X. Somit ist für B und X auch ein Anreiz gegeben, mehr Kapazitätspunkte zu kaufen. Jeder Kunde kann für sich entscheiden, entweder in Kapazitätspunkte zu investieren oder in seltenen Fällen auf einige Lastensätze bei den günstigsten Zeitschritten zu verzichten (und sie in andere, geringfügig teurere Zeitschritte zu verschieben).

Auf Seite des DM werden dann die vom GM akzeptierten Fahrpläne empfangen, welche die Granularität des Kunden haben, und daraus die Kundenfahrpläne mit der Granularität der einzelnen Aggregate berechnet. Dies wird in Tabelle 10 am Beispiel des Kunden B dargestellt, deren summierte Leistung von 400 auf 303.8 kW abzusenken ist.

Tabelle 10: Anpassung der Leistung der einzelnen Aggregate durch den DM

	max	Anzahl Stufen	Initial	Akzeptiert
P-to-G	300	100	300	204
Batterie Laden	100	100	100	99
Summe	400	-	400	303

Jedes Aggregat ist mit einer minimalen und maximalen Leistung und mit einer Anzahl diskreter Stufen dazwischen charakterisiert. Zur Absenkung der summierten Leistung aller Aggregate eines Kunden auf seine akzeptierte Leistung wird die Leistung in den einzelnen Aggregaten abgestuft abgesenkt. Durch die Benutzung diskreter Stufen wird in der Regel die durch GM akzeptierte Leistung letztendlich durch DM nicht genutzt. In unserem Beispiel beträgt die summierte Leistung aller Aggregate 303 kW, obwohl 303.8 kW akzeptiert wurden, also 0.8 kW wird nicht genutzt. Die Funktion in DM sorgt jedoch dafür, dass der unbenutzte Anteil minimiert wird und somit nie die kleinste Stufenbreite (in unserem Beispiel 1 kW für die Batterie) übersteigt.



3.5.3.4. Zusammenfassung und Ergebnisstatistik der Überlastungssituationen

Die Tagessimulationen wurden für jeden Tag eines Jahres wiederholt. Es wurde geprüft, dass der GM jeden Tag in der Lage ist, die benötigten Kürzungen durchzuführen. Somit können die akzeptierten Fahrpläne sicher betrieben werden, ohne dass Netzgrenzen überschritten werden. Aus allen Tagessimulationen resultiert eine Jahresstatistik der Kürzungen. In der Konfiguration ohne Kunden X beträgt die höchste Leistung der bedingten Last 1'900 kW, einem tieferen Wert als die Netzgrenze (Breite der n-1 Band) von 6000 kW, so dass keine Kürzung auftritt: Das n-1 Band wird zwischen 0 % am 23. Januar und 8.7 % am 20. Mai betrieben, wobei der Jahresmittelwert bei 1.5 % liegt.

In der Konfiguration mit Kunde X steigt die n-1 Band Nutzung der initialen Fahrpläne auf Werte zwischen 0.4 % am 7. November und 80.7 % am 20. Mai mit einem Jahresmittelwert von 7.3 %. Kürzungen müssen an 72 unterschiedlichen Tagen vorgenommen werden. Im Durchschnitt über das Jahr beträgt die gekürzte Menge 0.9 % des Bandes und die maximale Kürzung eines Tages beträgt 17.1 % des Bandes (19. Dezember). Der Umfang der Kürzung hängt stark vom Ausbau der bedingten Lasten ab. Es ist zu erwarten, dass in einer ersten Zeit nie ausreichend bedingte Lasten angeschlossen werden, welche zu Kürzungen führen.

Zusammenfassend ist zu bemerken, dass ohne den PAT Tarif ein Netzausbau bei dem zu erwartenden Ausbau der Lasten unausweichlich erscheint. Mit PAT-Tarif kann der Netzausbau zumindest ein gutes Stück verzögert werden. Selbst eine Überlastung des Netzes mit bedingten Lasten kann durch die Einkürzungen vermieden werden. Einkürzungen sind möglich aufgrund des besonderen Charakters der bedingten Lasten. Insofern sind keine grossen negativen Effekte zu erwarten. Aber um diese auch zu untersuchen, wird im nächsten Kapitel die wirtschaftliche Seite des PAT-Ansatz betrachtet.

3.5.4. Jahresenergiebilanz und Wirtschaftlichkeit neuer Lasten für Endkunden

Da die Simulation für jeden Tag eines Jahres durchgeführt wurde, ist für den einzelnen Kunden eine Auswertung der Jahresenergiemengen und –kosten möglich. Zur Darstellung dieser Bilanzen werden, wie in Tabelle 11 gezeigt, vier Fälle bezüglich Referenzjahr, Ausbaustand und Einführung des PA Tarifs für bedingte Lasten definiert.

Tabelle 11: Für die Jahresbilanz verglichene Fälle

Bezeichnung	Referenzjahr	Ausbau flexibler Lasten	Reduzierter PA Tarif
1_heute_keinAusbau_keinPAT	2016	Nein	Nein
2_morgen_keinAusbau_keinPAT	2035	Nein	Nein
3_morgen_Ausbau_keinPAT	2035	Ja	Nein
4_morgen_Ausbau_PAT	2035	Ja	Ja

Für die Jahresenergiebilanz vergleichen wir die Konfigurationen ohne Ausbau (Fälle 1 und 2) mit den Konfigurationen mit Ausbau (Fälle 3 und 4). Die Darstellung besteht aus einem positiven Teil (Bezug und Produktion) und einem negativen Teil (Verbrauch). Beide Teile sind in der Bilanzierung ausgeglichen.

Die Jahresenergiekosten sind in jedem der vier Fälle unterschiedlich:



- Durch den Vergleich der Fälle 1 und 2 zeigen wir den erwarteten Anstieg der Energiekosten auf.
- Durch den Vergleich der Fälle 2 und 4 quantifizieren wir, ob für den Kunden der Ausbau der neuen Lasten unter den angenommen tariflichen Bedingungen wirtschaftlich sinnvoll ist.
- Durch den Vergleich der Fälle 2 und 3 untersuchen wir zudem, ob der wirtschaftliche Ausbau der neuen Lasten ohne die tariflichen Bedingungen möglich gewesen wäre.

Die finanzielle Bilanzierung beinhaltet nur die Kundenkosten. Die Kosten des VNBs wurden nicht einbezogen.

Fall 3 wurde intern ausgewertet aber nicht an den Endkunden vorgestellt. Im Fall 3 (Ausbau der Lasten ohne Poweralliance Konzept) wäre im gewählten fiktiven Ringnetz eine Netzverstärkung nötig. Für eine komplettere Kostenbetrachtung im Fall 3 müsste der VNB und seine für die Netzverstärkung fälligen Kosten beinhalten. Da die Quantifizierung dieser Kosten von vielen weiteren Parameter abhängt, die jedoch kein Kernpunkt des Projekts sind, wurde ein Verzicht auf die Fall 3 in der graphischen Darstellung entschieden. Die Energiekosten der nachfolgenden Abbildungen enthalten somit nur die Fälle 1, 2 und 4.

3.5.4.1. Jahresergebnisse des Kunden A

In der Energiebilanz der Abbildung 17 ist für Kunde A Folgendes festzuhalten:

- Der Verbrauch nimmt um die Menge der P2H Anlage (violett) zu
- Der Mehrverbrauch wird durch einen Strombezug zum PAT und eine PV Produktion kompensiert, wobei der Bezug zum Standard Tarif (ST) abnimmt.

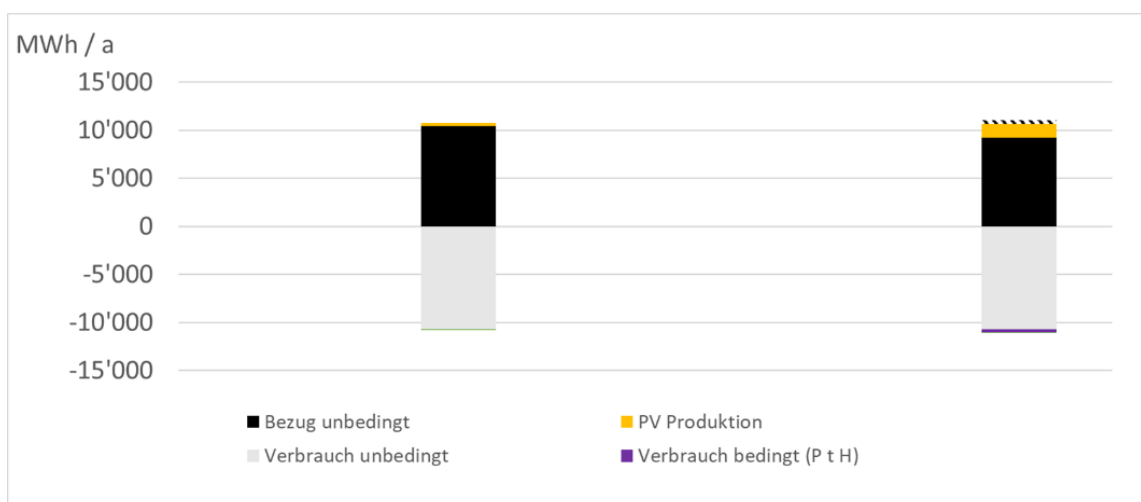


Abbildung 17: Jahresenergie Mengenbilanz des Kunden A: ohne Ausbau (Fälle 1 und 2 links) vs. mit Ausbau (Fälle 3 und 4, rechts)



In der Energiekostenbilanz der Abbildung 18 ist für Kunde A im Vergleich zwischen Fall 2 (Mitte) und 4 (rechts) Folgendes festzuhalten:

- Stromarbeitskosten nehmen um 11 % ab (blau)
- Gaskosten sinken um 1,5 % (orange)
- Stromleistungskosten nehmen um 3% zu, da 500 kW als bedingte Last neu angeschlossen werden.

Mit allen drei Komponenten sinken die Energiekosten um 5,6 %. Allerdings ist hierzu eine Investition in PV und in dem Elektroboiler von insgesamt 671'000 CHF nötig (siehe Kapitel 0). Hierzu rechnen wir auf 20 Jahre hinaus mit einer jährlichen statischen Amortisation von 33'550 CHF /a, sodass in Summe der Gesamtkosten nur um 4.6 % sinken. Immerhin zeigt diese Kostensenkung, dass für Kunde A, dass der Ausbau wirtschaftlich möglich ist.

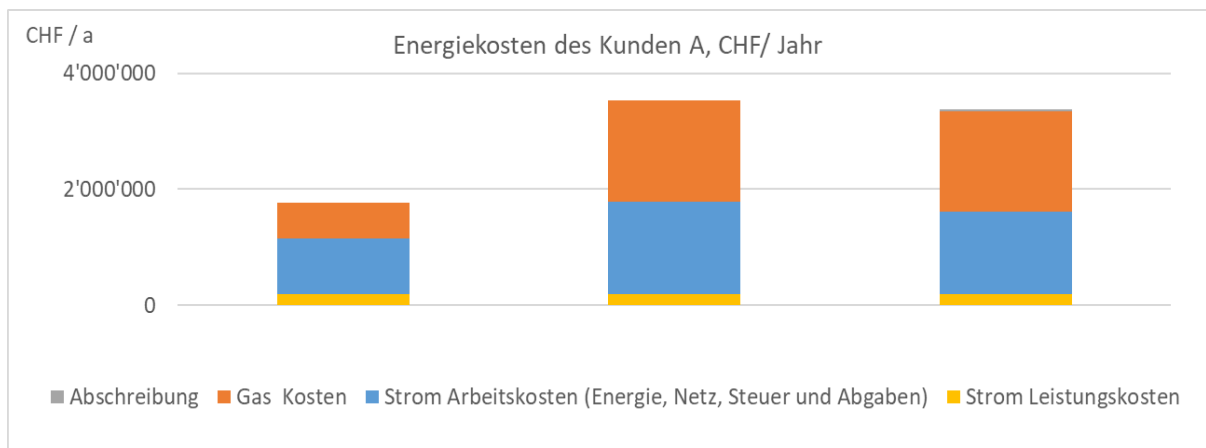


Abbildung 18: Jahresenergiekostenbilanz für den Kunden A, Fall 1 (links), 2 (Mitte) und 4 (rechts)

3.5.4.2. Jahresergebnisse des Kunden B

In der Energiebilanz der Abbildung 19 ist für Kunde B Folgendes festzuhalten:

- Der Verbrauch nimmt um die Bedarfsmenge der P2G Anlage und des Batterie Ladens (violett) zu. Die Rückspeisung ins Netz (grün) sinkt.
- Der Mehrverbrauch wird durch einen Strombezug zum PAT und eine PV Produktion und das Entladen der Batterie kompensiert, wobei der Bezug zum Standard Tarif (ST) abnimmt.

Mit der gewählten Dimensionierung des Elektrolyseurs wird etwas mehr als der Jahresgasverbrauch an Gas (H₂) produziert. Prinzipiell kann der Kunde B den Überschuss⁷ exportieren (und verkaufen, so dass aus Gaskosten schliesslich Erlöse werden).

⁷ Überschuss zu produzieren war kein Ziel, sondern ein Ergebnis der Simulation. Durch eine geringfügige Absenkung der Leistung des Elektrolyseurs könnte der Überschuss vermieden werden. Die detaillierte Dimensionierung war jedoch kein Kernthema des Projekts.

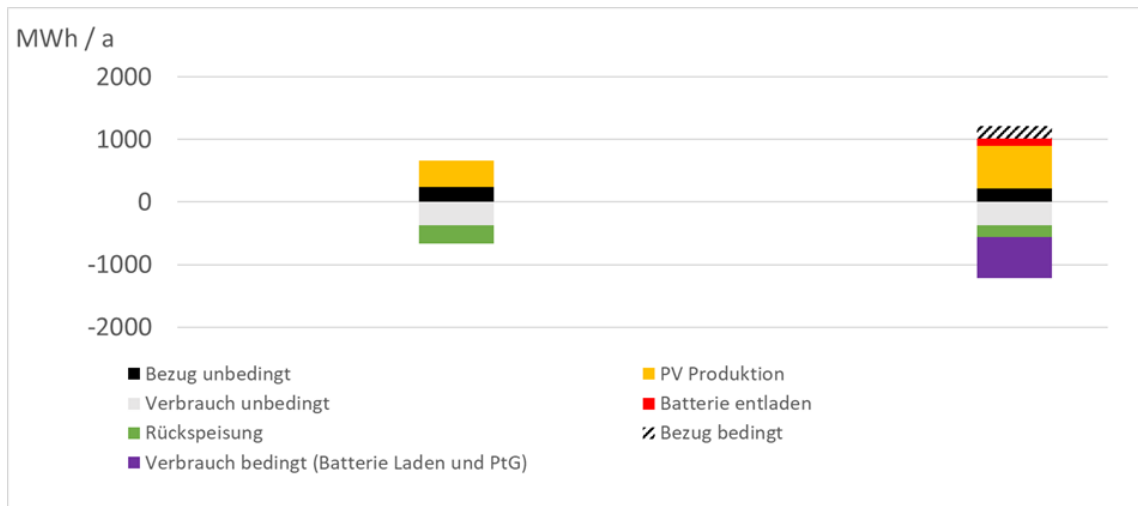


Abbildung 19: Jahresenergie Mengenbilanz des Kunden B: ohne Ausbau (Fälle 1 und 2 links) vs. mit Ausbau (Fälle 3 und 4, rechts)

In der Energiekostenbilanz der Abbildung 20 ist für Kunde B im Vergleich zwischen Fall 2 (Mitte) und 4 (rechts) Folgendes festzuhalten:

- Stromarbeitskosten nehmen um 19 % ab (blau)
- Gaskosten sinken um etwas mehr als 100 % (orange) (der oben erwähnte Überschuss an Gasproduktion könnte verkauft werden).
- Stromleistungskosten nehmen um 18% zu, da 400 kW als bedingte Last neu angeschlossen werden.

Werden alle drei Komponenten betrachtet, so sinken die Energiekosten um 44 %. Allerdings ist hierzu eine Investition in PV, Batterie und P2G von insgesamt 387'200 CHF notwendig. Hierzu über 20 Jahre rechnen wir mit einer jährlichen statischen Amortisation von 19'360 CHF /a, sodass in Summe die Gesamtkosten nur um 15 % sinken. Diese Kostensenkung zeigt, dass für Kunde B der Ausbau ebenfalls wirtschaftlich möglich ist.

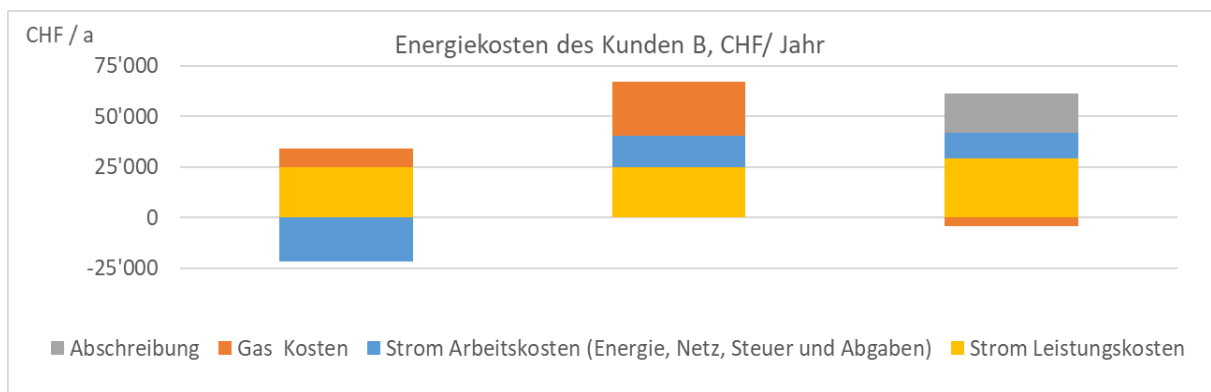


Abbildung 20: Jahresenergiekostenbilanz für den Kunden B, Fall 1 (links), 2 (Mitte) und 4 (rechts)



3.5.4.3. Jahresergebnisse des Kunden C

In der Energiebilanz der Abbildung 21 ist für Kunde C Folgendes festzuhalten:

- Der Verbrauch nimmt um die Menge der bedingten Kältemaschinen (violett) geringfügig zu. Der Verbrauch unbedingter Lasten sinkt entsprechend.
- Der Verbrauch wird durch einen Strombezug zum PAT und die PV Produktion kompensiert. Der Bezug zum Standard Tarif (ST) abnimmt.

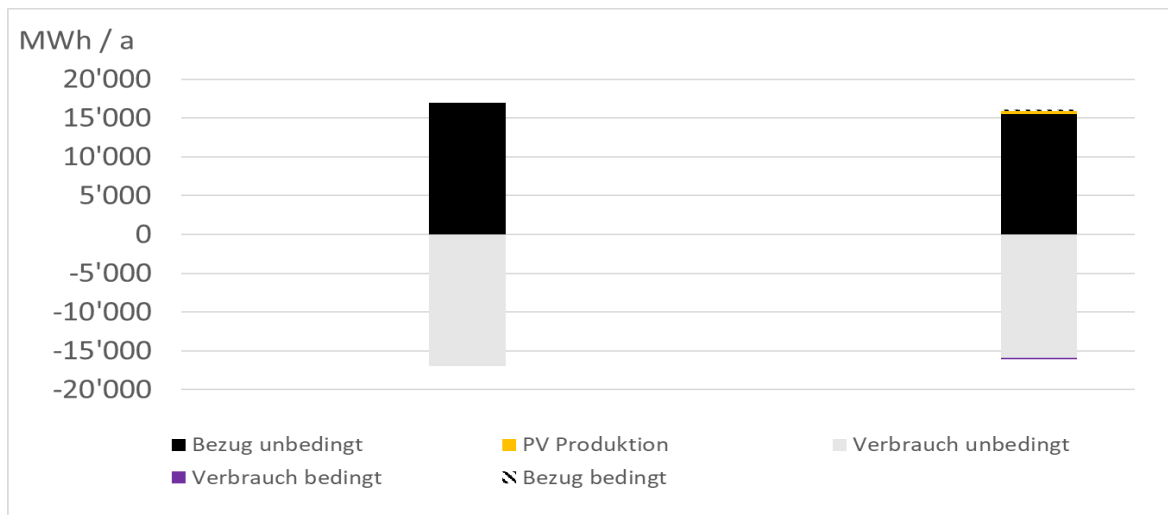


Abbildung 21: Jahresenergie Mengenbilanz des Kunden C: ohne Ausbau (Fälle 1 und 2 links) vs. mit Ausbau (Fälle 3 und 4, rechts)

In der Energiekostenbilanz der Abbildung 22 ist für Kunde C im Vergleich zwischen Fall 2 (Mitte) und 4 (rechts) Folgendes festzuhalten:

- Stromarbeitskosten nehmen um 4.4 % ab (blau)
- Gaskosten sind unverändert (orange)
- Stromleistungskosten nehmen um 1.3 % zu, da 500 kW als bedingte Last neu angeschlossen werden.

