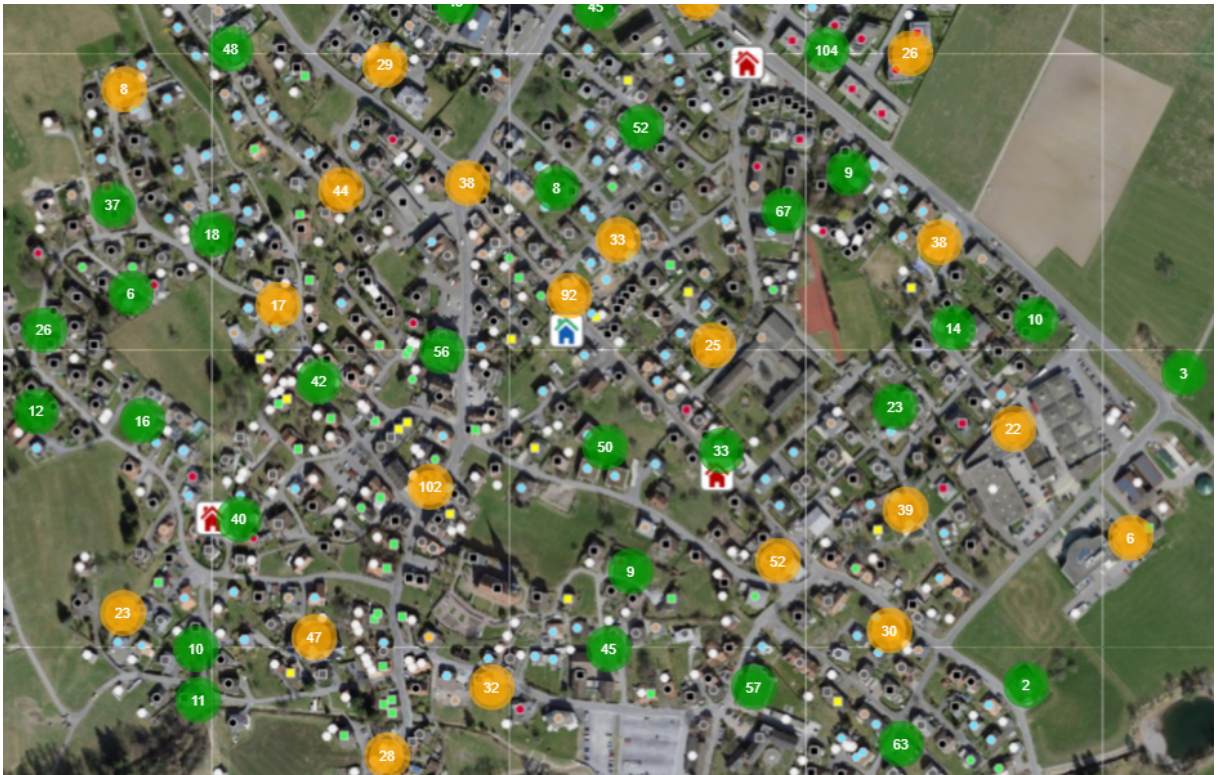




Schlussbericht vom 26. Mai 2026

EkoFlex

Endkundenoptimiertes Flexibilitätsmanagement



Quelle: © ASGAL



Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

Hochschule Luzern
Technik & Architektur
Technikumstrasse 21
6048 Horw
<https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/>

ASGAL Informatik GmbH
Fürschtweg 20
8880 Walenstadt
<https://asgal.ch>

Technische Betriebe Vilters-Wangs
Vilterserstrasse 60
7323 Wangs
<https://www.vilters-wangs.ch/aemter/30218>

Hochschule Luzern
Wirtschaft IKM
Zentralstrasse 9
6002 Luzern
<https://www.hslu.ch/de-ch/wirtschaft/>

Autor/in:

Guido Kniesel, HSLU, guido.kniesel@hslu.ch
Andreas Melillo, HSLU, andreas.melillo@hslu.ch
Olivier Gisiger, HSLU, olivier.gisiger@hslu.ch
Philipp Schütz, HSLU, philipp.schuetz@hslu.ch
Larissa Dahinden, HSLU, larissa.dahinden@hslu.ch
Manuel Vogel, HSLU, manuel.vogel@hslu.ch
Thomas Gall, ASGAL Informatik GmbH, thomas.gall@asgal.ch

BFE-Projektbegleitung:

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch
Men Wirtz, men.wirz@bfe.admin.ch
Roland Brüniger, roland.brueeniger@brueniger.swiss

BFE-Vertragsnummer: SI/502686-01

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



Zusammenfassung

Ausgangslage

Im BFE P+D-Vorgängerprojekt GIASSES wurden die technischen Voraussetzungen für die Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz geschaffen und in einer realen Netzumgebung getestet. Um das volle Potenzial dieser Flexibilitäten für eine sinnvolle Lastverschiebung – und damit eine Reduktion des Netzausbaubedarfs – auszuschöpfen, müssen die Eigentümer bei der Flexibilitätsnutzung aktiv einbezogen werden. Das BFE P+D-Projekt EkoFlex definiert und evaluiert verschiedene Geschäftsmodelle, die genau diesen Einbezug ermöglichen.

Ziele

Hauptziel war die Demonstration und Umsetzung eines multifaktoriell optimierten Flexibilitätsmanagements. Durch Abgleich der EVU-Interessen mit Kundenakzeptanz und -verhalten sollte der Bedarf an Netzverstärkung so weit wie möglich reduziert werden. Zudem sollten die im Vorgängerprojekt entwickelten Algorithmen für Disaggregation, Vorhersage und Lastverschiebung optimiert und durch einen MLOps-Workflow ergänzt werden.

Herangehensweise

Der Ansatz kombinierte technische Entwicklung mit sozialwissenschaftlicher Forschung. Qualitative Leitfadenterviews und eine darauf aufbauende quantitative Befragung untersuchten die Akzeptanz preis- und belohnungsbasierter Demand-Response-Programme. Parallel wurden die Algorithmen zur Disaggregation und Vorhersage von Wärmepumpen und E-Ladestationen weiterentwickelt und über MLflow in einen produktionstauglichen MLOps-Prozess eingebunden. Neue Tarifmodelle – Flex, Flex Plus sowie bestehende Wärmepumpen- und Boilertarife – wurden Anfang 2025 bei den Technischen Betrieben Vilters-Wangs eingeführt und anhand realer Verbrauchsdaten ausgewertet.

Wichtigste Ergebnisse

Die Befragungen bestätigen eine grundsätzliche Offenheit der Endkunden gegenüber Flexibilitätsprogrammen, sofern der Aufwand gering bleibt und neben finanziellen auch ökologischen Anreizen sowie ein Beitrag zur regionalen Versorgungssicherheit erkennbar sind. Die Verhaltensdaten zeigten jedoch ein klares Intention-Behaviour-Gap: Der neu eingeführte Flex-Tarif führte nur zu einer vernachlässigbaren Verschiebung des Verbrauchs aus den Hochtarifzeiten. Die aktive, automatisierte Ansteuerung von Flexibilitäten erwies sich demgegenüber als deutlich wirkungsvoller. Im technischen Teil wurden die Vorhersagealgorithmen für Wärmepumpen spürbar verbessert und ein neues probabilistisches Modell für E-Ladestationen entwickelt. Die Disaggregation von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern bleibt aufgrund fehlender separat gemessener Trainingsdaten anspruchsvoll.

Schlussfolgerungen

Preisbasierte Instrumente allein reichen nicht aus, um das Flexibilitätspotenzial in Verteilnetzen wirksam zu erschliessen. Einer der grössten Hebel liegt in der direkten, automatisierten Ansteuerung steuerbarer Lasten durch die EVU, ergänzt durch verhaltensorientierte Massnahmen, die den individuellen und kollektiven Mehrwert sichtbar machen. Die Ergebnisse bilden eine belastbare Grundlage für den weiteren Ausbau eines Flexibilitätsmarkts in Schweizer Verteilnetzen und tragen zu den Zielen der Energiestrategie 2050 bei.