Werden alle drei Komponenten betrachtet, so sinken die Energiekosten um 2.3 %. Allerdings ist hierzu eine Investition in PV von insgesamt 220'000 CHF notwendig. Über 20 Jahre rechnen wir mit einer jährlichen statischen Amortisation von 11'000 CHF /a, sodass in Summe die Gesamtkosten nur um 2.1 % sinken. Diese Kostensenkung zeigt, dass auch für Kunde C der Ausbau wirtschaftlich möglich ist.

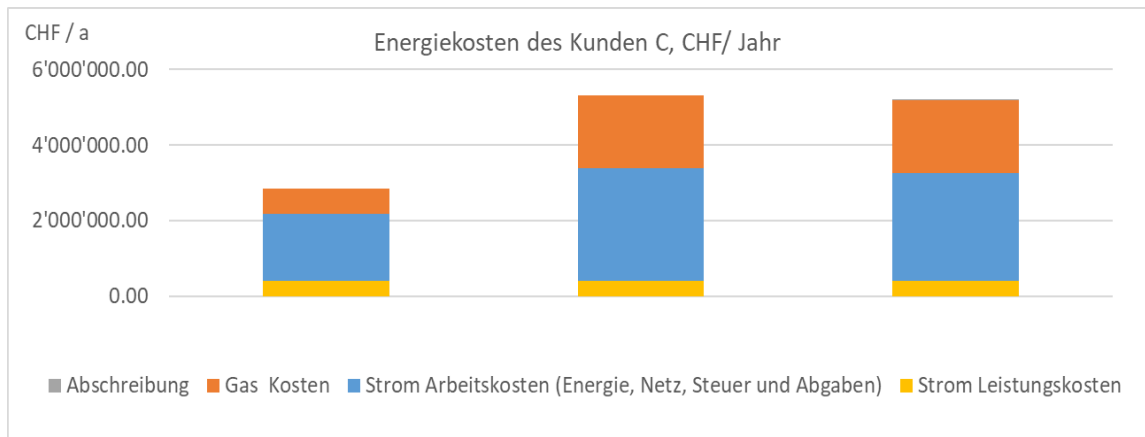


Abbildung 22: Jahresenergiekostenbilanz für den Kunden C, Fall 1 (links), 2 (Mitte) und 4 (rechts)

3.5.4.4. Jahresergebnisse des Kunden E

In der Energiebilanz der Abbildung 23 ist für Kunde E Folgendes festzuhalten:

- Der Stromverbrauch (linke Stapel) nimmt um die Menge der P2H und P2G Anlage (violett) zu. Der Gasimport (rechter Stapel) sinkt entsprechend.
- Der Mehrverbrauch wird durch einen Strombezug zum PAT und die PV Produktion kompensiert, wobei der Bezug zum Standard Tarif (ST) abnimmt.

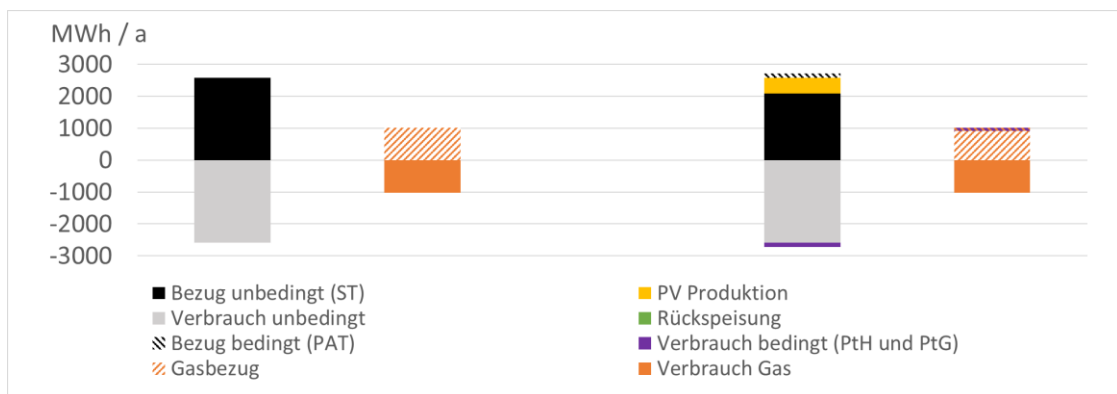


Abbildung 23: Jahresenergie Mengenbilanz des Kunden E: ohne Ausbau (Fälle 1 und 2 links) vs. mit Ausbau (Fälle 3 und 4, rechts)

In der Energiekostenbilanz der Abbildung 24 ist für Kunde E im Vergleich zwischen Fall 2 (Mitte) und 4 (rechts) Folgendes festzuhalten:

- Stromarbeitskosten nehmen um 15 % ab (blau)
- Gaskosten sinken um 11 % (orange)
- Stromleistungskosten nehmen um 4% zu, da 200 kW als bedingte Last neu angeschlossen werden.



Mit allen drei Komponenten sinken die Energiekosten um 12,8 %. Allerdings ist hierzu eine Investition in PV, P2G und in einen Elektroboiler von insgesamt 475'200 CHF notwendig. Über 20 Jahre rechnen wir mit einer jährlichen statischen Amortisation von 23'760 CHF /a, sodass in Summe die Gesamtkosten nur um 8.9 % sinken. Diese Kostensenkung zeigt ebenfalls, dass für Kunde E der Ausbau wirtschaftlich möglich ist.

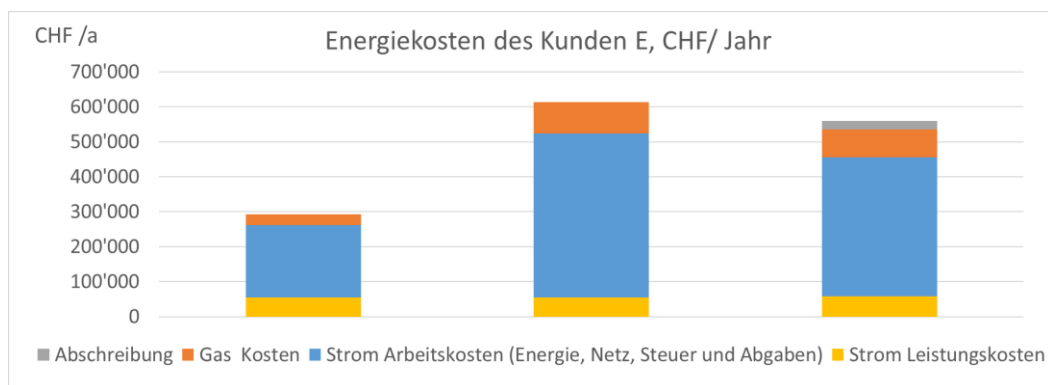


Abbildung 24: Jahresenergiekostenbilanz für den Kunden E, Fall 1 (links), 2 (Mitte) und 4 (rechts)

3.5.4.5. Jahresergebnisse des Kunden F

In der Energiebilanz der Abbildung 25 ist für Kunde F Folgendes festzuhalten:

- Der Verbrauch nimmt um die Menge der P2G Anlage (violett) zu und der Gasimport sinkt entsprechend.
- Der Stromverbrauch von unbedingten Lasten (grau) wird bei den Öfen zu einem bedingten Lastbezug umgewidmet (violett)
- Der Mehrverbrauch wird durch einen Strombezug zum PAT und die PV Produktion kompensiert, wobei der Bezug zum Standard Tarif (ST) abnimmt.

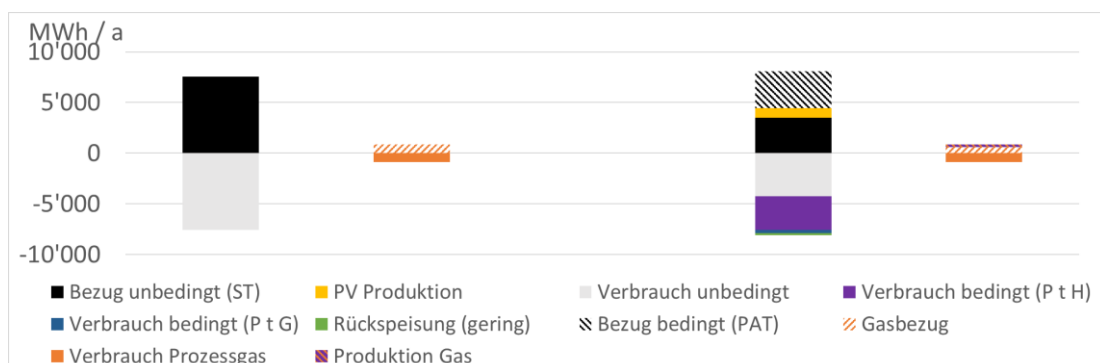


Abbildung 25: Jahresenergie Mengenbilanz des Kunden F: ohne Ausbau (Fälle 1 und 2 links) vs. mit Ausbau (Fälle 3 und 4, rechts)



In der Energiekostenbilanz der Abbildung 26 ist für Kunde F im Vergleich zwischen Fall 2 (Mitte) und 4 (rechts) Folgendes festzuhalten:

- Stromarbeitskosten nehmen um 24 % ab (blau)
- Gaskosten sinken um 30 % (orange)
- Stromleistungskosten nehmen um 54% ab, da 1000 kW als bedingte Last neu angeschlossen werden und aber 1300 kW von einem ST zu einem PAT Bezug umgewidmet werden.

Werden alle drei Komponenten betrachtet, so sinken die Energiekosten um 28 %. Allerdings ist hierzu eine Investition in PV und P2G von insgesamt 2'530'000 CHF notwendig. Über 20 Jahre rechnen wir mit einer jährlichen statischen Amortisation von 126'500 CHF /a, sodass in Summe die Gesamtkosten nur um 20 % sinken. Diese Kostensenkung zeigt erneut, dass für Kunde F der Ausbau wirtschaftlich möglich ist.

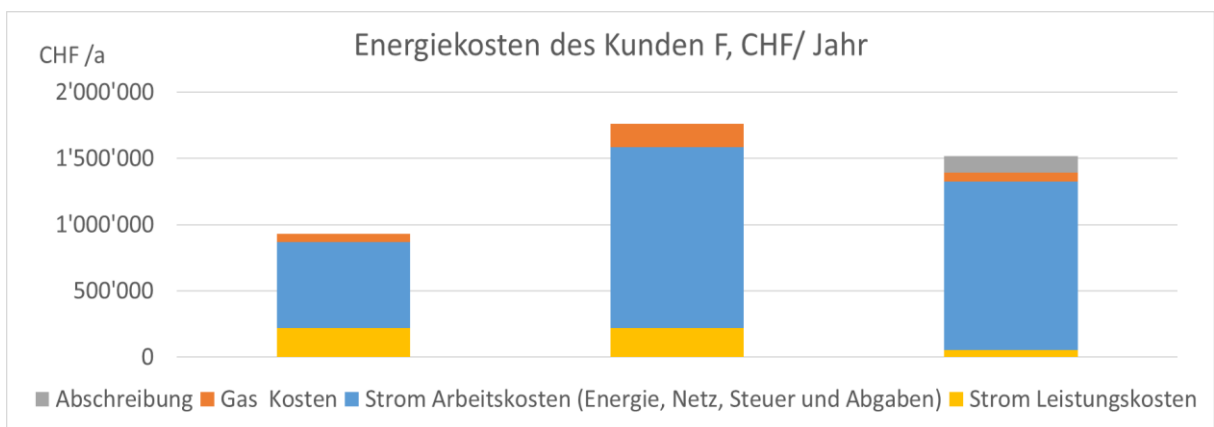


Abbildung 26: Jahresenergiekostenbilanz für den Kunden F, Fall 1 (links), 2 (Mitte) und 4 (rechts)



3.5.4.6. Jahresergebnisse des Kunden G

In der Energiebilanz der Abbildung 27 ist für Kunde G Folgendes festzuhalten:

- Der Verbrauch nimmt um die Menge der Wärmepumpen (violett) zu. Dabei wird der Zukauf von Heizöl komplett vermieden.
- Der Mehrverbrauch wird durch einen Strombezug zum PAT und die PV Produktion kompensiert, wobei der Bezug zum Standard Tarif (ST) abnimmt.

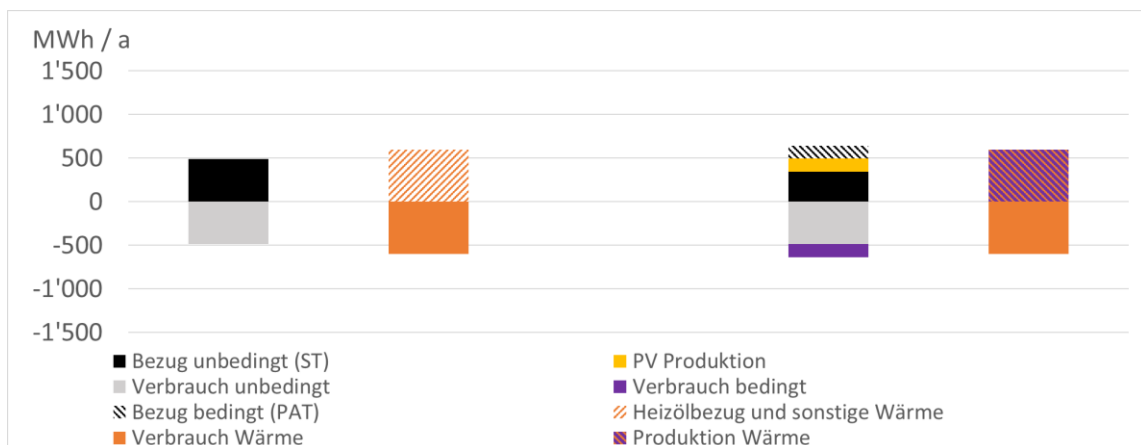


Abbildung 27: Jahresenergie Mengenbilanz des Kunden G: ohne Ausbau (Fälle 1 und 2 links) vs. mit Ausbau (Fälle 3 und 4, rechts)

In der Energiekostenbilanz der Abbildung 28 ist für Kunde G im Vergleich zwischen Fall 2 (Mitte) und 4 (rechts) Folgendes festzuhalten:

- Stromarbeitskosten nehmen um 8% ab (blau)
- Kosten fossiler Brennstoffe (Heizöl) sinken um 100% (orange)
- Stromleistungskosten nehmen um 5% zu, da 75 kW als bedingte Last neu angeschlossen werden.

Werden alle drei Komponenten betrachtet, so sinken die Energiekosten um 37,6 %. Allerdings ist hierzu eine Investition in PV und Wärmepumpen von insgesamt 247'500 CHF notwendig. Über 20 Jahre rechnen wir mit einer jährlichen statischen Amortisation von 12'375 CHF /a, sodass in Summe die Gesamtkosten nur um 29.7 % sinken. Diese Kostensenkung zeigt jedoch, dass für Kunde G der Ausbau wirtschaftlich möglich ist.

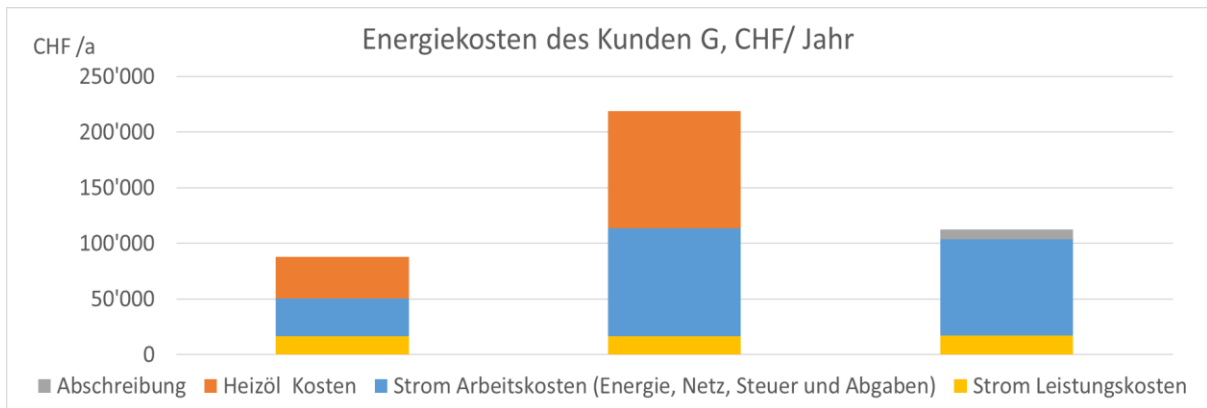


Abbildung 28: Jahresenergiekostenbilanz für den Kunden G, Fall 1 (links), 2 (Mitte) und 4 (rechts)

3.6. Feedback der Pilotkunden

Zusammen mit der Präsentation obiger Ergebnisse wurde eine Diskussion als halb-strukturiertes Interview mit allen Kunden durchgeführt. Acht Fragen waren vorbereitet:

1. Welchen Anteil der Gesamtbetriebskosten macht die Energie aus?
2. Sind bereits Massnahmen in Richtung Dekarbonisierung angedacht?
3. Welche flexiblen Lasten wären als bedingte Lasten möglich?
4. Gibt es Pläne für PV?
5. Ist die Grössenordnung der Leistung der neuen Lasten und der PV Produktion der Simulation in Ordnung? (bei A, B, C bezog sich die Frage auf Zwischenergebnisse, bevor die Leistungen angepasst wurden).
6. Gibt es sonstige Ideen für eine Dekarbonisierung?
7. Sind Sie mit dem Prinzip des Projekts (Einführung der Kategorie «bedingte Last») einverstanden?
8. Wie würden Sie in der Praxis die Fahrpläne vorbereiten? selbst manuell (S), automatisiert mit Software (A) oder mit Dienstleister (D)?

Die wesentlichen Ergebnisse der Interviews gehen aus nachfolgender Tabelle 12 hervor.

In den durchgeführten sechs Interviews stimmen die Pilotkunden dem Poweralliance Konzept mit einem reduzierten Tarif und bedingten Lasten unter Verzicht auf die n-1 Versorgungssicherheit zu. Bei einigen Kunden gab es ausgereifte Ideen über betriebsinterne Steigerungen der thermischen Effizienz (Wärmeschaukel, Wärmerückgewinnung, Kältemaschine), die jedoch lediglich den Wärme- und nicht den Strombedarf senken. Sie sind somit unabhängig von unserem Konzept der bedingten Lasten und lassen sich von der Systemgrenze entfernen (siehe Ziele «Verbrauch fossiler Energie durch WRG reduziert» in Tabelle 4). Einige Kunden haben sich intensiv mit dem Konzept auseinandergesetzt und konnten Vorschläge bringen (Differenzierung des Tarifs nach Lasttypen) oder relevante Fragen stellen (Quantifizierbarkeit der Folgekosten des Verzichts auf die Versorgungssicherheit, usw.).



Tabelle 12: Antworten zu Fragen 1-8 der Kundeninterviews

	A	B	C	E	F	G
1	Unter 3 %	Unter 5 %	3 bis 5 %	2 – 3 %	Unter 1 %	1 -2 %
2	Wärmetauscher und Schaukel, Eisspeicher	P2G, Batterie, flexibles Licht	Energie Management System, PV, Ladestation	Nichts sofort, sondern erst wenn finanziell attraktiv	Einige Öfen sind von Gas zu Strom gewechselt. Bei den anderen Öfen zu tun, sobald Preisen stimmen.	Wärmepumpe und Rückgewinnung, PV
3	P2H, Kältemaschine nur wenn Eisspeicher	P2G dann Batterie	Reserve Kältemaschine	Wenn P2H und P2G kommen, dann als bedingte Last	Öfen aber auf Folgekosten aufpassen	Wärmepumpen (WP)
4	Ganzes Dach statisch möglich, aber in mehreren Ausbaustufen	Nur 700 kW statt Volldach von 900 kW	Nur 400 kW statt Volldach von 1900 kW (wegen Statik)	Es gab schon ein Angebot. Nicht in nächster 5 Jahren, danach möglich.	JA, insb. Die Fassade in Planung.	JA (und durch die Projektergebnisse verstärkt)
5	OK, aber Achtung mit Platzmangel	OK aber Anpassungen der Leistung noch möglich	Vier statt zunächst zwei Reserve-Kältemaschinen	Noch keine konkrete Vorstellung der Leistung	Öfen ja, P2G kleiner setzen.	WP Grösse bereits festgelegt. PV OK.
6	Wärme-schaukel	Keine	Anschluss der Kältemaschinen an den Wärmetauscher, PV, Ladestation	Ladestationen (im Projekt nicht untersucht)	Vorwärmung der Öfen mit WP	Keine
7	Findet das Prinzip gut, aber fürchtet, dass die Politik zu langsam wird, um es zu tun.	OK	OK, sobald die betrieblichen Randbedingungen richtig abgebildet werden können	OK	OK, vielleicht müsste das PAT je nach Lasttypen (zB P2G) billiger sein	OK
8	Nicht S, sondern A und D	Zuerst S, dann A und D	Zuerst S, dann A und D	Nicht S, sondern A und D	A, und selber die Hoheit behalten	Nicht S, sondern A und D



3.7. Diskussion

Die Investitionsentscheidung zur Elektrifizierung mit dem Ziel eine CO₂ Reduktion zu erwirken ist, neben technischen Erwägungen, in erster Linie eine Frage der Wirtschaftlichkeit. In der folgenden Tabelle 13 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen für die 6 Pilotkunden A – G dargestellt.

Tabelle 13: Investition, jährliche Ersparnis und Amortisationsdauer ohne und mit Poweralliance Tarif (PAT)

	A	B	C	E	F	G
Investment [TCHF]	682	386	220	475	2530	247
Ohne PAT						
Einsparung [TCHF/a]	105.5	-23.8	-26.0	54.9	39.8	17.6
Amortisationsdauer [a]	6.5	n.m.	n.m.	8.7	63.5	14.1
Mit PAT						
Einsparung [TCHF/a]	197	22.6	119.6	78.2	465	58.7
Amortisationsdauer [a]	3.5	17.1	1.8	6.1	5.4	4.2

Die Betrachtung der Energiekosten (ohne PAT) zeigen, dass der Ausbau für die Kunden B und C nicht amortisierbar ist, da es nicht zu Einsparungen, sondern zu einer Kostensteigerung kommt. Bei Kunde F ist eine Energiekostensenkung möglich, die Investition aber nicht innerhalb 20 Jahren amortisierbar. Bei Kunde G beträgt die Amortisation 14 Jahre, aber eine Investition wäre unwahrscheinlich. Lediglich bei den Kunden A bzw. E liesse sich die Investition in weniger als 7 bzw. 9 Jahren amortisieren, was im industriellen Kontext immer noch sehr hoch ist. Somit wäre der Ausbau bei vier Kunden (B, C, F und G) allein auf wirtschaftlicher Basis nicht möglich. Im Gegensatz dazu kann festgestellt werden, dass mit Ausnahme von Kunde B für alle anderen Kunden bei Einführung des PAT die Amortisationsdauer bei maximal sechs Jahren oder z.T. deutlich darunter liegt. Dadurch wird ersichtlich, warum der freiwillige Umstieg zu CO₂-neutraleren Lasten ohne weitere Massnahmen schwierig ist. Dies unterstreicht die wichtige Rolle der Einführung eines solchen Tarifs, welcher Netznutzung sowie Steuern und Abgaben umfasst, um den Ausbau solcher flexiblen Lasten, die zur Dekarbonisierung des Energiesystems notwendig sind, zu unterstützen.

Skalierbarkeit des Poweralliance Ansatzes

Der Poweralliance Ansatz basiert darauf, dass in jeweils 2 physisch klar definierten Strängen einer existierenden Netztopologie die daran angeschlossenen Netzkunden mit dem Verteilnetzbetreiber bezüglich eines bekannten Engpasses kommunizieren. Die Anzahl der Teilnehmer pro Engpass sowie die Anzahl der Kommunikationsvorgänge ist also limitiert.

Somit ergeben sich in der Umsetzung und Skalierung des Konzeptes keine zusätzlichen technischen und organisatorischen Herausforderungen durch die gleichzeitige Verarbeitung großer Datenmengen, wie sie z.B. in einem virtuellen Kraftwerk mit einer sehr hohen Anzahl von Teilnehmern auftreten können.

Zudem kann Poweralliance graduell eingeführt werden. Der VNB wird jeweils zunächst nur an den Stellen, an denen ein künftiger Engpass zu erwarten ist, eine Netzampel einrichten. Ein flächendeckendes Ausrollen mit den damit einhergehenden Schwierigkeiten ist somit nicht erforderlich. Insofern ist beim Poweralliance Ansatz eine einfache Skalierbarkeit gegeben.



4. Vorhersage unbedingter Lasten

4.1. Ziele der Lastvorhersage

Die automatisierte day-ahead Prognose lokaler Kundenlastgänge in der Poweralliance Lösung hat drei Ziele:

1. Reduzierung der Einstiegshürde für potentielle Neukunden.
2. Höhere Transparenz der Netzauslastung day-ahead für Verteilnetzbetreiber.
3. Abschätzung des zukünftigen Optimierungspotentials der entwickelten Poweralliance Lösung bzgl. ungenutzter Netzkapazität.

Reduzierung der Einstiegshürde für potentielle Neukunden. Für die Prüfung der Gesamt-Netzauslastung an relevanten Netzknoten müssen neben den angemeldeten flexiblen bedingten Lasten für den Folgetag auch die unbedingten Lasten an dem jeweiligen Knoten bekannt sein. Während die Charakteristik einer bedingten Flexibilität i.d.R. nur einmal pro Aggregat erstellt werden muss und daher - abgesehen von Neuanschaffungen oder Ausfällen – jeden Tag in gleicher Weise verwendet werden kann, hängt die Gesamlast von variablen Parametern ab (Wochentag, Jahreszeit, Feiertage, Wetter, Produktionsabläufe, etc.). Sie kann also von Tag zu Tag variieren und muss daher als day-ahead Fahrplan zu Verfügung gestellt werden. Dieser day-ahead Fahrplan der *unbedingten* Summenlasten am Netzknoten setzt sich zusammen aus

1. den lokalen day-ahead Fahrplänen unbedingter Lasten der gemessenen Kunden (Verbrauch und Produktion);
2. dem Standardlastprofil der nicht-gemessenen Kunden;

Gemessene Einzelkunden, welche an Poweralliance teilnehmen, können ihre unbedingten day-ahead Fahrpläne selbst oder von einem Dienstleister über das Webinterface manuell eintragen (lassen), basierend auf ihren Erfahrungswerten. Um jedoch die Einstiegshürde für potentielle Neukunden zu verringern, wurde eine automatisierte day-ahead Prognose der unbedingten Lasten in die Poweralliance Lösung integriert, welche den Fahrplan-Eintrag automatisiert vornimmt. In der entwickelten Prognose-Lösung werden die Lastgänge aller gemessenen Einzel-Kunden lokal beim Kunden vorhergesagt und zusammen mit den bekannten Standardlastprofilen für nicht-gemessene Kunden zu einem day-ahead Summenfahrplan für den betreffenden Netzknoten aufsummiert.

Höhere Transparenz des Netzauslastung day-ahead für Verteilnetzbetreiber. Während Verteilnetzbetreiber bis anhin nicht über den Kundenfahrplan des Folgetages informiert wurden, ist dies mit der Poweralliance Lösung obligatorisch und ermöglicht somit eine verbessert Netzplanung. Die Verfügbarkeit von verlässlichen day-ahead Fahrplänen über eine automatisierte Prognose-Lösung bringt darüber hinaus eine wesentlich höhere Granularität der Fahrpläne als übliche manuelle und Erfahrungs-basierte Methoden sie bieten können und ebnet VNBs somit den Weg für weitere daten-basierte Geschäftsmöglichkeiten.

Abschätzung des zukünftigen Optimierungspotentials der Poweralliance Lösung. In der entwickelten Poweralliance Lösung wird aktuell ein Kapazitäts-Band konstanter Höhe zur Preis- und Netz-Optimierung flexibler bedingter Lasten genutzt. Die Höhe dieses Bandes ergibt sich aus den Vorgaben zur (n-1)-Sicherheit des entsprechenden Teilnetzes. Die *tatsächliche* ungenutzte Kapazität



des Teilnetzes ist jedoch grösser: Sie ergibt sich zu jedem Zeitpunkt dynamisch aus der von den unbedingten Lasten nicht genutzten Restkapazität. Liegt eine verlässliche day-ahead Prognose der unbedingten Summen-Lasten an den relevanten Netzknoten vor, kann somit die ungenutzte Restkapazität für den Optimierten Einsatz flexibler bedingter Lasten stärker ausgeschöpft werden. Während dies mit für die heutige Netzauslastung eine Überoptimierung darstellen würde, ist es denkbar, dass eine stärkere und dynamische Ausnutzung von ungenutzten Kapazitäten in zukünftigen Szenarien durchaus sinnvoll wäre.

4.2. Vorgehensmethode und Lösungsansatz

4.2.1. Anforderungen und Herausforderungen

Folgende **Kern-Anforderungen** wurden für die lokale day-ahead Vorhersage der gemessenen unbedingten Lasten identifiziert und in der Lösung umgesetzt:

1. Die **Prognostizierbarkeit** soll für möglichst viele Kunden gewährleistet sein. D.h. für möglichst wenige Kunden soll eine manuelle Eingabe aufgrund zu geringer Vorhersage-Genauigkeit nötig werden.
2. Für die Prognose soll eine **out-of-the-box Lösung** zu Verfügung gestellt werden. D.h. es soll keine Kunden-spezifische Parametrisierung nötig sein, um eine entsprechende Vorhersage-Genauigkeit zu erreichen.

Die **Kern-Herausforderungen** bestehen hierbei in der Vorhersage von sehr unterschiedlichen und teilweise stark volatilen Lastgängen:

1. Dabei ergibt sich die **Unterschiedlichkeit** zwischen den einzelnen Kunden-Lastgängen aus der Tatsache, dass der Poweralliance Ansatz auf das Mittelspannungsnetz abzielt und somit mehrheitlich Industrie-Kunden betrifft, welche stark unterschiedliche Produktionsprozesse und Verbrauchsverhalten aufweisen können. Die starke Unterschiedlichkeit zwischen Kunden erschwert es, die Prognostizierbarkeit für (möglichst) alle Kunden zu garantieren (Anforderung 1): je unterschiedlicher die Kundenlastgänge sind, desto wahrscheinlicher ist es, dass einige dieser Lastgänge mit der bereitgestellten Lösung nicht mit ausreichender Genauigkeit prognostiziert werden können.
2. Die grösstenteils hohe **Volatilität** der einzelnen Lastgänge ergibt sich aus der Tatsache, dass Produktionsprozesse von Industriekunden vielfach von unregelmässig auftretenden externen Einflussfaktoren - wie bspw. Produkt-Lieferzeiten oder unregelmässige Nachfrage - bestimmt werden. Solche Informationen sind daher nicht aus den historischen Lastgängen ableitbar, sondern müssen als externe Kontextinformationen zusätzlich eingeholt werden. Dies ist praktisch in den meisten Fällen nicht möglich, da diese Informationen von Kunden entweder gar nicht oder nicht in strukturierter, einfach zugänglicher Form abgelegt werden. Darüber hinaus sind Prognose-Modelle, welche mit zusätzliche Kontext-Informationen umgehen können, komplexere Modelle der künstlichen Intelligenz (z.B. deep learning), welche ihr Potential erst durch eine kundenspezifische Parametrisierung entfalten. Beide Faktoren erschweren die Einbindung von externer Kontextinformation in eine out-of-the-box Lösung (Anforderung 2), sodass die erforderliche Prognosegenauigkeit trotz hoher Volatilität rein basierend auf historischen Lastgangdaten erreicht werden soll.



4.2.2. Stand vor Projektbeginn

James W. Taylor hat mehrere Arbeiten zur Lastgangvorhersage durchgeführt, wie zum Beispiel (Taylor et al., 2006; Taylor et al., 2007; Taylor, 2010). Eine wesentliche Differenzierung in der Forschung erfolgt in der Aggregationsebene des prognostizierten Strombedarfs. Hierbei kann beobachtet werden, dass die Vorhersagegenauigkeit üblicherweise mit zunehmendem Aggregationsgrad steigt. Dieses Verhalten wird in mehreren Arbeiten gezeigt (Zufferey et al., 2016; Arora und Taylor, 2016; Mirowski et al., 2014) und manchmal unter dem Namen "Portfolio-Effekt" referenziert. Ein ähnliches Verhalten zeigen auch Kong et al., welche eine Vorhersage des individuellen Strombedarf in Wohngebieten mittels Long Short Term Memory (LSTM) Neuronalen Netzen durchführen und dafür eine Genauigkeit des MAPE von rd. 44% verglichen mit einer aggregierten Prognose mit einem MAPE von ca. 8% (Kong et al., 2017) erhalten. Die Stärke eines LSTM-Netzwerks für eine elektrische Lastprognose im Vergleich zu anderen gängigen Methoden wie Support Vector Regression (SVR) wird in (Zheng et al., 2017) mit einer erreichten MAPE von weniger als 6% gezeigt.

Ferner wird für eine Vorhersage auch die Art des Verbrauches unterscheiden, d.h. ob die Zeitreihe von einem privaten oder einem industriellen Verbrauch stammt. In (Kong et al., 2017) wird erwähnt, dass der Stromverbrauch in der Industrie regelmäßiger ist als in Wohngebieten, sodass Ryu et al. in (Ryu et al., 2016) eine Vorhersagegenauigkeit für Industrielasten mit einem MAPE von ca. 8,85% erreicht. Weniger genaue Vorhersagen wurden in (Ghofrani et al., 2011) für Wohnlasten mittels eines Kalman-Filtergeschätzers erhalten. Mocanu et al. (Mocanu et al., 2016) stellen unterschiedliche Deep Learning-Ansätze vor, während die Vorhersage-Genauigkeit einer FCRBM (Factored Conditional Restricted Boltzman Machine) mehrere Algorithmen für maschinelles Lernen (ML) übertraf. Vergleichbare Ergebnisse wurden von Marino et al. unter Verwendung eines LSTM-Netzwerks (Marino et al., 2016) und von Shi (Shi et al., 2018) für die Vorhersage von Haushaltslasten erzielt.

4.2.3. Sample-Daten

Historische Lastgangdaten. Der verfügbare Sample-Datensatz umfasst 34 historische Lastgang-Zeitreihen von 31 Kunden, darunter die drei Pilotkunden. Alle haben einen Mindestleistungsbedarf von 200 kW und umfassen 96 Messpunkte a 15min pro Tag. Lastgänge, die für mehrere Jahre verfügbar waren, wurden in separate fiktive Endknoten aufgeteilt, sodass schließlich Zeitreihen von 35 Endknoten, jeweils für ein volles Jahr (35'040 Messpunkte), verfügbar waren. Vorverarbeitungsschritte wie Down- und Upsampling auf ein gemeinsames Sampling-Intervall von 15min, Imputation (Ersetzen von fehlenden Datenpunkten), Zeitverschiebungen zwischen Sommer- und Winterzeit sowie Schaltjahre, etc. stellen die Vergleichbarkeit aller Zeitreihen sicher.

Externe Kontextdaten. Zusätzlich zu den historischen Zeitreihendaten wurden historische Kontextdaten von den drei Pilotkunden Milchwerk (A), Binder (B) und Vion (C) für die sechs Endknoten A, B1, ..., B4 und C bereitgestellt. Binder lieferte Aufzeichnungen von Verarbeitungsvolumen und Umgebungstemperatur, Milchwerk und Vion stellten die Umgebungstemperatur bereit. Da Warenlieferungen nur alle paar Tage eintreffen ist die Abtastfrequenz für das Verarbeitungsvolumen erheblich niedriger als die Abtastfrequenz der Lastgangzeitreihen. Die Umgebungstemperatur ist jeweils stündlich verfügbar.



4.2.4. Vorgehensmethode

Aggregierte Vorhersage vs. lokale Vorhersage. In der entwickelten Prognose-Lösung werden die Lastgänge aller gemessenen Einzel-Kunden lokal beim Kunden vorhergesagt und zusammen mit den bekannten Standardlastprofilen für nicht-gemessene Kunden zu einem unbedingten Summenfahrplan für den betreffenden Netzknoten aufsummiert. Offensichtlich könnte alternativ zu den summierten lokalen Prognosen die Summenlast am Knoten auch direkt vorhergesagt werden. Dies ist insbesondere relevant, da auf Grund des sog. Portfolio-Effekts oft bessere Vorhersage-Ergebnisse für aggregierte Lastgänge erzielt werden als für einzelne Lastgänge. Hierbei bewirkt der Portfolio-Effekt, dass sich Schwankungen der Einzel-Lastgänge bei Aggregation statistisch ausmitteln. Als erster Schritt wurden daher verschiedene Prognose-Modelle für beide Varianten getestet: Einmal wurde der Summenlastgang am Netzknoten direkt vorhergesagt, und einmal wurden die Kunden-Lastgänge einzeln vorhergesagt und danach zusammen mit den Standardlastprofilen der nicht gemessenen Kunden aufsummiert. Dabei konnte der Portfolio-Effekt für die betrachteten Kunden und Netzknoten nicht bestätigt werden. Im Gegenteil brachte die Aggregation der lokalen Vorhersagen bessere Ergebnisse als die direkte Vorhersage der aggregierten Lasten. Der vermutete Grund für dieses Ergebnis ist, dass die Wirkung des Portfolio-Effekts erst bei einer wesentlich höheren Anzahl von aggregierten Lastgängen zum Tragen kommt. Bspw. wird in der Literatur von einem entsprechenden Effekt berichtet, wenn Lastgänge von Gross-Städten aggregiert wurden. Demgegenüber werden von Poweralliance einzelne, regionale Netzstränge betrachtet, welche aus vergleichsweise extrem wenigen Kunden bestehen. *Die Möglichkeit einer aggregierten Vorhersage wurde daher ausgeschlossen.*

Vorgehen für die lokale Vorhersage. Um die beiden Kern-Anforderungen für die lokale Lastvorhersage zu erfüllen wurden verschiedene prinzipielle Ansätze getestet.

- **Time Series Clustering (TSC):** Hierbei werden die historischen Kunden-Lastgänge nach Ähnlichkeit (ähnlicher zeitlicher Verlauf, ähnliche auftretende Muster, etc.) sortiert, mit dem Ziel Kundenklassen zu erstellen, welche durch denselben Modell-Ansatz erfolgreich prognostiziert werden können.
- **Single-Model-Ansatz (SMA):** Hierbei wird ein fixes Prognose-Modell zur Prognose aller Kundenlastgänge herangezogen. Es wurden insgesamt 18 verschiedene Modelle betrachtet.
- **Modell-Selektions-Ansatz (MSA):** Hierbei testet ein Meta-Algorithmus 18 verschiedene Prognose-Modelle für jeden Kunden-Lastgang und wählt pro Kunde dasjenige Modell aus, welches die beste Vorhersagegenauigkeit erzielt.

Der Ansatz des *Time Series Clustering* der historischen Kunden-Lastgänge zur Vor-Auswahl geeigneter Vorhersage-Modelle anhand von Lastgang-Charakteristika konnte aufgrund schlechter Clustering-Ergebnisse frühzeitig ausgeschlossen werden. Weitere Auswertungen beschränken sich daher auf den Single-Model Ansatz und den Modell-Selektions-Ansatz. Die entsprechenden Ansätze werden im Folgenden genauer dargestellt und die Testergebnisse diskutiert

Der *Single-Model-Ansatz* ist der einfachste Ansatz, welcher eine out-of-the-box Lösung (Anforderung 2) ermöglicht. Hierbei wurden 18 verschiedene Vorhersage-Modelle mit unterschiedlicher Komplexität getestet. Üblicherweise ermöglicht eine höhere Modell-Komplexität eine grössere Flexibilität gegenüber stark unterschiedlichen und stark schwankenden Verbrauchsmustern (Herausforderungen 1 und 2), erfordert aber gleichzeitig einen höheren Parametrisierungsaufwand, um entsprechend bessere Resultate zu erzielen. Eine Kunden-Spezifischer Parametrisierung soll aber nach Anforderung 2 nach Möglichkeit vermieden werden. Es wurden die Modelle daher mit (verschiedenen) fixen Parametern getestet.



Der *Modell-Selektions-Ansatz* erlaubt es, durch die verwendete Wrapper-Funktion einen out-of-the-box Ansatz nach Anforderung 1 anzubieten und gleichzeitig für jeden Kunden dasjenige Modell mit der besten Performance zu Verfügung zu stellen. Letzteres erlaubt es, die Prognostizierbarkeit (Anforderung 1) für möglichst viele Kunden zu gewährleisten. Der Preis der zusätzlichen Flexibilität ist jedoch ein massiv höherer Rechenaufwand pro Kunde.

Evaluation. Für die Bestimmung des besten Modells pro Kunde innerhalb des MSA wird ein *Cross-Validation-Datensatz* verwendet (Hyper-Parameter-Tuning des MSA). Für die Evaluation der beiden Ansätze werden der MSA und die 18 Instanzen des SMA hinsichtlich ihrer Vorhersage-Genauigkeit auf einem separat vorgehaltenen *Test-Datensatz* ausgewertet gegenübergestellt.

4.2.5. Lösungsansatz

Verwendete Technologien. Die Modell-Entwicklung wurde in der Statistik-Sprache R ausgeführt, welche aufgrund der zahlreich verfügbaren Statistik-Pakete eine agiles Model-Testing ermöglicht. Für das Deployment im Testfeld wurde die finale Lösung nach Java portiert. Hierbei wurden, soweit verfügbar, Java Bibliotheken der verwendeten Modelle verwendet. Komplexere Modelle wurden mittels RJava API eingebunden.

Single-Model-Ansatz (SMA). Im Single-Model-Ansatz wird aus einer Liste von insgesamt 18 Vorhersage-Modellen *ein* Modell ausgewählt, welches zur Vorhersage der Lastgänge *aller* Kunden benutzt wird. Jedes der 18 Modelle wird auf historischen Lastgangdaten aller Kunden trainiert und gefittet, wobei pro Modell 14, 28, 42, 56, 70, 140 bzw. 210 historische Tage als Trainingsdatensatz herangezogen werden. Die Anzahl Tage wird im Folgenden als **Sliding Window Length (SWL)** bezeichnet, da sich die Position der Trainings-Tage im operativen Einsatz mit fortschreitender Zeit schrittweise jeweils um einen Tag nach vorne verschiebt. Die Vorhersage-Genauigkeit wird anschliessend für jedes der Modelle auf einem Testdatensatz basierend auf 5 verschiedenen Evaluationsmassen (MAPE, sMAPE MASE, sowie zweier Varianten des NRMSE) ausgewertet und verglichen. Im vorliegenden Bericht wird jedoch nur auf den MAPE Bezug genommen, detailliertere Auswertungen können im beigelegten internen Report nachgelesen werden. Hierbei bedeutet ein kleinerer MAPE eine höhere Vorhersagegenauigkeit. Die 18 getesteten Vorhersage-Modelle sind:

1 Benchmark Modell:

- Benchmark: Zur Vorhersage von Werktagen wird das Lastprofil des unmittelbar vorhergehenden Werktags herangezogen, bzw. zur Vorhersage von arbeitsfreien Tagen (wie bspw. Sonn- oder Feiertage) wird das Lastprofil des unmittelbar vorhergehenden freien Tages herangezogen.

3 Similar Days Modelle:

- SD1: benutzt den Median einer Teilmenge von historischen Tagen desselben Werktages (z.B. die letzten drei Montage) als Vorhersage.
- SD2: benutzt den Median einer Teilmenge von historischen Werktagen oder arbeitsfreien Tagen als Vorhersage.
- SDEns: benutzt den Median der Vorhersagen von SD1 und SD2 als Vorhersage.



9 klassische Zeitreihen-Modelle:

- ES und ES Dec: Exponential Smoothing
- RWD und RWD Dec: Random Walk Drift
- HW: Holt Winters
- ARIMA und ARIMA Dec: Auto-Regressive Integrated Moving Average
- GARCH und GARCH Dec: Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity

5 Weitere Modelle:

- SVN Dec: Support Vector Machines mit radial bias kernel
- NN, NN Dec: Künstliches Neuronales Netz mit 1 Layer
- NN Istm K: Deep Learning mittels Long Short Term Memory Netz (Keras Bibliothek)
- NN Istm K Cl: Deep Learning mittels Long Short Term Memory Netz mit zusätzlicher Kontext-Information (Keras Bibliothek)

Hierbei wird jedes der klassischen Zeitreihen-Modelle, sowie SVN, einmal direkt auf das Lastprofil angewendet und einmal auf die Restkomponente nach der Zerlegung der Zeitreihe in ihre Komponenten angewendet. Letztere Variante ist jeweils mit dem Zusatz Dec gekennzeichnet (z.B. in ES Dec).

Modell-Selektions-Ansatz (MSA). Der Modell-Selektions-Ansatz besteht aus zwei Phasen:

Selektions-Phase (Modell-Selektion, Training, Fitting, Tuning): Ein Meta-Algorithmus trainiert, fittet und evaluiert alle 18 oben genannten Modelle für alle SWLs auf einem Cross-Validation (CV) Datensatz, wobei für die Evaluation der Einzelmodelle pro Kunde jeweils ein durchschnittlicher MAPE über 50 vorhergesagte Tage berechnet wird. Anschliessend wählt der Meta-Algorithmus für jeden Kunden diejenige Kombination aus Modell und Sliding-Window-Länge aus, welche die höchste Vorhersage-Genauigkeit für diesen Kunden bzgl. des MAPE erzielt (Hyper-Parameter-Tuning). Die Modell-Selektion wird selten, aber regelmässig durchgeführt, bspw. einmal im Quartal. Zusätzlich kann die Modell-Selektion "on Demand" angestossen werden, bspw. bei einer Umstellung der Kunden-Prozesse.

Vorhersage-Phase (Day-Ahead-Vorhersage): Für jeden Kunden wird jeden Tag eine Day-Ahead Vorhersage des Lastprofils auf Basis des Kunden-spezifisch gewählten Modells durchgeführt.

4.3. Evaluation, Ergebnisse und Diskussion

4.3.1. Durchschnittliche SMA-Vorhersage-Genauigkeit

Für den *Single-Modell-Ansatz (SMA)* konnte erwartungsgemäss gezeigt werden, dass eine zunehmende Modell-Komplexität keine Verbesserung der durchschnittlichen Vorhersage-Genauigkeit bringt. Abbildung 29 zeigt den durchschnittlichen MAPE (arithmetisches Mittel des MAPE über alle Kunden und über alle Sliding-Window-Längen pro Modell) der verschiedenen getesteten SMA Varianten auf dem Testdatensatz als Balkendiagramm. Der extrem einfache Benchmark-Algorithmus schneidet mit einem durchschnittlichen MAPE von 38.8% am besten ab, gefolgt von den ebenfalls sehr einfachen Similar Days Modellen. Dies kann einerseits der Durchschnittsbildung über alle Kunden, als auch der wachsenden Wichtigkeit von Kunden-spezifischen Parametrisierungen mit zunehmender Modell-



Komplexität zugeschrieben werden. Der relativ hohe durchschnittliche MAPE Wert aller Modelle illustriert die grosse Unterschiedlichkeit und hohe Volatilität der Lastgänge.

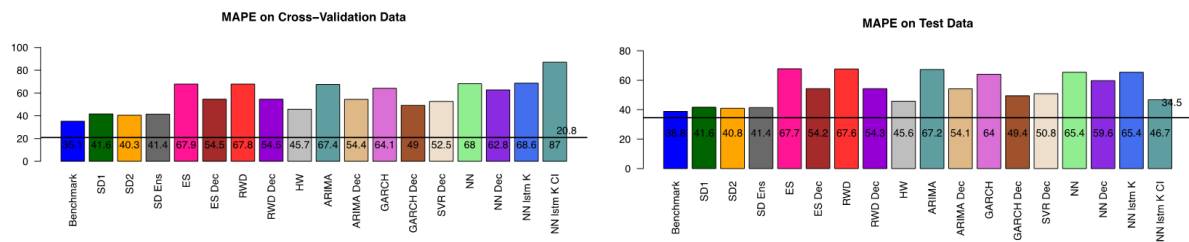


Abbildung 29: Durchschnittlicher MAPE der getesteten Modelle

Nutzung externer Kontext-Informationen. Aus Abbildung 29 ist ausserdem ersichtlich, dass mit der Hinzunahme von externen Kontext-Informationen im deep learning Modell *NN lstm K CI* keine Verbesserung gegenüber den sehr einfachen Modellen erreicht werden konnte. Dies kann (1.) auf die mangelnde individuelle Parametrisierungs-Möglichkeit des sehr flexiblen deep learning Modells in der angestrebten out-of-the-box Lösung zurückgeführt werden, (2.) auf die geringe Menge an Kunden welche Kontext-Information überhaupt bereitstellen konnten (was sich in der Durchschnittsbildung auswirkt), und (3.) auf die wiederum sehr geringe Menge an passenden Kontext-Informationen für diese Kunden.

4.3.2. Durchschnittliche MSA-Vorhersage-Genauigkeit

Die Anwendung des *Modell-Selektions-Ansatz (MSA)* verbessert den durchschnittlichen MAPE erwartungsgemäss und zwangsläufig gegenüber allen Modell-Varianten des SMA. Der durchschnittliche MAPE des MSA ist in Abbildung 29 als horizontale Linie gekennzeichnet und beträgt 34.5% über alle SWLs und Kunden. Für die Vorhersage von stark variablen Individual-Lastgängen im Mittelspannungsbereich ist dieser Wert kompetitiv mit der Literatur (Marino et al., 2016; Shi et al., 2018).

4.3.3. Schwankungsbreite der Vorhersage-Genauigkeit.

Die relative geringe Verbesserung der durchschnittlichen Vorhersage-Genauigkeit bei der Anwendung des MSA gegenüber der SMA Modellvariante mit *Benchmark* oder *Similar Days* um ca. 4% im Durchschnitt rechtfertigt den wesentlich höheren Rechen- und Wartungsaufwand des MSA nicht. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass der MSA die Schwankungsbreite des MAPE über alle Kunden hinweg erwartungsgemäss drastisch reduziert, sodass die *Prognostizierbarkeit* für fast alle Kunden gewährleistet werden kann (siehe *Anforderung 2*).

Abbildung 30 stellt dazu Boxplots des MAPE für alle getesteten Modelle und alle Sliding-Window-Längen pro Modell auf dem Test-Datensatz dar. Hierbei beziehen sich die ersten 18 farblich markierten Blöcke auf den SMA, Block 19 bezieht sich auf den MSA. Innerhalb jedes Blocks werden bis zu sieben verschiedene Boxplots dargestellt, welche die verschiedenen Sliding-Window-Längen (14, 28, 42, 56,



70, 140 bzw. 210 historische Tage) für die Trainings-Phase repräsentieren. D.h. es wird für jede Kombination aus Modell und Sliding-Window-Länge ein Boxplot dargestellt.

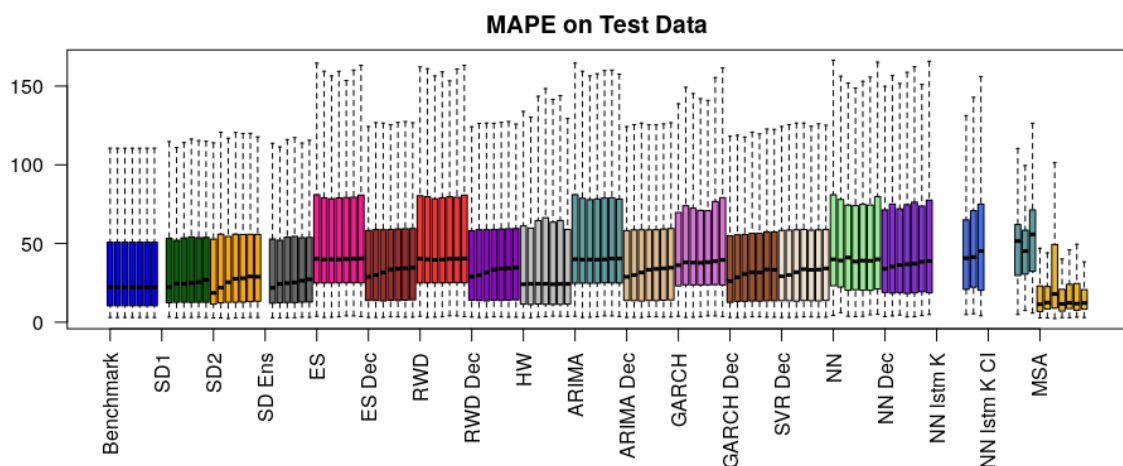


Abbildung 30: Vorhersage-Genauigkeiten (MAPE) der benutzten Algorithmen auf Test-Daten

Es ist zu erkennen, dass der Einsatz des MSA die Schwankungsbreite der Vorhersage-Genauigkeit gegenüber allen Varianten des Single-Model-Ansatzes massgeblich reduziert - und dies gilt insbesondere auch für das *Benchmark* Modell und die *Similar Days* Modelle. Hierbei kann die grosse Differenz in der Schwankungsbreite zwischen SMA und MSA als Konsequenz der starken Unterschiedlichkeit der untersuchten Kunden-Lastprofile (Grossteils Industriekunden im Mittelspannungs-Bereich, siehe *Herausforderung 1*) gedeutet werden. Dies bedeutet, dass der Single Model Ansatz zwar für einige Kunden extrem genaue Vorhersagen, für andere Kunden jedoch sehr ungenaue Vorhersagen liefert. Bspw. liegt der maximale MAPE im Benchmark-Modell für alle SWLs bei über 100% (exklusive extreme Ausreisser), was der Anforderung der Prognostizierbarkeit für möglichst viele Kunden (siehe *Anforderung 1*) nicht entspricht. Demgegenüber liegt der maximale MAPE des MSA mit einer festen SWL von 210 Tagen bei knapp 40% (exklusive extreme Ausreisser).⁸ 75% aller Kunden-Lastprofile (inklusive extreme Ausreisser) können mit einem MAPE von weniger als 20.7% vorhergesagt werden. Diese Werte sind vergleichbar mit der Literatur. Der MSA erfüllt somit Anforderung 1. Bei einem Vergleich des MSA mit der *Similar Days (SD1)* Variante des SMA (mit SWL 14 Tage) ergibt sich, dass knapp 40% aller Kunden sehr stark vom Einsatz des MSA profitieren (Verringerung des MAPE um 20 - 60%).

4.3.4. Vorhersage-Verlässlichkeit

Der MAPE wird salopp meist als Mass für Vorhersage-*Genauigkeit* bezeichnet, ist aber streng genommen ein Mass für die *Richtigkeit* der Vorhersage (en. *accuracy*, Nähe zur Wahrheit). Er bietet ein gängiges wissenschaftliches Evaluations- und Vergleichskriterium für die Vorhersage-Güte. Für

⁸ Es ist zu beachten, dass der *durchschnittliche* MAPE des MSA in Abbildung 29 mit 34.5% den Durchschnitt über alle Kunden *und alle SWLs* anzeigt. Demgegenüber zeigt Abbildung 30 die MAPE-Verteilung pro Kunde *pro SWL*.



Endkunden und VNBs ist jedoch neben der *Richtigkeit* auch die *Präzision* (en. *precision*, Streubreite bei Wiederholung) von Bedeutung, denn Richtigkeit und Präzision zusammen erlauben es, die *Verlässlichkeit* der Vorhersage einzuschätzen. Ein verlässlicher Fahrplan ist für die Planbarkeit und Risiko-Mitigation von entscheidender Bedeutung.

Für Zeitreihen-Vorhersagen wird zur Abschätzung der Vorhersage-Verlässlichkeit üblicherweise ein sog. *Vorhersage-Intervall* (en. *precision interval*, PI-Band) als Band um den vorhergesagten Lastverlauf angegeben. Um das PI-Band *korrekt* berechnen zu können, muss die Fehlerverteilung aus historischen Daten bekannt sein, und wird üblicherweise als Normalverteilung angenommen. Die Annahme normalverteilter Fehler ist jedoch für einen Grossteil der vorliegenden Daten unseres Samples verletzt. Das übliche Vorgehen, eine geeignete Transformation zu definieren, um eine Normalverteilung zu erreichen kann für die angestrebte out-of-the-box Lösung nicht herangezogen werden, da dies einen manuellen Bearbeitungsaufwand pro Kunde erfordern und somit *Anforderung 2* verletzen würde. Eine Automatisierung des Transformations-Prozesses würde wiederum den Rahmen des Projektes überschreiten. Daher wurde folgendes Vorgehen gewählt, um die Vorhersage-Verlässlichkeit zu evaluieren:

- Für jeden vorhergesagten Lastgang werden - basierend auf der Annahme normalverteilter Fehler – die 80%-, 95%-, 99%-, und 99,73% PI-Bänder berechnet. Da die Annahme normalverteilter Fehler jedoch für einen Grossteil der Daten verletzt ist, sind diese Bänder für die betreffenden Zeitreihen *nicht korrekt*. Beispielsweise würde das 99%-PI-Band für die meisten Zeitreihen *weniger* als 99% der wahren Werte beinhalten.
- Um dieses Problem zu lösen, wurde für jede PI-Band-Breite die „wahre“ Zuverlässigkeit des Bandes auf der Grundlage historischer Daten bestimmt, und zwar als Prozentsatz an Messpunkten, für die die Vorhersage das PI-Band nicht verletzt. Als Ergebnis könnte bspw. das 99%-PI-Band einer Zeitreihe eine *tatsächliche* Zuverlässigkeit von 95% aufweisen. Bei der Berechnung der tatsächlichen Zuverlässigkeit des Bandes wurde nur die Überschreitung der oberen PI-Band-Grenze betrachtet, da nur Überschreitungen für die Poweralliance Lösung relevant sind. Unterschreitungen der Untergrenze wurden vernachlässigt.

Abbildung 31 zeigt im oberen Teil für jeden getesteten Endknoten den mittleren Jahresverbrauch plus Schwankungsbreite (in Schwarz), sowie den Prozentsatz an Überschreitungen der oberen PI-Band-Grenze über ein Jahr. Hierbei entsprechen die Farben blau, grün, gelb und grau jeweils dem 80%-, 95%-, 99%-, und 99,73%-Vorhersageintervall. Es ist zu erkennen, dass bereits das 99%-Vorhersage-Intervall für alle getesteten Kunden eine tatsächliche Vorhersage-Verlässlichkeit von mehr als 95% bietet (weniger als 5% Überschreitungen), was als ausreichend beurteilt werden kann. Dies ist im unteren Teil von Abbildung 31 nochmals explizit als Abdeckung (en. *coverage*) des Bandes ablesbar.



Prediction Interval related to the Maximum Power

[80%, 95%, 99%, 99.73%]

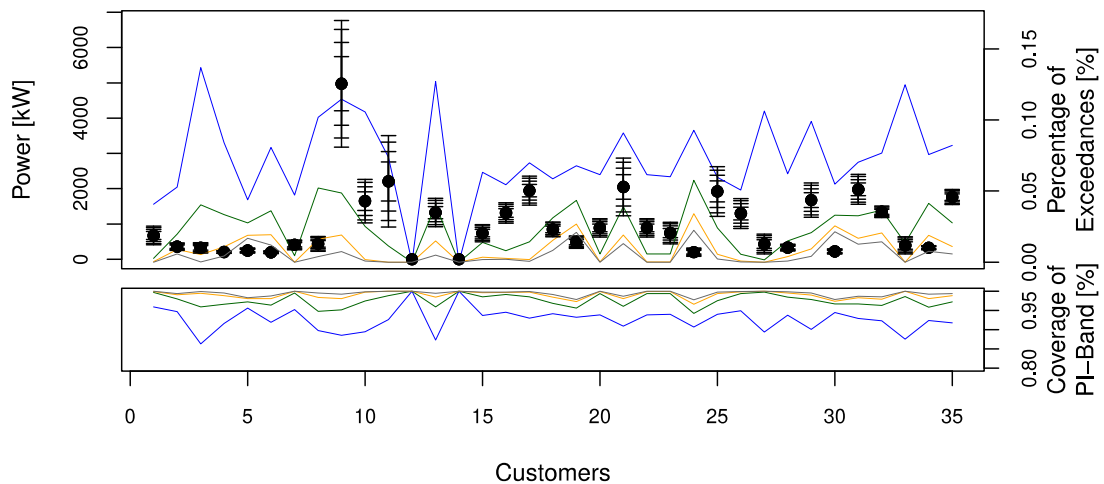


Abbildung 31: Historische Vorhersage-Verlässlichkeit pro Zeitreihe

4.3.5. Optimierungspotential der Poweralliance Lösung

In der aktuellen Implementierung nimmt der Poweralliance Optimierungsalgorithmus ein Kapazitätsband fixer Breite für die optimierte zeitliche Platzierung bedingter Flexibilitäten an. Die Breite dieses Kapazitätsbandes ergibt sich hierbei aus der zur Garantie der (n-1)-Sicherheit des betreffenden Netzstranges benötigten Netzkapazität. Im Simulations-Szenario aus Kapitel 4.1.5 waren das beispielsweise 6 MW (50% der Gesamt-Kapazität).

Wenn eine verlässliche day-ahead Vorhersage des unbedingten Lastgangs am Knoten zu Verfügung steht, kann der feste Schwellenwert von bspw. 6 MW durch einen dynamischen Schwellenwert ersetzt werden, welcher durch die Obergrenze des PI-Bandes des vorhergesagten Lastgangs (evtl. plus einem weiteren Toleranzband für seltene Überschreitungen des PI-Bandes) festgelegt wird, vgl. Abbildung 32.

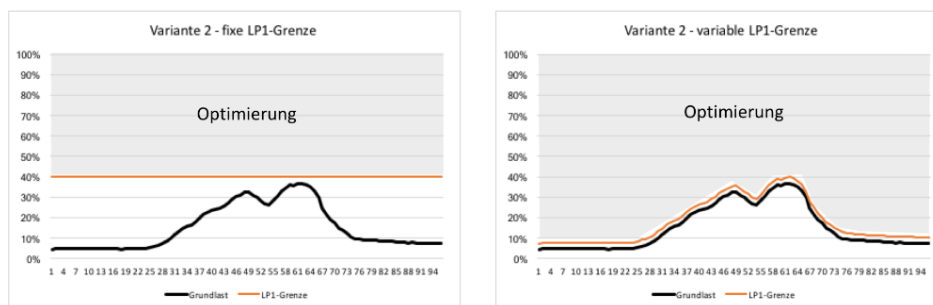


Abbildung 32: Fester und dynamischer Schwellenwert zur Optimierung der unbedingten Flexibilitäten

Durch Verwendung eines dynamischen Schwellenwertes kann zusätzliche, ungenutzte Netzkapazität für bedingte Flexibilitäten bereitgestellt werden. Während eine solche dynamische Optimierung der



Netzkapazität für heutige Szenarien und relativ kurzfristige Zukunfts-Szenarien eine Über-optimierung darstellen würde, ist ein Bedarf in längerfristiger Zukunft vorstellbar.

Um das Potential zusätzlicher, ungenutzter Netzkapazitäten abzuschätzen wurde für das in Kapitel 4.1.5 betrachtete Simulations-Szenario eine Potentialabschätzung durchgeführt. Im betrachteten Simulations-Szenario wurden die drei Pilotkunden (A), (B) und (C) und ein virtueller Kunde (X) angenommen, sowie eine Gesamtbreite des Kapazitätsbandes von 12 MW (6 MW bedingt + 6 MW unbedingt). Hierbei hat sich ein ungenutztes durchschnittliches Zusatzpotential, ausgewertet über den Zeitraum von 2 Jahren, von durchschnittlich ca. 16% der täglichen Gesamtkapazität von 288 MWh (12MW*24h), oder 46.5 MWh pro Tag, ergeben⁹.

4.3.6. Rechenaufwand

Die Modell-Selektion im MSA benötigt mit der verwendeten Rechner-Konfiguration¹⁰ eine Rechenzeit von ca. 10h. Da die Modell-Selektion nur selten (z.B. einmal pro Quartal) ausgeführt werden soll, ist dieser Zeitaufwand jedoch unkritisch.

4.3.7. Finale Implementation

Einfache Algorithmen werden vom MSA erwartungsgemäss sehr viel häufiger ausgewählt als komplexe Algorithmen, einige Algorithmen werden vom MSA niemals ausgewählt (siehe Abbildung 33b). Die Menge, der im MSA enthaltenen Algorithmen, wurde daher in der finalen Implementation reduziert, um Rechen-Aufwand in der Phase der Modell-Selektion einzusparen. Hierbei wurde eine mehrstufige Adaption-Schleife definiert:

- **Langzeit-Adaption:** Die *Selektions-Phase* des MSA wird beim Kunden in regelmässigen, *seltenen* Abständen mit *voller Modell-Anzahl* ausgeführt (bspw. einmal pro Jahr und zusätzlich on demand, bspw. bei Umstellung von Produktionsmodalitäten). Hiermit wird eine Adaption an starke Änderungen im Verbrauchsverhalten des Kunden ermöglicht.
- **Kurzzeit-Adaption:** Die *Selektions-Phase* des MSA wird beim Kunden in regelmässigen, *kürzeren* Abständen mit *eingeschränkter Modell-Anzahl* (Modellauswahl, Training und Fitting) ausgeführt (bspw. einmal im Quartal). Dabei werden diejenigen Modelle ausgespart, welche in den Tests bei keinem Kunden ausgewählt wurden. Hiermit wird eine Adaption an kleinere Änderungen im Verbrauchsverhalten des Kunden ermöglicht.
- **Vorhersage:** Die *Vorhersage-Phase* des MSA wird *täglich* ausgeführt und basiert auf dem in der letzten Selektions-Phase gewählten und gefitteten Modell und SWL.

⁹ Das theoretisch erreichbare Maximum liegt hierbei bei 50% der Gesamt-Kapazität (= aktuell genutzter konstanter Schwellenwert), bzw. 144 MWh pro Tag.

¹⁰ Architektur: x86_64, 64-bit op-mode. CPU: 4 CPUs, Intel(R) Xeon(R) CPU E7- 8870 @ 2.40GHz. Speicher: 8GB. Betriebssystem: Ubuntu 18.04.1 LTS, VT-x Virtualization (VMWare). R-Version: 3.4.4 (2018-03-15)

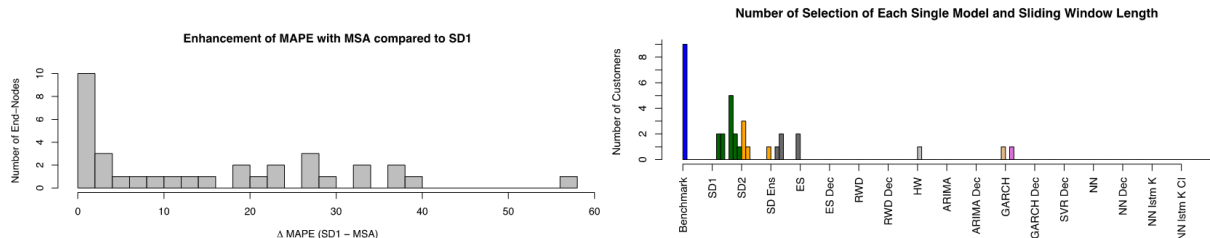


Abbildung 33: Links: (a) Verbesserung des MAPE im Vergleich zu SD1. Rechts: (b) Anzahl der Selektionen jedes Modells nach SWL durch den MSA auf Testdaten

In der finalen Implementation in Java wurden nur die Langzeit-Adaptions-Schleife und die Vorhersage-Schleife implementiert. Dazu wurden die Modelle *Benchmark*, *SD1*, *SD2*, *SDEns* direkt in Java bereitgestellt. Die Modelle *ARIMA*, *ARIMA Dec*, *GARCH* binden mangels passender Java-Bibliotheken mittels rJava API den entsprechenden R-Code ein. Die Modelle *ES*, *ES Dec*, *RWD*, *RWD Dec*, *HW*, *SVR Dec*, *NN*, *NN Dec*, *NN LSTM K* und *NN LSTM K CI* wurden nicht eingebunden, können aber bei Bedarf für eine Langzeit-Adaption relativ einfach ebenfalls über rJava eingebunden werden. Die Java-Implementation wurde unter Berücksichtigung der von Robert C. Martin¹¹ propagierten Grundsätze moderner Software erstellt und ist daher einfach zu warten und zu erweitern. Sie wurde als eigenständige Anwendung konzipiert, die vom Betriebssystem aus einfach geplant werden kann (bspw. über Cron unter Linux oder Scheduler unter Windows).

4.3.8. Diskussion und technischer Ausblick

MSA erfüllt Anforderung 1. Durch die starke Reduktion der MAPE-Schwankungsbreite im MSA gegenüber allen Modellvarianten des SMA kann die Prognostizierbarkeit aller Kunden sichergestellt werden. Dafür wurde auf den vorhandenen Sample-Daten eine Genauigkeit von $\leq 40\%$ MAPE nachgewiesen, und 75% aller Lastprofile konnten mit einem MAPE von weniger als 20.7% vorhergesagt werden, was als vergleichbar mit der Literatur in ähnlichen Settings gilt. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass mit einem theoretischen PI-Band von 99% eine tatsächliche Vorhersage-Verlässlichkeit von 95% gewährleistet werden kann, was ebenfalls als ausreichend bewertet wird. Somit ist Anforderung 1 (Prognostizierbarkeit für möglichst alle Kunden) erfüllt.

MSA erfüllt Anforderung 2. Die Vorhersage-Genauigkeit und Vorhersage-Verlässlichkeit des MSA konnte ohne Kunden-spezifische Parametrisierung der verwendeten Modelle erzielt werden. Damit ist auch *Anforderung 2 (out-of-the-box Lösung)* erfüllt.

Nutzung der Vorhersage zur Optimierung des Kapazitätsbandes für bedingte Lasten. Es konnte beispielhaft gezeigt werden, dass die Nutzung der Lastvorhersage zur dynamischen Begrenzung des Kapazitätsbandes für bedingte Lasten weitere ungenutzte Netzkapazität in signifikantem Ausmass freilegen kann. Dies kann in einer zukünftigen Weiterentwicklung der Poweralliance Lösung zur effizienteren Optimierung ungenutzter Netzkapazitäten genutzt werden.

¹¹ <http://butunclebob.com/ArticleS.UncleBob.PrinciplesOfOod>



Optimierung der Vorhersage-Genauigkeit und Vorhersage-Verlässlichkeit. Für eine Dynamisierung des Kapazitätsbandes für unbedingte Lasten ist eine weitere Verbesserung der Genauigkeit und Verlässlichkeit der day-ahead Vorhersage anstrebenswert, da beide Faktoren die Effizienz der Optimierungs-Massnahme massgeblich bestimmen. In der vorliegenden Umsetzung wurde ein Fokus auf eine niedrige Einstiegshürde beim Kunden gelegt, auf Kosten höherer Genauigkeit bzw. Verlässlichkeit. Aus diesem Grund wurde auf den Einbezug von Kontext-Informationen wie Lieferkapazitäten oder Produktionspläne weitgehend verzichtet, welche einerseits aktuell schwer zu beschaffen sind und andererseits einen zusätzlichen Parametrisierung-Aufwand in der Vorhersage generieren. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die elektronische Verfügbarkeit zusätzlicher Informationen beim Kunden auf Grund der generellen Fortschritte in der Digitalisierung in den kommenden Jahrzehnten stark zunehmen wird, sodass ein automatisierter Zugriff auf Kontextdaten einfacher möglich wird. Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass mit der Weiterentwicklung des Internet of Things (IoT) die Verfügbarkeit lokaler Rechenkapazitäten in kleinen Bauteilen weiterhin zunimmt und damit die Verwendung von brute-force Meta-Algorithmen in der lokalen Poweralliance Hardware zur automatisierten Parametrisierung ebenfalls ermöglicht wird. Somit kann eine Verbesserung bzw. Erweiterung der entwickelten Prognose-Methode um multivariate Verfahren bspw. auf Basis von deep learning oder dynamischen state-space Modellen als sinnvoll erachtet werden.

5. Stakeholderakzeptanz & Entwicklungsstrategien

Um das Poweralliance Konzept erfolgreich umzusetzen, ist es notwendig, die Stakeholder einzubeziehen und die Wünsche der potenziellen Kunden im Hinblick auf die unterschiedlichen Flexibilitäten und wirtschaftlichen Anreize zu verstehen. Zu diesem Zweck wurde eine Online-Umfrage durchgeführt, um Erkenntnisse darüber zu gewinnen, wie industrielle Netzkunden mit dem Poweralliance Modell einen Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten können. Anschliessend wurde ein dynamisches Systemmodell entwickelt, um die Diffusion von flexiblen Technologien zu untersuchen. Dieses Modell erleichtert das Experimentieren und die Bewertung verschiedener Szenarien und Variablen im Hinblick auf die Verbreitung flexibler Technologien wie Power-to-Heat, Power-to-Gas und Batterien. Zusätzlich wurden charakteristische Anwendungsfälle pro Technologie identifiziert und statische ökonomische Berechnungen durchgeführt. Darüber hinaus wurden zur Steigerung der Profitabilität der Technologien Geschäftsmodelle analysiert, die das Poweralliance Konzept ergänzen. Als Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse wurden sie in einer Roadmap dargestellt, die Empfehlungen an die verschiedenen beteiligten Interessengruppen gibt.

5.1. Choice Experiment

Mit Hilfe einer Choice-Based Conjoint (CBC) Analyse wurde untersucht, wie gross die Bereitschaft von Netzkunden ist, einen Beitrag im zukünftigen Energiesystem nach dem Poweralliance Prinzip zu leisten.



Zudem wurden relevante Zielkundengruppen identifiziert. Dazu wurde ein Onlinefragebogen entwickelt, welcher anfangs 2017 an 383 Personen geschickt wurde, einerseits an NE5-Kunden der VNB primeo energie und STW Crailsheim in der Schweiz und Deutschland und andererseits an Kunden der ASKI AG in Österreich. Die Rücklaufquote für verwertbare Antworten lag bei rund 13%. Die Befragung wurde mehrheitlich von Personen aus der Geschäftsleitung sowie von technischem Personal ausgefüllt.

Es gibt bereits verschiedene Studien, welche Kundenpräferenzen für die Installation erneuerbarer Energien (Bollinger & Gillingham, 2012; Dharshing, 2017; Kubli & Ulli-Beer, 2016; Sigrin et al., 2015), die Teilnahme an Programmen zur Steuerung der Nachfrage (Cappers et al., 2010; Moser, 2017; Torriti et al., 2010) oder die aktive Bereitstellung von Flexibilität für das System (Kubli et al., 2018) untersuchen. Diese Studien konzentrieren sich hauptsächlich auf Haushalte auf NE7. An unserer Umfrage haben sich hauptsächlich Industrieunternehmen (NE5) beteiligt (siehe Abbildung 34). Diese wurden auch als eine der wichtigsten Kundengruppen im Poweralliance Modell identifiziert.

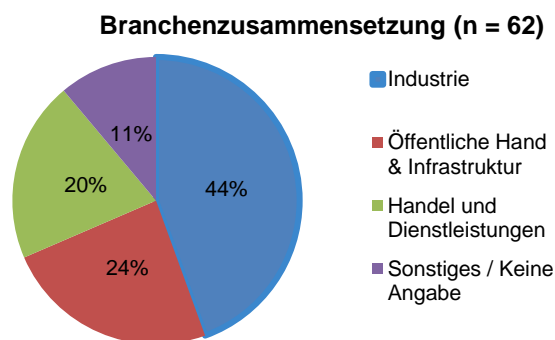


Abbildung 34: Branchenzusammensetzung Probanden

Zusätzlich zur Industrie, wurden folgende Ziel- bzw. Kundengruppen gebildet, für welche die Ergebnisse der Umfrage im Detail analysiert wurden: Energiebewusste Unternehmen (Unternehmen mit zumindest drei umgesetzten Energieeffizienzmassnahmen) und interessierte Unternehmen (Unternehmen, die im Fragebogen Interesse an Poweralliance bekundet haben). Letztere Gruppe besteht hauptsächlich aus Industriekunden mit einem hohen Energiebedarf (Prozesswärme/-kälte, Gas, Strom). Im Hinblick auf die Elektrifizierung industrieller Prozesse werden Kunden in der Regel nach der Intensität ihres Energieverbrauchs und dem für ihren Prozess erforderlichen Temperaturbereich klassifiziert. Dies ist entscheidend für die Auswahl der geeigneten Elektrifizierungstechnologie (Nilsson et al., 2016). Bei den energiebewussten Unternehmen haben viele bereits ein Energie- oder Lastmanagement-System installiert. Die Auswertungen wurden ausserdem auch länderspezifisch durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen, dass Stromerzeugungs- und Speichertechnologien im Vergleich zu P2H-Anlagen bevorzugt werden. Insbesondere Kunden aus Deutschland würden bei einer Investition in eine Flexibilitätstechnologie einen Speicher auswählen. Aus der Literatur geht hervor, dass die grössten Hindernisse für die Einführung neuer Technologien die hohen Investitionskosten, der Kompromiss zwischen den Kosten für die Nutzung von Strom und den Kosten für fossile Energieträger sowie der fehlende Kenntnisstand sind (Brolin et al., n.d.; Napp et al., 2014; Nilsson et al., 2016). Dies erklärt zum Teil, warum Kunden Batterien gegenüber P2H-Anlagen bevorzugen, da es sich bei der ersteren um eine bekanntere Technologie handelt, die in Deutschland weitgehend subventioniert wird. Die Zahlungsbereitschaft für eine Investition in eine Flexibilitätstechnologie liegt im Durchschnitt zwischen



CHF 10'000 bis CHF 50'000, bei den energiebewussten Unternehmen bei CHF 50'000 bis CHF 100'000. In der Literatur waren keine konkreten Daten zur Zahlungsbereitschaft für Flexibilitätstechnologien zu finden, um diese Erkenntnisse zu stützen. Alle Kundengruppen sehen bei einer solchen Investition den grössten Nutzen in einer Kostenersparnis (in der Grössenordnung von CHF 3'000 bis CHF 10'000 pro Jahr), die energiebewussten Unternehmen weisen dabei die kleinste Preissensitivität auf. Die Amortisationszeit hingegen wurde bei den Investitionsentscheidungskriterien als weniger wichtig eingestuft als die Art der Flexibilität oder die Finanzierungsart. Bei letzterer wird die Eigenfinanzierung generell der Fremdfinanzierung und Contracting-Lösungen vorgezogen. Hier gibt es jedoch noch länderspezifische Unterschiede. Contracting wurde von Kunden aus Österreich beinahe gleich attraktiv wie Eigenfinanzierung bewertet, während Contracting in Deutschland relativ zur Eigenfinanzierung als eindeutig unbeliebteste Finanzierungsart gewählt wurde. Von Schweizer Kunden wird Contracting gegenüber der Fremdfinanzierung vorgezogen, die Eigenfinanzierung bleibt jedoch klar die Favoritin. Die Bewertungen der verschiedenen Finanzierungsmöglichkeiten, aufgeschlüsselt nach den drei Ländern, ist in Abbildung 35 dargestellt.

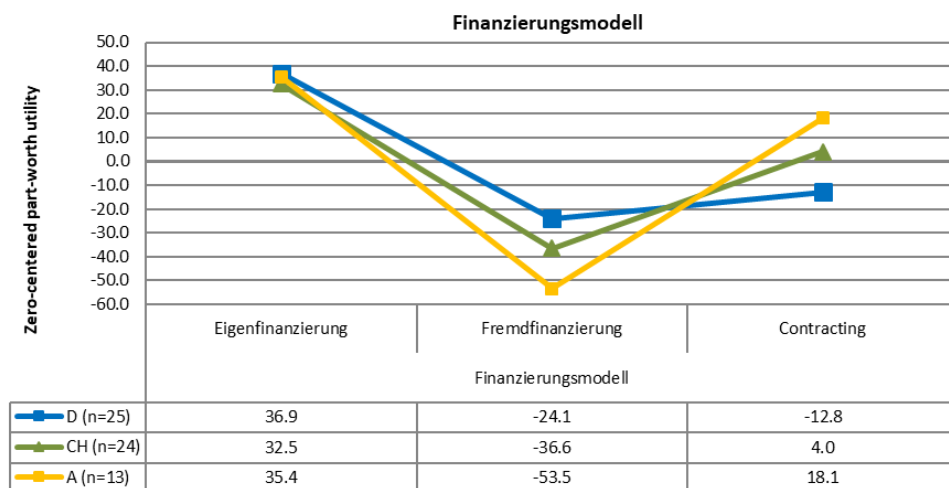


Abbildung 35: Bevorzugtes Finanzierungsmodell

5.2. Simulation Flexible Lasten mit TREES

Der Kern des Modells besteht aus vier Zustandsvariablen, die jeweils die Anzahl der Kunden darstellen, die ein bestimmtes Angebot beziehen (Abbildung 36). Zu Beginn der Simulation ist keine flexible Technologie ("Flexload") installiert, so dass alle Kunden "Customers without Flexloads" sind. Zu jedem Zeitpunkt der Simulation kann ein gewisser Teil der Kunden entscheiden, zu einer der alternativen Optionen zu wechseln. Ein möglicher Wechsel ist die Installation einer Flexibilitätslösung, ohne das Lastmanagementprogramm des Versorgungsunternehmens zu abonnieren. Kunden, die sich für diese Option entscheiden, unterliegen weiterhin dem Standardnetztarif (ST). Eine weitere Alternative ist die Kombination der Installation einer Flexibilitätslösung mit einer Photovoltaik-(PV)-Anlage und die Zahlung des ST. Schliesslich können sich die Kunden für die Teilnahme am regionalen



Lastmanagementprogramm entscheiden und vom Poweralliance Netztarif (PAT) profitieren. Die Umstellung auf PAT kann entweder direkt (Kunden installieren eine Flexibilitätslösung und treten gleichzeitig dem regionalen Lastmanagementprogramm bei) oder über eine der beiden vorherigen Optionen erfolgen (Kunden, die bereits eine Flexibilitätslösung installiert haben, entscheiden sich in einem zweiten Schritt für die Teilnahme am Lastmanagementprogramm).

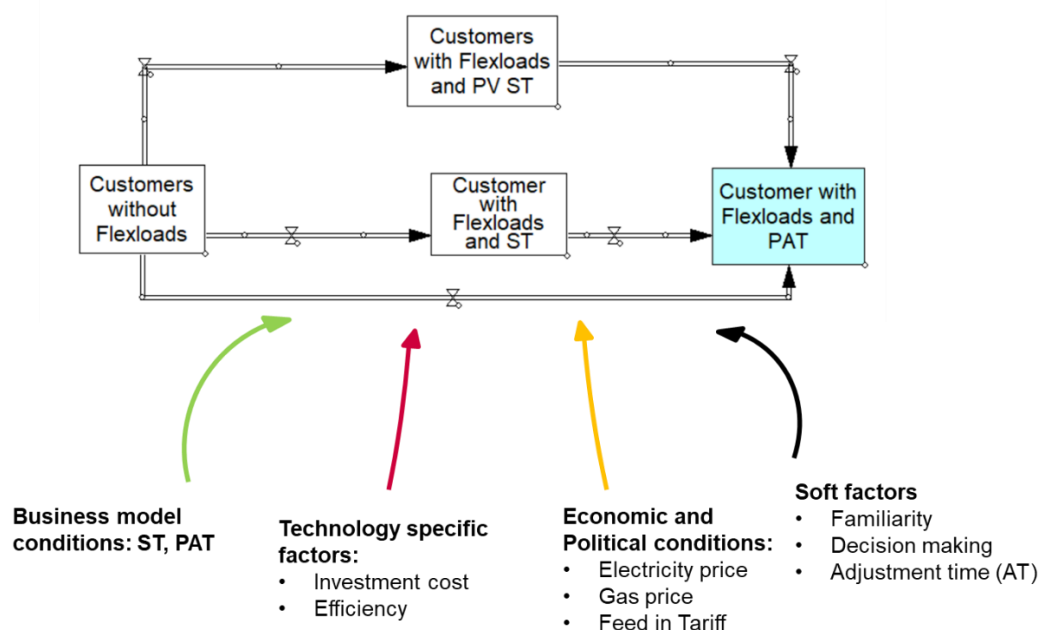


Abbildung 36: Wesentliche «Stocks» und «Flows» des Simulationsmodells. Jedes Feld stellt die Anzahl der Kunden dar, die eine bestimmte Option in Bezug auf Flexibilitätstechnologien, PV und Netztarife abonniert haben. Doppel-Pfeile stellen die Möglichkeiten für Kunde

Die Anzahl der Kunden, die zu jedem Zeitpunkt gemäss den Strömungen in Abbildung 36 von einer Option zur anderen wechseln, hängt vom wahrgenommenen Nutzen jeder Entscheidungsoption sowie von den vorgegebenen Einstellzeiten (AT) für jeden möglichen Wechsel ab. ATs sind Zeitkonstanten, die Verzögerungen im System abbilden. Viele Faktoren können diese Entscheidung für einen einzelnen Kunden verzögern, wie z.B. finanzielle, zeitliche und Know-how-Beschränkungen oder Organisationsstrukturen und -prozesse.

Die jährlichen Cashflows im Modell sind die Summen der Kosten und Erträge im Zusammenhang mit den installierten flexiblen Technologien. Die Amortisationszeit ergibt sich aus dem Verhältnis von jährlichem Cashflow und Investitionskosten. Ist der Cashflow negativ, gilt die Option als unwirtschaftlich. Die Berechnung der Einnahmen unterscheidet sich zwischen den drei in dieser Studie betrachteten Technologien. In allen Fällen setzen sich die Kosten aus dem Netztarif (ST oder PAT) sowie den Betriebskosten (Opex) zusammen. Für jede Technologie werden Kosten und Erlöse für beide Netztarifooptionen (ST und PAT) sowie für die Fälle mit und ohne PV berechnet. Im Falle von P2H bestehen die Erlöse aus den erzielten Einsparungen im Vergleich zu einem Referenzfall, bei dem die gesamte Prozesswärme aus einem Gaskessel stammt. Bei Power-to-Hydrogen (P2H₂) stammen die



Umsätze aus dem Verkauf von Wasserstoff an Industriekunden. Bei Batterien werden die Umsätze durch Arbitrage und Eigenverbrauchseinsparungen in Kombination mit einer PV-Anlage generiert. Diese drei Geschäftsmodelle sind in Kapitel 5.4. näher beschrieben.

Viele der in den Simulationsmodellen verwendeten Parameterwerte sind mit hoher Unsicherheit behaftet. Diese Unsicherheit entsteht aus verschiedenen Gründen: Erstens liegt die Simulationsperiode in der Zukunft, so dass Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Energiepreisen, Technologiekosten und Steuern getroffen werden müssen. Zweitens fungieren einige Parameter als Proxies für Prozesse, die nicht explizit im Modell beschrieben werden.

Es können drei Arten von Parameter unterschieden werden: erstens die Parameter, die das strategische Verhalten der Energieversorger beschreiben; zweitens sog. «harte» wirtschaftliche und technische Faktoren; drittens sog. «weiche» Faktoren, die die Entscheidungsprozesse der Kunden beschreiben. Parameter der ersten Kategorie zeichnen sich dadurch aus, dass sie im Handlungsbereich des Energieversorgers liegen, d.h. aus ihrem Einfluss auf das Modell lassen sich konkrete Handlungsempfehlungen ableiten.

Die Sensitivität der verschiedenen Parameter unterscheidet sich zwischen den drei Technologien stark. Bei P2H hängt die Verbreitung der Technologie stark vom Anteil Strom aus Eigenproduktion ab, bei Batterien von der Volatilität des Strompreises und der Höhe der Einspeisevergütung, und bei P2H₂ vom Absatzpreis für Wasserstoff. Einige Faktoren sind jedoch bei allen drei Technologien wichtig, etwa die Zeitkonstante, die die Verzögerung beim Ankauf einer Flexibilitätsanlage beschreibt, oder der Effekt von direktem Kundenkontakt auf die Bekanntheit einer Technologie. Auch das Verhältnis vom PAT zum ST spielt eine wichtige Rolle, vor allem bei Batterien und P2H. Weitere Details zum Systemdynamikmodell und zur Sensitivitätsanalyse befinden sich in (Zapata et al., n.d.).

Aus dieser Analyse ergibt sich die Handlungsempfehlung für interessierte Energieversorger, proaktiv dafür zu sorgen, dass potentielle Abnehmer mit den verschiedenen Flexibilitätstechnologien gut vertraut sind. Zudem ist die Vergünstigung von Leitungspreis ein wichtiger strategischer Einflussfaktor für den Erfolg des Poweralliance Geschäftsmodells. Zukünftige Entwicklungen der Rahmenbedingungen sind für den Erfolg verschiedener Technologien massgebend: bei stark volatilen Strompreisen ist eine Batterie besonders interessant, während die Attraktivität von P2H₂ stark davon abhängt, zu welchem Preis der hergestellte Wasserstoff verkauft werden kann. Letztlich ist bei allen drei Technologien ein wichtiger Faktor, ob und wieviel Strom aus Eigenproduktion ein Betrieb zur Verfügung hat.

5.3. Workshop-Kit

Technologie-Anwendungsfälle und Excel-Tool

Um eine konkrete Vorstellung von der Rentabilität einiger Flexibilitätstechnologie zu erhalten, haben wir ein Excel-Tool entwickelt, das ermöglicht, die Amortisationszeit dieser Technologien unter verschiedenen Annahmen abzuschätzen. Das komplette Tool befindet sich im Anhang. Nachfolgend werden verschiedene konkrete Anwendungsfälle in der Industrie kurz vorgestellt.

Photovoltaik (PV) & Batteriespeicher

Unser erster Anwendungsfall, wie er in Abbildung 37 illustriert ist, untersucht das typische PV-Batteriesystem. Die PV-Module werden auf dem Dach eines Industriegebäudes installiert. Die Batterie speichert den Überschuss der von der PV-Anlage erzeugten Energie.

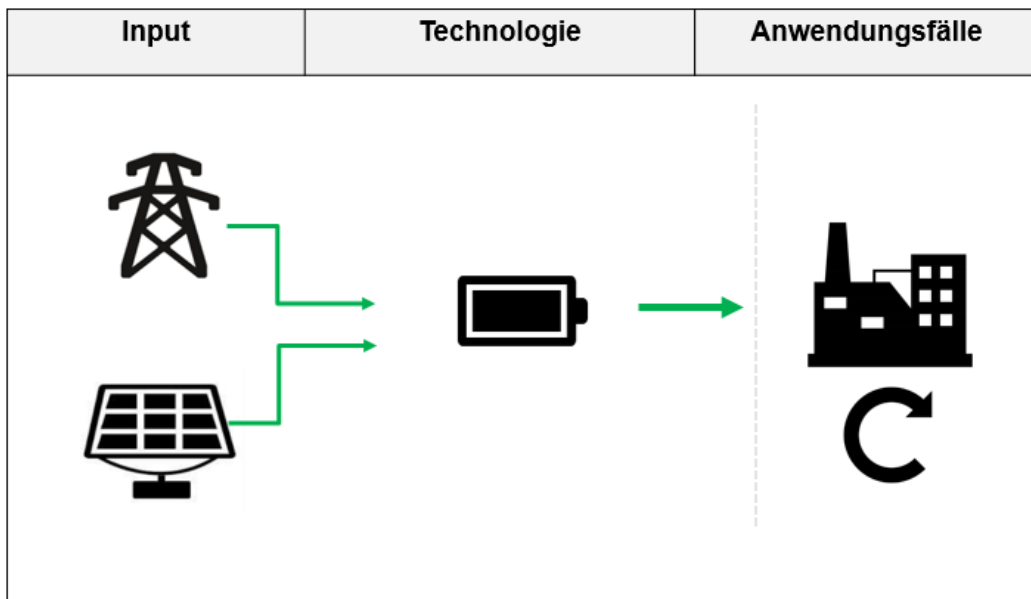


Abbildung 37: Photovoltaik- und Batteriesystem in einem Industriegebäude

Die Batterie ist auch an das Stromnetz angeschlossen, was die Flexibilität erhöht und es ermöglicht, von den Preisunterschieden zu profitieren (Strom verkaufen, wenn der Preis hoch ist und kaufen, wenn er niedrig ist). Tabelle 14 stellt die wichtigsten Annahmen zusammen.

Tabelle 14: Photovoltaik- und Batteriesystem Annahmen

Batterien	
Installierte Kapazität	300 kWh
Laderate	3 h
Installierte Leistung	100 kW
Wirkungsgrad	98 %
Ladezyklen pro Tag	1.5
Stundenanteil mit niedrigem Preis	20 %
Anteil Strom aus Eigenproduktion (PV)	80 %

Zuerst untersuchen wir den Einsatz einer Batterie nur zur Arbitrage und stellen fest, dass dieses Geschäftsmodell nur dann rentabel ist, wenn der Batteriepreis stark sinkt. Die Kombination aus Eigenverbrauchssteigerung und Arbitrage, unter Nutzung des PAT, führt zu sehr attraktiven Amortisationszeiten, vor allem wenn auch eine Subventionierung der Batterieinvestitionskosten in Betracht gezogen wird.



Ohne Unterstützung der Investitionskosten sollten andere Einnahmequellen in Betracht gezogen werden, um Batterien heutzutage rentabel zu machen. Arbitrage, Eigenverbrauchserhöhung, Netzzuverlässigkeit und Netzqualität werden in der Literatur (Battke & Schmidt, 2015; Fitzgerald et al., 2015) erwähnt als wichtigste Anwendung von Batterien.

Power-to-Heat (P2H): Elektrodenkessel

Der in diesem Projekt untersuchte spezifische Anwendungsfall analysiert den Einsatz eines Elektrodenkessels zur Wärmeerzeugung in der Papierindustrie (bei einem Temperaturbedarf von etwa 120 °C). Abbildung 38 zeigt diesen Anwendungsfall.

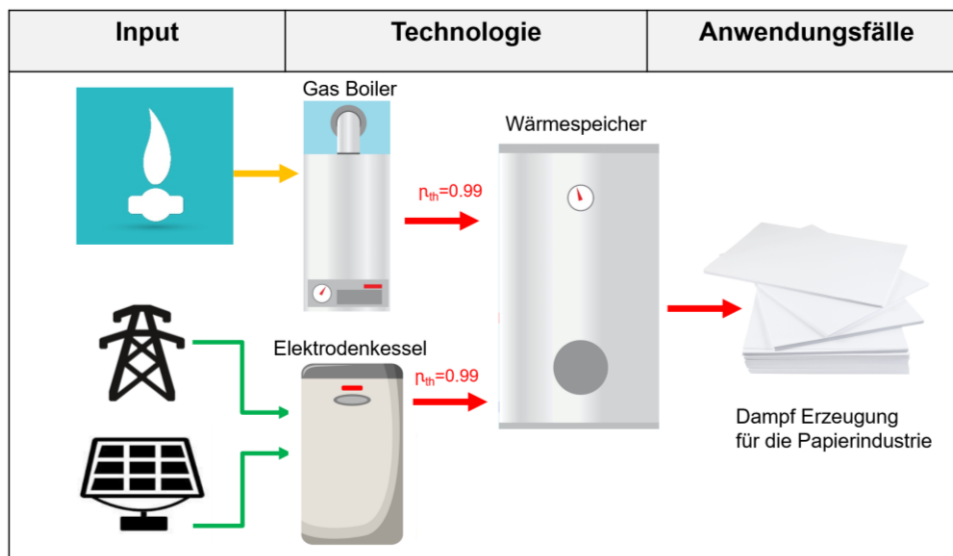


Abbildung 38: Elektrodenkessel zur Wärmeerzeugung in der Papierindustrie

Elektrodenkessel sind eine ausgereifte Technologie, mit Investitionskosten zwischen 100-400 €/kW und einem Wirkungsgrad von 98% (Estermann et al., 2017). Tabelle 15 gibt eine Zusammenfassung der wichtigsten Annahmen. Der Elektrodenkessel kann einen bestehenden Gaskessel ergänzen (Parallelbetrieb) oder komplett ersetzen. Der Strom kann entweder aus dem Stromnetz oder aus der Eigenproduktion bezogen werden. Im Parallelbetrieb kann das System die Preisdifferenz zwischen Gas und Strom nutzen. Ein Wärmespeicher wird ebenfalls installiert, um die Flexibilität des Systems zu erhöhen



Tabelle 15: P2H Anwendungsfall Annahmen

P2H	
Installierte Kapazität	500 kWe
Investitionskosten	100 €/kW
Lebensdauer (bzw. garantierte Leistung)	25 Jahre
Wirkungsgrad	98 %
P2H-Erzeugte Wärme	3'942'000 kWh/Jahr
Ersetzter Boiler	
Wirkungsgrad	98 %

Die Berechnungen ergeben, dass die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung rentabel ist, wenn genügend günstiger Strom verfügbar ist. Darüber hinaus führt es nur dann zu CO₂-Einsparungen, wenn der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt, andernfalls, wenn der Strom aus dem heutigen Netz entnommen wird, ist der Einsatz eines Gaskessels immer noch umweltfreundlicher als der Einsatz eines Elektrokessels.

Power-to-Hydrogen (P2H₂)

Wie in Abbildung 39 dargestellt, beinhaltet unser Anwendungsfall die Herstellung von Wasserstoff mit einem Elektrolyseur für den Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie. Die Details sind in Abbildung 39 und Tabelle 16 zu finden.

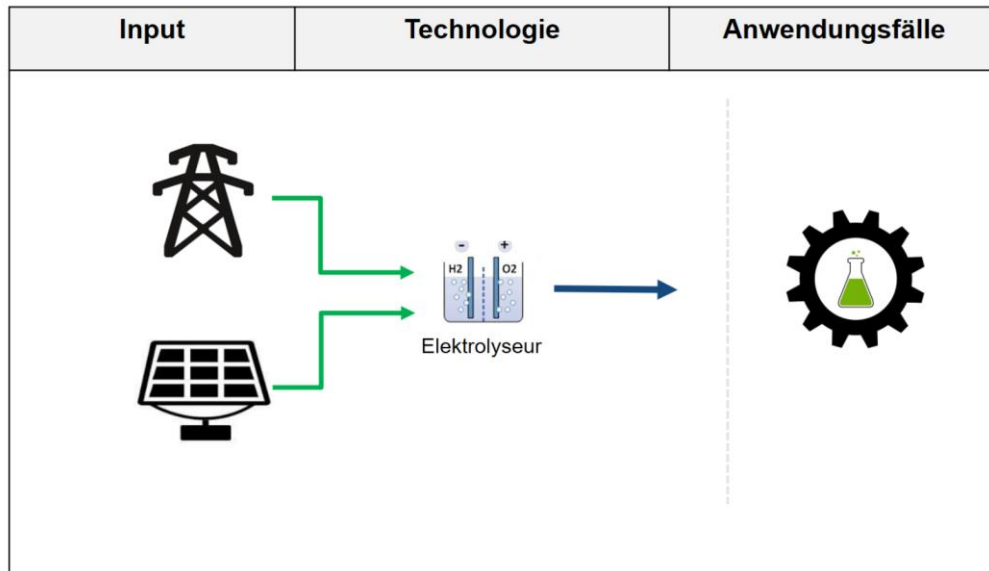


Abbildung 39: Herstellung von Wasserstoff für die chemischen Industrie

In diesem Anwendungsfall hängt die Rentabilität von P2H₂ in hohem Masse vom Wasserstoffpreis und der Verfügbarkeit von billigem Strom ab. Die Nutzung des PAT, der eine Reduzierung des Leistungspreises und der Steuern impliziert, führt zu einer Verkürzung der Amortisationszeit. Ähnlich wie bei P2H wird der Umweltvorteil jedoch nur dann erreicht, wenn der verwendete Strom aus erneuerbaren Energien stammt.

Tabelle 16: P2H₂ Anwendungsfall Annahmen

P2H ₂		
Elektrolyseur-Leistung	500 kW	Wasser-Elektrolyseur
Nutzungsgrad	0.7	
Jahresvolllaststunden	6'132 h	
Gesamter Stromverbrauch	3'066'000 kWh/Jahr	
Stromverbrauch pro kg H ₂	55 kWh/kg	
Wasserstoff-Produktion	55'745 Kg /Jahr	
Absatzpreis für Wasserstoff	8 €/kg	
Stundenanteil mit niedrigem Preis	15 %	
Anteil Strom aus Eigenproduktion (PV)	80 %	



Online-Cockpit

Das im Deliverable 4.2 im Anhang beschriebene Modell ist die Basis des Cockpits, welches als Instrument zum Testen von Strategien und Szenarien zur Verbreitung verschiedener flexibler Technologien dient. Ein Einblick in die Oberfläche des Cockpits ist in Abbildung 40 dargestellt. Das Cockpit zeigt die Entwicklung über die Zeit der Kunden, die eine flexible Technologie einsetzen, ihre Amortisationszeit, ihren Cashflow und ihre CO₂-Einsparungen in Abhängigkeit von den Eigenschaften der verschiedenen Szenarien. Das Cockpit ist online mit folgendem Link und Zugangsdaten verfügbar:

Link: www.forio.com/app/zhaw/power-alliance (nicht mit Internet-Explorer kompatibel)

Username: BFE

Passwort: PowerAlliance1

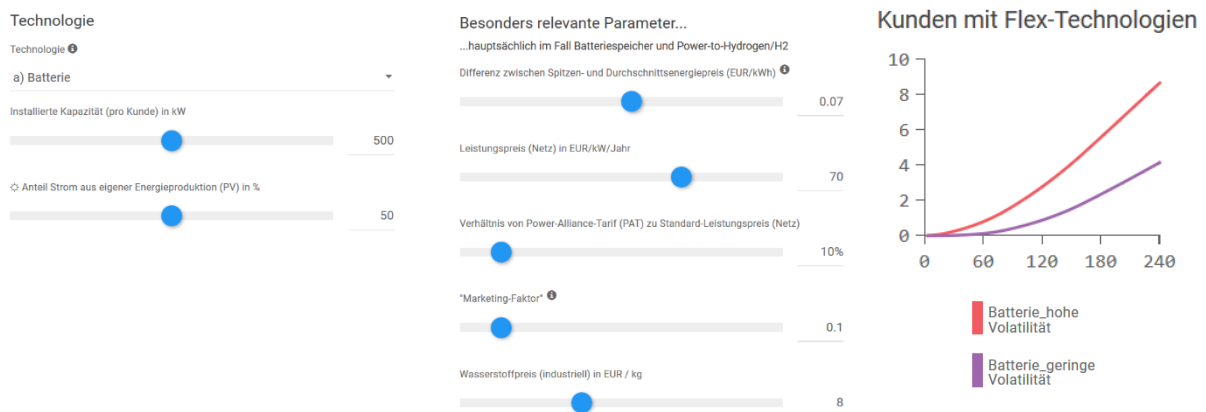


Abbildung 40: User Interface des Cockpits (links: Entscheidungs-Parameter um Szenarien zu kreieren; rechts: Simulationsergebnisse)

Geschäftsmodelle für Stakeholder

Um auf die neuen Herausforderungen der Energiewende zu antworten, müssen die bestehenden Netztechnologien, Geschäftsmodelle und Regulierungen aktualisiert werden (Giordano & Fulli, 2012). Dies ist besonders wichtig für den Verteilernetzbetreiber (VNB), welcher für die Integration der dezentralen Energieerzeugung verantwortlich ist. VNBs sind hochregulierte Unternehmen. Daher sollte der Regulierungsrahmen rasch angepasst werden, um die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle zu erleichtern. Derzeit decken VNBs die Kosten mit dem klassischen Netztarif, der sich an der übertragenen Leistung und Energiemenge orientiert. Bei dem bestehenden Tarifsystem, wenn die Endverbraucher aufgrund der Zunahme von Technologien zur dezentralen Erzeugung weniger Energie vom Netz benötigen (Honkapuro et al., 2014; Jansen et al., 2007; Picciariello et al., 2015), wird es notwendig sein, den Netztarif zu erhöhen, um die Netzkosten wieder decken zu können (Kubli, 2017). Darüber hinaus ist ein VNB auch bei starker Verbreitung von dezentralen Anlagen immer noch verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung mit einer alternden Infrastruktur zu gewährleisten (Honkapuro et al., 2014). VNBs sollten ermutigt werden, innovative Lösungen zu testen,



um die Qualität der Versorgung zu niedrigeren Kosten zu erhalten (Colle et al., 2019). In diesem Rahmen eröffnet der Einsatz von Informationstechnologien in Smart Grid-Anwendungen grosse Chancen für neue Geschäftsmodelle, von denen mehrere Interessengruppen profitieren können. Die Literatur erwähnt hauptsächlich drei Arten von Geschäftsmodellen, die durch Smart Grids ermöglicht werden: Fahrzeug zu Netz (oder Netz zu Fahrzeug), Nachfrageverhalten und Integration erneuerbarer Energien. Diese Geschäftsmodelle können dem VNB unter anderem helfen, die Systemkosten zu senken, die Investitionskosten zu senken und den Bedarf an Netzkapazität zu decken. (Niessen & Alkemade, 2016).

Für dieses Workshop-Kit-Deliverable wurde deshalb ein Geschäftsmodell-Teil erarbeitet, welcher im September 2017 durch das Projektteam getestet wurde. Damit wurden Geschäftsmodelle für die verschiedenen Stakeholder (VNB, Endkunde, Technologieanbieter, Stromversorger) erarbeitet.

Workshopanleitung

Für den Workshop wurde das Team in Gruppen von 3-4 Personen eingeteilt, mit je einem gross ausgedruckten Canvas¹, Haftnotizzettel und Marker. Während 45-60 Minuten hat jede Gruppe das Canvas ausgefüllt. Es wurde jeweils überprüft ob jedes Kundensegment mit einem Leistungsversprechen und einer Einnahmequelle verbunden ist. Anschliessend wurden die Geschäftsmodelle den anderen Gruppen vorgestellt und überprüft.

Das Geschäftsmodell für den Verteilnetzbetreiber ist in Abbildung 41 dargestellt.

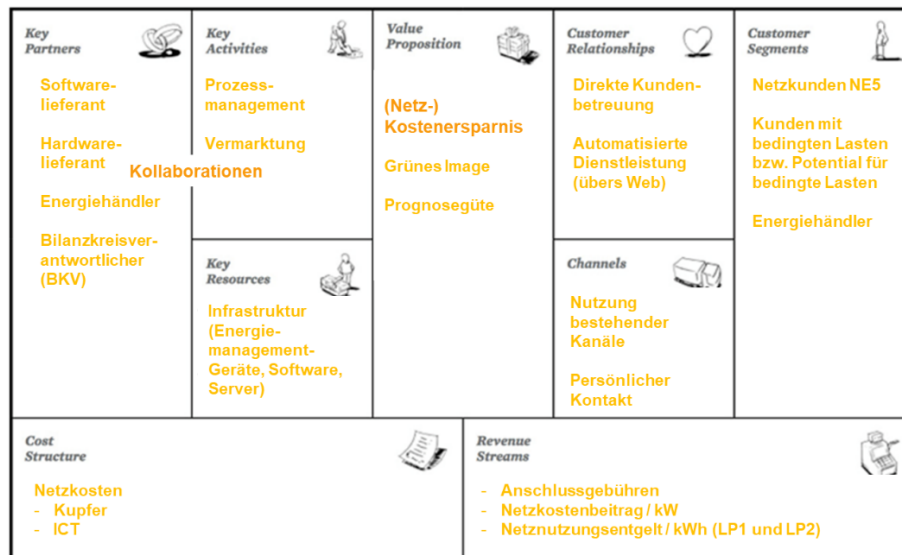


Abbildung 41: Geschäftsmodell-Canvas für VNB

Innovative Geschäftsmodelle, Kollaborationen bzw. das parallele Anbieten von ergänzenden Wertversprechen durch andere Dienstleister sind entscheidend für die Attraktivität des Poweralliance Modells für die Endkunden. Auch die statischen Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben gezeigt, dass



eine Kombination von Erlösquellen nötig ist, damit die Flexibilität für den Endkunden einen genügend grossen Nutzen erbringt. Mögliche kombinierbare Angebote von verschiedenen Stakeholdern sind in Abbildung 42 illustriert. Bei der Vermarktung von Flexibilität ist auf die Komptabilität mit dem Poweralliance Modell zu achten. Tabelle 17 stellt die Vermarktungsmöglichkeiten und derer Komptabilität dar.

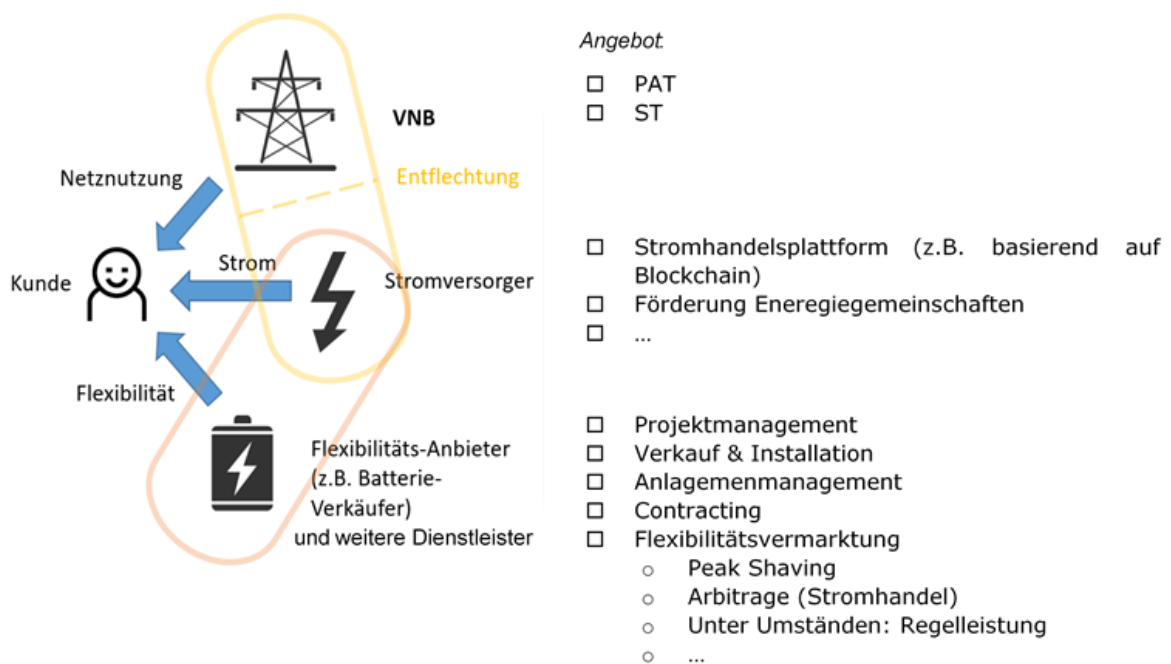


Abbildung 42: Flexibilitätsangebote durch verschiedene Stakeholder



Tabelle 17 Flexibilitäts-Geschäftsmodelle für Endkunden

Geschäftsmodell	Geeignete Flexibilität (nicht abschliessend)	Anbieter	Komplementär zu Poweralliance
Regelenergie	Power-to-X Batterie Wärmepumpen	<ul style="list-style-type: none"> • Regelenergiemarkt (Swissgrid) • Regelpoolbetreiber • Virtuelle Kraftwerke 	Eher nein (Flexibilität wird auf einem anderen Markt verkauft und kann eher schwierig mit Poweralliance kombiniert werden.)
Arbitrage	Batterie	<ul style="list-style-type: none"> • Strommarkt 	Ja (Zielgruppe Poweralliance)
Peak Shaving	Batterie Power-to-X	<ul style="list-style-type: none"> • VNB 	Ja (Zielgruppe Poweralliance → von Peak Shaving zu Load Shaping)
Notstromversorgung	Dieselegenerator	<ul style="list-style-type: none"> • Dienstleister 	Andere Art von Flexibilität



5.4. Poweralliance Roadmap

Um die Poweralliance Lösung als Standardlösung zu konsolidieren, ist es noch ein langer Weg. In unserer Roadmap identifizieren wir die Auslöser für das Poweralliance Projekt, bewerten die wichtigsten Barrieren und geben Empfehlungen an die wichtigsten Stakeholder. Abbildung 43 fasst die wichtigsten Empfehlungen zusammen. Die gesamte Roadmap ist im Anhang ersichtlich.

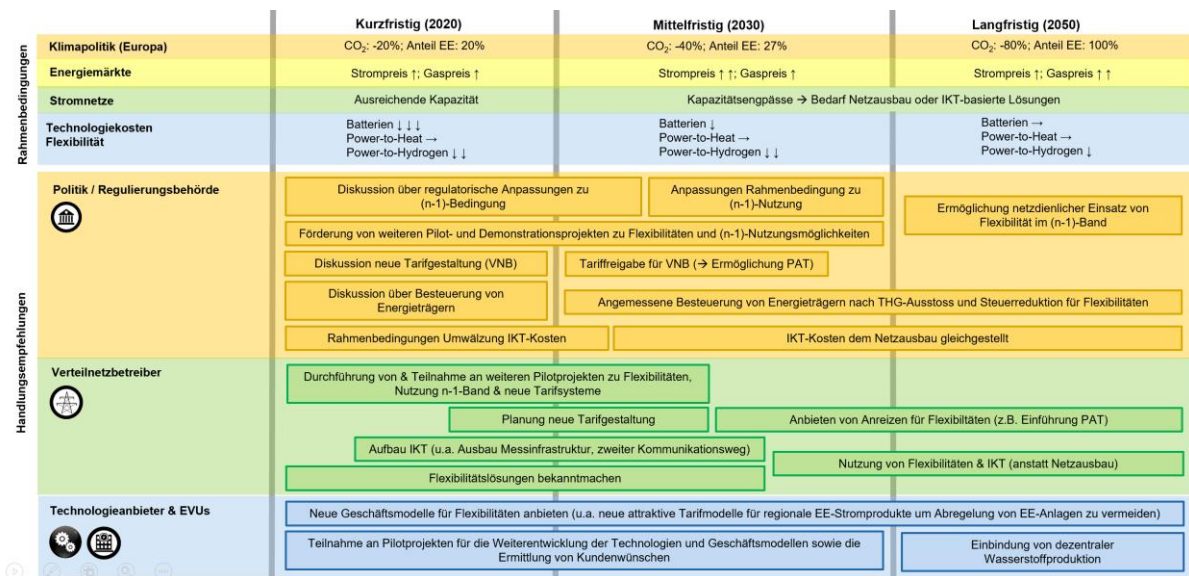


Abbildung 43: Roadmap

Tabelle 18 und Tabelle 19 geben eine detailliertere Beschreibung der identifizierten Barrieren und der notwendigen Empfehlungen zur Überwindung dieser Barrieren.



Tabelle 18: Beschreibung der Barrieren und Empfehlungen (1/2)










Barriere		Handlungsempfehlung
<p>1. Grundbedingung für PA-Geschäftsmodell ist zurzeit nicht gegeben</p> <p>Das Projekt geht von der Annahme aus, dass die Nutzung der zusätzlichen Netzkapazität möglich ist und ein neues Tarifmodell angeboten werden kann.</p>		<p>Die Rahmenbedingungen für die Nutzung des (n-1)-Bandes sollten angepasst und eine Tariffreigabe ermöglicht werden. Zu diesem Zweck und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollten andere Demonstrationsprojekte finanziert werden, um die Funktionalität des Power-Alliance-Projekts noch weiter zu testen.</p>
<p>2. Strom steuerlich stark belastet (stärker als Gas)</p> <p>Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern auf Strom sind wesentlich grösser als die auf Erdgas. Dies führt dazu, dass die Elektrifizierung der Industrie heute nicht wirtschaftlich ist.</p>		<p>CO₂-orientierte Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie ist notwendig</p>
<p>3. Flexibilität dem Netzausbau nicht gleichgestellt</p> <p>IKT-Kosten können dem Netzausbau noch nicht angerechnet und dementsprechend nicht umgewälzt werden.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Gestaltung einer neuen regulatorischen Rahmenbedingung, welche die Umwälzung von IKT-Kosten ermöglicht
<p>4. Hohe Investitionskosten</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Finanzinstrumente zur Senkung der Investitionskosten • Neue Geschäftsmodelle schaffen, die die neuen Technologien finanzieren (z.B. Contracting)
<p>5. Unsichere Wirtschaftlichkeit</p> <p>Der Marktzugang für Flexibilitätsoptionen ist unter aktuellen regulatorischen Bedingungen erschwert (z.B. durch die Belastung von Netznutzungsgebühren).</p> <p>Um die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten zu gewährleisten, ist ausserdem in vielen Fällen eine Kombination von Geschäftsmodellen erforderlich.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung von Pilotprojekten, die die Wirtschaftlichkeit neuer Geschäftsmodelle demonstrieren. • Erleichterung Marktzugang für Flexibilitätsoptionen durch Anpassung von regulatorischen Rahmenbedingungen • Ermöglichung von netzseitigen Erlösquellen für Flexibilitätsoptionen → neue Tarifsysteme & Anreize für Flexibilität → PAT • Komplementäre Geschäftsmodelle anbieten (Aufzählung nicht abschliessend): <ul style="list-style-type: none"> • P2H2 <ul style="list-style-type: none"> • Power-to-Industry • Power-to-Mobility • Einspeisung ins Gasnetz • Batterien <ul style="list-style-type: none"> • Regelleistung, bzw. andere Systemdienstleistungen • Quartierbatterie • Peak Shaving • Virtuelle Kraftwerke • Arbitrage • P2H <ul style="list-style-type: none"> • Überschussstrom-Nutzung



Tabelle 19: Beschreibung der Barrieren und Empfehlungen (2/2)

Barriere		Handlungsempfehlung
<p>6. Elektrifizierung führt nicht unbedingt zu Kosten- und CO₂-Einsparungen</p> <p>Wenn günstige erneuerbare Energien nicht vorhanden sind, führt die Elektrifizierung der Industrie nicht zu den gewünschten wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen.</p>		<p>Förderung der industriellen Elektrifizierung zusammen mit der Unterstützung der Nutzung und Installation erneuerbarer Energien.</p> <p>Anreize schaffen zur CO₂-Vermeidung und zum Ersatz fossiler Energiequellen.</p> <p>Erleichterung und Förderung der Nutzung von nicht ins Netz integrierbarem Strom aus EE (um der Abriegelung entgegenzuwirken).</p>
<p>7. Technologische Unsicherheiten</p> <p>P2H ist eine ausgereifte Technologie. Jedoch befindet sich P2H₂ noch im Entwicklungsprozess und Batterien können noch von einigen Verbesserungen profitieren, wie z.B. der Erhöhung der Energiedichte.</p>	 	<p>Unterstützung von F&E und Pilotprojekten zur Entwicklung der Elektrifizierungstechnologie.</p>
<p>8. Geringer Bekanntheitsgrad von Flexibilitäts-Technologien</p> <p>Der Einsatz flexibler Technologien impliziert eine Veränderung im Alltag eines Industriekunden. In einigen Fällen sind die Elektrifizierungstechnologien den Kunden unbekannt und die Bereitstellung von Flexibilität erscheint nicht attraktiv, da sie nicht zum Kerngeschäft des Unternehmens gehört.</p>		<p>Unterstützung der Kunde und ihnen helfen, die Vorteile der neuen Technologien kennenzulernen und zu verstehen.</p> <p>Identifizierung und Verstehen der wichtigsten Akzeptanzprobleme.</p> <p>Genügend Anreize schaffen, damit die Kunden ihre Flexibilität dem VNB anbieten.</p>



6. Schlussfolgerungen

Die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors auf Basis erneuerbarer Energien ist eine Grundvoraussetzung, um den Klimawandel auf ein noch akzeptables Mass begrenzen zu können. Der erforderliche Umbau der Energieversorgung ist jedoch kein Selbstläufer, auch dann nicht, wenn man diesbezüglich optimistische Annahmen zur Preisentwicklung von erneuerbarem Strom, fossilen Energieträgern, CO₂ und neuer Technologie zur Speicherung und zur Sektorkopplung unterstellt. Es müssen darüber hinaus finanzielle Anreizsysteme geschaffen werden, jedoch ohne neue Subventionstatbestände, Windfallprofits und ungewollte Verzerrungen im aktuellen Finanzaufkommen zu bewirken.

Mit dem Poweralliance Ansatz ist genau dies auf elegante Art möglich.

- Es erhalten lediglich neue, also zusätzliche elektrische Lasten, die den notwendigen Systemwechsel begünstigen einen wirtschaftlichen Vorteil. Konkret sind dies P2X Technologien, die unmittelbar den Einsatz fossiler Energieträger substituieren sowie preisgesteuerte Batterien, die systemstützend wirken.
- Überschussstrom wird absorbiert und Preisspitzen geglättet, jedoch nur in dem Masse, in dem jeweils aktuell Netzkapazität dafür zur Verfügung steht.
- Negative Preise bzw. die Zwangsabschaltung von erneuerbarer Überschuss-erzeugung kann so reduziert bzw. vermieden werden.
- Das bisherige Steuer- und Entgeltaufkommen wird dabei nicht tangiert insofern finden keine absoluten finanziellen Ausfälle durch Poweralliance gegenüber dem Status quo statt. Im aktuellen System bestehen praktisch kaum preisgetriebene Lasten, welche aus steuerlichen Gründen in den günstigen Tarif wechseln könnten. Bedingte Lasten kommen zukünftig zusätzlich zu dem bestehenden Aufkommen in das System und erhöhen die absoluten Steuereinnahmen, wengleich auch in geringerem Masse als ohne PAT.
- Die Nutzbarmachung von bisher brachliegendem volkswirtschaftlichem Vermögen durch den intelligenten Einsatz von IKT verringert die notwendigen Netzausbaukosten auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Mass. Poweralliance ermöglicht, dass dieses Mass nicht aufgrund pauschaler Überlegungen, sondern marktbasierend über die individuelle Zahlungsbereitschaft der Netzkunden bestimmt wird.

Die grosse Mehrzahl der untersuchten Pilotkunden könnten finanziell durch die Investitionen in Elektrifizierung in Kombination mit dem Poweralliance Tarif finanziell profitieren. Dies erlaubt mehrheitlich attraktive Investitions-Payback Zeiten von weniger als 7 Jahren.

Vorteile (+) und Verpflichtungen (-) für die Stakeholder

Netzkunden, Verteilnetzbetreiber, Energieversorger (Dienstleister, Aggregatoren), OEMs (Batterie, Elektrolyseure, P2X) und die Volkswirtschaft insgesamt profitieren direkt oder indirekt vom Poweralliance Projekt. Der Poweralliance Ansatz entfaltet seine Wirkung bei allen 3 Komponenten der Energiebepreisung: Energie, Netz, Steuern & Abgaben.



Netzkunden:

+ Energiepreiskomponente:

Im Standard Tarif kann der Stromkunde seinen Energiepreis beispielsweise mit einem Vollversorgungsvertrag wie gehabt absichern, um das Energiepreisisiko für seine unbedingten Lasten abzusichern.

Im Poweralliance Tarif will der Netzkunde durch Teilnahme am Spotmarkt von den Chancen, die sich durch hohe Preisvolatilitäten ergeben, profitieren. Er setzt seine verfügbaren Flexibilitäten bewusst dem Spotpreisisiko aus. Je nach Präferenz kann der Kunde sein Preisrisiko jedoch auf ein bestimmtes Mass begrenzen, indem er mit seinem Lieferanten bspw. eine Preisobergrenze (price cap) für den Energiebezug vereinbart.

+ Netztarifkomponente:

Beim Standard Tarif bezahlt der Netzkunde für unbedingte Lasten den gleichen Tarif wie bis anhin. Seine Versorgungssicherheit und seine Kostensituation bleiben gegenüber heute unverändert.

Im Poweralliance Tarif für bedingte Lasten bezahlt der Netzkunde einen signifikant niedrigeren Preis. In der Projektsimulation wurde hier eine Tarifreduktion von 90% angenommen. Sofern keine Netzengpässe auftreten, profitiert der Kunde vollumfänglich von dieser Preisreduktion. Allerdings akzeptiert der Kunde damit für seine bedingten Lasten eine geringfügig niedrigere Versorgungssicherheit, nämlich einfache Sicherheit gegenüber der sog. (n-1) Sicherheit.

Für den Fall, dass die insgesamt nachgefragte Netzkapazität die verfügbare Kapazität übersteigt, findet sich der Kunde in einer Wettbewerbssituation mit den anderen Nutzern. Der Poweralliance Ansatz basiert auf dem Prinzip der wettbewerblichen Ermittlung der situationsbedingten Zahlungsbereitschaft. Bei auftretender Knappheit kann sich implizit ein marktbasierter Knappheitspreis für die Netznutzung der Kapazität für bedingte Lasten ergeben, ohne dass aufwändige Netznutzungsauktionen für jede Stunde des Tages durchgeführt werden müssen.

+ Steuern und Umlagen/Abgaben:

Steuern und Umlagen bleiben beim Standard Tarif unverändert bestehen, wohingegen beim PAT Tarif eine signifikante Reduktion um 50 % auf alle Kostenarten ausserhalb von Netz und Energie vorgeschlagen wird. Die Reduktion kann damit begründet werden, dass Strom, welcher unter dem Poweralliance Tarif verbraucht wird, zweckgebunden zur Sektorkopplung bzw. zur Systemstützung netz- und systemfreundlich verwendet wird. Dieser gegenüber der heutigen Situation zusätzliche Strom besitzt daher ein höheres CO₂ Verdrängungspotential als Strom, welcher für andere, unbedingte Zwecke verwendet wird. Damit trägt er tendenziell auch nicht zur Erhöhung der Energieeffizienz bei. Beim Strom für bedingte Lasten handelt es sich also um zusätzlichen Verbrauch, d.h. die bestehende Basis des Steueraufkommens bleibt unberührt. Da heute keine, bzw. sehr wenige preisgetriebene bedingte Lasten existieren, kommt es durch diese Art der Subvention zu keinen signifikanten Steuerausfällen, welche gegenfinanziert werden müssten.

- Zusätzlicher Prognoseaufwand:

Der Netzkunde (oder im Auftrag sein Energieversorger oder Service Provider) ist verpflichtet zusätzlich täglich je einen Fahrplan für unbedingten und bedingten Bezug an den Verteilnetzbetreiber zu senden. Die Übermittlung eines Summenfahrplans an den Übertragungsnetzbetreiber bleibt davon unberührt. Falls sich im Verteilnetz ein Netzengpass einstellen sollte, ist der Kunde verpflichtet seinen bedingten



Fahrplan entsprechend zu reduzieren. Die Versorgung der unbedingten Lasten bleibt dabei wie bisher bestehen.

Die im Projekt entwickelte Prognose Lösung automatisiert die day-ahead Fahrplaneingabe für Kunden von Poweralliance und reduziert somit die Einstiegshürde für potentielle Neukunden. Sie bewirkt ausserdem eine genauere Einschätzung der day-ahead Netzauslastung für Verteilnetzbetreiber. Es konnte exemplarisch die aktuelle Reserve in einem n-1 sicheren Netzkapazitätsteil bestimmt werden.

Verteilnetzbetreiber

+ Netzkapazitätsverdoppelung

Der hauptsächliche Vorteil für den VNB durch das Anbieten eines Poweralliance Tarifes besteht darin, dass er die nutzbare Kapazität seines Mittelspannungsnetzes praktisch verdoppeln kann, ohne dafür physikalischen Netzausbau betreiben zu müssen. Einen Vorteil gegenüber dem heutigen Umlegungssystem der Netzausbauinvestitionen hat der Netzbetreiber nur bei einer entsprechend angepassten Regulierungsbasis, welche diese Mehrerlöse anrechenbar macht.

+ Transparenzerhöhung:

Der Netzbetreiber gewinnt mehr Transparenz bezüglich den Lastflüssen in seinem Netz ohne signifikant mehr in das Monitoring investieren zu müssen.

+ Mehr Kundenkontakt:

Der VNB stärkt seinen Kundenkontakt dadurch, dass er dem Kunden nunmehr attraktive Angebote mit Wahlfreiheit unterbreiten kann.

- Erhöhte Überwachungspflichten:

Der Verteilnetzbetreiber ist im Poweralliance Modell neu verpflichtet, die Auslastung seiner kritischen Engpässe zu überwachen. Üblicherweise befindet sich diese an den Abgängen der Hochspannungstransformation zur Netzebene 4, da hier bei reinen Verbrauchsnetzen die höchste Summenlast entsteht. Ausserdem muss der Netzbetreiber regelmässig Kapazitätsbuchungen (z.B. jährlich oder monatlich) entgegennehmen und verwalten.

- Fahrplaneinkürzungen bei Netzkunden einfordern

Für den Fall, dass der Summenfahrplan für die bedingten Lasten die verfügbare Kapazität am Netzengpass überschreitet, muss der Netzbetreiber seine Kunden auffordern ihre Fahrpläne entsprechend der Höhe der vorab unter dem Poweralliance Regime bestellten Leistung pro rate zu reduzieren. Dieser Prozess läuft vollständig automatisiert ab.

-im aktuellen Regulierungsrahmen kein finanzieller Vorteil für VNB

Ein Nutzen für die Verteilnetzbetreiber liegt in der Einsparung von Investitionskosten bzw. in deren zeitlichen Verschiebung, da durch das entwickelte Konzept für den Anschluss von unbedingten Lasten ein zukünftiger Verteilnetzausbau vermieden bzw. verzögert werden kann. Einen wirtschaftlichen Vorteil generiert der Netzbetreiber daraus auf der heutigen Regulierungsbasis nicht, da die Erlöse aus den Netzentgelten durch die Kostenprüfung der Regulierungsbehörden gedeckelt werden. Durch die Reduzierung von Investitionen und die Verschiebung in den operativen Betrieb, bzw. Steigerung der Aufwandskosten ergeben sich unter den derzeitigen Randbedingungen für die Netzbetreiber eher



finanzielle Nachteile. Ursache ist die Eigenkapitalverzinsung von Investitionen. Wenn der Investitionsanteil sinkt, sinkt auch die Basis für die Eigenkapitalverzinsung. Durch die Erhöhung der Aufwandskosten, die im Rahmen der Anreizregulierung als beeinflussbare Kosten gelten, steigt die Basis, auf die der Effizienzwert angewendet wird. Wenn der Effizienzwert $<100\%$ ist, steigt der Reduktionsbetrag, um den die beeinflussbaren Kosten reduziert werden. Dies wirkt sich direkt negativ im Ergebnis des Netzbetreibers aus. Für Unternehmen, die am Vereinfachten Verfahren teilnehmen liegt der Effizienzwert immer $<100\%$, da sich dieser aus einem gewichteten Durchschnittswert der Unternehmen im Regulären Verfahren ermittelt. Schlussfolgernd lässt sich sagen, dass Netzbetreiber im Rahmen des derzeitigen Regulierungsregimes keinen wirtschaftlichen Anreiz haben ein System einzuführen, welches eine Verschiebung von Investitionskosten zu Aufwandskosten verursacht. Deshalb muss der Rechtsrahmen angepasst werden um Anreize für die Umsetzung des beschriebenen Systems zu schaffen.

Volkswirtschaft

Das Netz wird in der Zukunft mit weiteren Lasten und Einspeisungen belastet werden. Die Anreize zur Errichtung von z.B. weiteren PV-Anlagen auch in Verbindung mit Speichern sind da. Vor allem die demnächst in Deutschland auslaufende EEG-Förderung von PV-Anlagen wird dazu führen, dass Kunden vermehrt Energiespeicher einbauen. Die Tendenz zur „All Electric World“ wird ebenfalls zu einer weiteren Netzauslastung führen. Ausserdem ist es notwendig das zeitliche Auseinanderlaufen von Erzeugung und Verbrauch durch Speicher jedweder Art zu kompensieren.

+Volkswirtschaftlich optimale Ausnutzung des physischen Netzes

Hier gilt es nun zu entscheiden, ob es sinnvoll ist die bestehenden Netze besser auszulasten und damit einen volkswirtschaftlichen Vorteil zu erzeugen, oder weiter in die Netze zu investieren und damit weiter steigende Netzentgelte zu erhalten. Der Anstieg der Netzentgelte trägt zu einer weiteren Steigung der, im Europäischen Vergleich bereits hohen Stromkosten für den Endkunden bei. Diese Entwicklung gilt es zu stoppen und in intelligente Netze zu investieren. Mit dem Ansatz des ERA-Net-Projektes Poweralliance, welcher die bereits vorhandenen Netzkapazitäten optimal ausnutzt, wurde eine zukunftsorientierte und den steigenden Gesamtstromkosten entgegenwirkende Lösung gefunden.

-Offene Aufgaben

- Auf Seiten der Netzbetreiber muss die Bereitschaft durch entsprechende Anreize erzeugt werden, sich von der althergebrachten Vorgehensweise abzuwenden und in intelligente Netze zu investieren.
- Beim Einsatz solcher Systeme werden auf jeden Fall die Betriebskosten der Systeme ansteigen, was durch weiterreichende Systemautomatisierung einzugrenzen ist.



+Neue Geschäftsmodelle und Kooperationen

Der Einsatz von Informationstechnologien in Smart Grid-Anwendungen bringt auch grosse Chancen für neue Geschäftsmodelle für den VNB und weitere Stakeholder, sofern die regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst werden. Für den Endkunden wird relevant sein, dass die Angebote (z.B. Technologie, günstiger Poweralliance Tarif und Vermarktungsoptionen der Flexibilität) aufeinander abgestimmt sind und Geschäftsmodelle kombiniert werden können. Kollaborationen (z.B. zwischen EVU und Technologieanbieter) werden somit in Zukunft noch wichtiger. Mit Hilfe eines systemdynamischen Modells konnten die wichtigsten Faktoren identifizieren, die den Diffusionsprozess von neuen flexiblen Technologien beeinflussen. Den Ergebnissen zufolge sind nicht nur wirtschaftliche Faktoren wie die Investitionskosten und der Strom- und Gaspreis wichtig, sondern auch weiche Faktoren wie der Bekanntheitsgrad und daraus resultierend der direkte Kontakt zu den Kunden.

Fazit

Die Einmaligkeit des Poweralliance Ansatz besteht letztlich darin, dass die brachliegende redundante Netzkapazität einer operativen und damit finanziellen Verwertung zugeführt werden kann. Dies schafft den notwendigen finanziellen Spielraum zur Förderung der Sektorkopplung, die ansonsten nicht von selbst ablaufen würde. Attraktive Rahmenbedingungen können so geschaffen werden, ohne das bestehende Steuer- und Abgabenaufkommen negativ zu beeinflussen und ohne übermässig viel knappes Kapital in den absehbar notwendigen Netzausbau stecken zu müssen.

7. Ausblick

Das Projekt führte zu der Erkenntnis, dass auf Seiten der Politik und Gesetzgebung Massnahmen ergriffen werden müssen, um Endverbraucher ökonomisch zu beanreizen, in die Dekarbonisierung durch erneuerbaren Strom zu investieren. Dies betrifft vor allem die Netzbetreiber, die auch für sich einen Vorteil erwirtschaften können müssen. Welche Tarif- und Abgabenreduktion unter welchen Annahmen für die künftige Entwicklung der Energie-, Emissions- und Technologiepreise notwendig sind, ist Gegenstand weiterer Untersuchungen. Zudem wäre vermutlich die Bildung einer breiten Koalition aus Teilnehmern seitens Politik, Energieversorgung und Technologie wünschenswert und notwendig, um die erforderlichen Änderungen vorantreiben zu können.



8. Publikationen

SCCER CREST, 2016

White Paper "Netznutzungstarife im Zielkonflikt; Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien" (Brief)

Computer Science - Research and Development / 33/2018, Springer Berlin Heidelberg

"A market-based smart grid approach to increasing power grid capacity without physical grid expansion" (Journal)

Energy World, 11./12.12.2018 in Leipzig Deutschland

"Poweralliance – Erschliessung (n-1) redundanter Netzkapazität durch intelligentes Last- und Fahrplanmanagement" (Präsentation)

SmartGreens, 03. -05.05.2019 in Heraklion Griechenland

"Technical Validation of the RLS Smart Grid Approach to increase Power Grid Capacity without Physical Grid Expansion" (Conference Paper)

SCITECH Europe, Issue 31, Juni 2019

"Poweralliance - doubling of grid capacity on the medium voltage level" (Artikel)

3rd European Grid Service Markets Symposium, 03. - 04.07.2019 in Luzern Schweiz

"Poweralliance – Extending Power Grid Capacity on the Medium Voltage Level by Incentivizing a New Class of Emerging Flexible Loads" (Conference Paper / poster)

VSE Bulletin August 2019, <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/ist-das-netz-der-zukunft-dezentral-optimiert.html>

"Ist das Netz der Zukunft dezentral optimiert? - Poweralliance" (Artikel)

European Energy Market 2019, 18.-20.09.2019 in Ljubljana Slowenien

"Flexible capacity addition case study at reduced grid tariff without security of supply" (Conference Paper)

Energy Informatics 2019, 26./27.09.2019 in Salzburg

"Load management for idle capacity of power grid" (Poster Abstract)

Energeia BFE (SFOE), September 2019

"Poweralliance – Verdopplung der nutzbaren Netzkapazität auf der Mittelspannungsebene durch Sektorenkopplung" (www.energeiaplus.com, BFE Blog)

Elsevier / Energy Policy, ISSN/ISBN 0301-4215, in prep

"How to explore viable business strategies for grid optimizing load shaping solutions" (Journal)

Communications in Computer and Information Science (CCIS). Springer. (Submitted for publication)

Ramon Christen, Vincent Layec, Gwendolin Wilke and Holger Wache, 2019. RLS Smart Grid Approach for Increasing Power Grid Capacity without Physical Grid Expansion: Technical Discussion.

SICS Software-Intensive Cyber-Physical Systems, in prep

"Local Day-Ahead Electric Load Forecasting for industrial Clients Based on a Model Selection Approach" (Journal)



9. Literaturverzeichnis

- [Arora and Taylor, 2016] Arora, S. and Taylor, J. W. (2016). Forecasting electricity smart meter data using conditional kernel density estimation. *Omega*, 59:47–59.
- [Bass, 1969] Bass, F. M. (1969). A New Product Growth for Model Consumer Durables. *Management Science*, 15(5), 215–227. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/2628128>
- [Battke & Schidt, 2015] Battke, B., & Schmidt, T. S. (2015). Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies – The case of stationary electricity storage. *Applied Energy*, 155, 334–348. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.06.010>
- BMWI Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2019). Erneuerbare Energien. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/Erneuerbare-Energien.html>.
- [Bollinger & Gillingham, 2012] Bollinger, B., & Gillingham, K. (2012). Peer Effects in the Diffusion of Solar Photovoltaic Panels. *Marketing Science*, 31(6), 900–912. <https://doi.org/10.1287/mksc.1120.0727>
- [Brolin et al., n.d.] Brolin, M., Fahnestock, J., & Rootzen, J. (n.d.). *Industry's Electrification and Role in the Future Electricity System*.
- [Cantono & Silverberg, 2009] Cantono, S., & Silverberg, G. (2009). A percolation model of eco-innovation diffusion: The relationship between diffusion, learning economies and subsidies. *Technological Forecasting and Social Change*, 76(4), 487–496. <https://doi.org/10.1016/J.TECHFORE.2008.04.010>
- [Cappers et al., 2010] Cappers, P., Goldman, C., & Kathan, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*, 35(4), 1526–1535. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2009.06.029>
- [Dharshing, 2017] Dharshing, S. (2017). Household dynamics of technology adoption: A spatial econometric analysis of residential solar photovoltaic (PV) systems in Germany. *Energy Research & Social Science*, 23, 113–124. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2016.10.012>
- [Estermann et al., 2017] Estermann, T., Pichlmaier, S., Guminski, A., & Pellingner, C. (2017). *Kurzstudie Power-to-X*.
- [Fraunhofer ISI & FfE, 2013] Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht der Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. April 2013



- [Garrett Fitzgerald et al., 2015] Garret, Fitzgerald, Mandel, J., Morris, J., & Touati, H. (2015). The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid. *Rocky Mountain Institute*.
- [Ghofrani et al., 2011] Ghofrani, M., Hassanzadeh, M., Etezadi-Amoli, M., and Fadali, M. S. (2011). Smart meter based short-term load forecasting for residential customers. In *2011 North American Power Symposium*, pages 1–5.
- IRENA. (2015). Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. *Irena*, (January), 60.
- [Kong et al., 2017] Kong, W., Dong, Z. Y., Jia, Y., Hill, D. J., Xu, Y., and Zhang, Y. (2017). Short-term residential load forecasting based on lstm recurrent neural network. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- [Kubli et al., 2018] Kubli, M., Loock, M., & Wüstenhagen, R. (2018). The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy*, 114, 540–548.
<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2017.12.044>
- [Kubli & Ulli-Ber, 2016] Kubli, M., & Ulli-Ber, S. (2016). Decentralisation dynamics in energy systems: A generic simulation of network effects. *Energy Research & Social Science*, 13, 71–83. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2015.12.015>
- [Malhotra et al., 2016] Malhotra, A., Battke, B., Beuse, M., Stephan, A., & Schmidt, T. (2016). Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 705–721.
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.11.085>
- [Marino et al., 2016] Marino, D. L., Amarasinghe, K., and Manic, M. (2016). Building energy load forecasting using deep neural networks. In *Industrial Electronics Society, IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE*, pages 7046–7051. IEEE.
- [Meng, 2014] Meng, P. J. B. (2014). Energy system impacts from heat and transport electrification.
- [Mirowski et al., 2014] Mirowski, P., Chen, S., Ho, T. K., and Yu, C.-N. (2014). Demand forecasting in smart grids. *Bell Labs technical journal*, 18(4):135–158.
- [Mocanu et al., 2016] Mocanu, E., Nguyen, P. H., Gibescu, M., and Kling, W. L. (2016). Deep learning for estimating building energy consumption. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 6:91–99.
- [Moser, 2017] Moser, C. (2017). The role of perceived control over appliances in the acceptance of electricity load-shifting programmes. *Energy Efficiency*, 10(5), 1115–1127.
<https://doi.org/10.1007/s12053-017-9508-5>



- [Mutingi, 2013] Mutingi, M. (2013). Understanding the dynamics of the adoption of renewable energy technologies: A system dynamics approach. *Decision Science Letters*, 2(2), 109–118.
- [Napp et al., 2014] Napp, T. A., Gambhir, A., Hills, T. P., Florin, N., & Fennell, P. S. (2014). A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 616–640. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.036>
- [Nilsson et al., 2016] Nilsson, L. J., Åhman, M., Schneider, C., & Lechtenb, S. (2016). *Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electricity demand. Implications for future EU electricity demand*. 115. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.110>
- [Radojičić & Marković, 2009] Radojičić, V. D., & Marković, G. Z. (2009). New technology forecasting using the bass model. *2009 9th International Conference on Telecommunication in Modern Satellite, Cable, and Broadcasting Services*, 277–280. <https://doi.org/10.1109/TELSKS.2009.5339534>
- [Radomes & Arango, 2015] Radomes, A. A., & Arango, S. (2015). Renewable energy technology diffusion: an analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia. *Journal of Cleaner Production*, 92, 152–161. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2014.12.090>
- [Ryu et al., 2016] Ryu, S., Noh, J., and Kim, H. (2016). Deep neural network based demand side short term load forecasting. *Energies*, 10(1):3.
- [Shi et al., 2018] Shi, H., Xu, M., and Li, R. (2018). Deep learning for household load forecasting: a novel pooling deep rnn. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5):5271–5280.
- [Sigrin et al., 2015] Sigrin, B., Pless, J., & Drury, E. (2015). Diffusion into new markets: evolving customer segments in the solar photovoltaics market. *Environmental Research Letters*, 10(8), 84001. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/8/084001>
- [Taylor et al., 2006] Taylor, J. W., De Menezes, L. M., and McSharry, P. E. (2006). A comparison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead. *International Journal of Forecasting*, 22(1):1–16.
- [Taylor et al., 2007] Taylor, J. W., McSharry, P. E., et al. (2007). Short-term load forecasting methods: An evaluation based on european data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4):2213–2219.
- [Taylor, 2010] Taylor, J. W. (2010). Triple seasonal methods for short-term electricity demand forecasting. *European Journal of Operational Research*, 204(1):139–152.
- [Torriti et al., 2010] Torriti, J., Hassan, M. G., & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575–1583. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2009.05.021>



[Zapata et al., n.d.] Zapata, J., Speich, M. J. R., West, M., & Ulli-Beer, S. (n.d.). How to find explore viable business strategies for time based business models in decarbonization strategies. *In Prep.*

[Zapf, 2017] Zapf, M. (2017). *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-15073-0>

[Zufferey et al., 2016] Zufferey, T., Ulbig, A., Koch, S., and Hug, G. (2016). Forecasting of smart meter time series based on neural networks. In *International Workshop on Data Analytics for Renewable Energy Integration*, pages 10–21. Springer.



10. Anhang

Deliverable D3.1 ERA-Net:	Details zum Poweralliance Ampel Modell: «Specification of the Traffic Light and its contributing grid parameter»
Deliverable D3.2 ERA-Net:	Details zu Fahrplan Algorithmus: «Documentation of Regional Load Shaping Algorithm»
Deliverable D3.3 ERA-Net:	Evaluationsdetails zu regionalem Lastoptimierungs Algorithmus: «Evaluation of the Regional Load Shaping Algorithmus»
Deliverable D3.4 ERA-Net:	Details zur day-ahead Lastvorhersage: «Day-ahead prediction of energy consumption»
PA EXCEL-Tool:	EXCEL-Tool zu Technologie-Anwendungsfällen
Deliverable D4.2 ERA-Net:	Details zur Basis des Cockpits: «Adoption of Load Management in TREES»
PA Roadmap:	Details zu den Vorgehensempfehlungen für Stakeholder: «Roadmap»