Résumé

Contexte

Dans le projet P+D précédent de l'OFEN, GIASSES, les conditions techniques préalables à l'utilisation des flexibilités dans le réseau de distribution ont été mises en place et testées dans un environnement de réseau réel. Afin d'exploiter pleinement le potentiel de ces flexibilités pour un déplacement judicieux des charges – et donc une réduction des besoins d'extension du réseau – les propriétaires doivent être activement impliqués dans l'utilisation de la flexibilité. Le projet P+D de l'OFEN EkoFlex définit et évalue différents modèles d'affaires qui permettent précisément cette implication.

Objectifs

L'objectif principal était la démonstration et la mise en œuvre d'une gestion des flexibilités optimisée de manière multifactorielle. En conciliant les intérêts des entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) avec l'acceptation et le comportement des clients, les besoins de renforcement du réseau devaient être réduits autant que possible. De plus, les algorithmes de désagrégation, de prévision et de déplacement des charges développés dans le projet précédent devaient être optimisés et complétés par un flux de travail MLOps.

Approche

L'approche combinait le développement technique et la recherche en sciences sociales. Des entretiens qualitatifs semi-directifs et une enquête quantitative réalisée sur cette base ont examiné l'acceptation des programmes de demand response fondés sur les prix et sur les récompenses. Parallèlement, les algorithmes de désagrégation et de prévision des pompes à chaleur et des bornes de recharge pour véhicules électriques ont été perfectionnés et intégrés, via MLflow, dans un processus MLOps apte à la production. De nouveaux modèles tarifaires – Flex, Flex Plus ainsi que les tarifs existants pour pompes à chaleur et chauffe-eau – ont été introduits début 2025 auprès des Technische Betriebe Vilters-Wangs et évalués sur la base de données de consommation réelles.

Principaux résultats

Les enquêtes confirment une ouverture de principe des clients finaux à l'égard des programmes de flexibilité, à condition que l'effort reste limité et que, outre les incitations financières, des incitations écologiques ainsi qu'une contribution à la sécurité d'approvisionnement régionale soient perceptibles. Les données comportementales ont toutefois révélé un net écart entre l'intention et le comportement (intention-behaviour gap) : le tarif Flex nouvellement introduit n'a entraîné qu'un déplacement négligeable de la consommation hors des heures de tarif élevé. En revanche, le pilotage actif et automatisé des flexibilités s'est avéré nettement plus efficace. Sur le plan technique, les algorithmes de prévision pour les pompes à chaleur ont été sensiblement améliorés et un nouveau modèle probabiliste a été développé pour les bornes de recharge. La désagrégation des pompes à chaleur dans les maisons individuelles reste délicate en raison du manque de données d'entraînement mesurées séparément.

Conclusions

Les instruments fondés sur les prix ne suffisent pas à eux seuls à exploiter efficacement le potentiel de flexibilité dans les réseaux de distribution. L'un des leviers les plus importants réside dans le pilotage direct et automatisé des charges contrôlables par les EAE, complété par des mesures axées sur le comportement qui rendent visible la valeur ajoutée individuelle et collective. Les résultats constituent une base solide pour le développement ultérieur d'un marché de la flexibilité dans les réseaux de distribution suisses et contribuent aux objectifs de la Stratégie énergétique 2050.



Summary

Initial situation

In the predecessor SFOE P&D project GIASES, the technical prerequisites for the use of flexibilities in the distribution grid were established and tested in a real grid environment. In order to exploit the full potential of these flexibilities for meaningful load shifting – and thus a reduction in the need for grid expansion – the owners must be actively involved in the use of flexibility. The SFOE P&D project EkoFlex defines and evaluates various business models that enable precisely this involvement.

Objectives

The main objective was the demonstration and implementation of a multifactorially optimised flexibility management. By aligning the interests of utilities with customer acceptance and behaviour, the need for grid reinforcement was to be reduced as far as possible. In addition, the algorithms for disaggregation, forecasting and load shifting developed in the predecessor project were to be optimised and supplemented by an MLOps workflow.

Approach

The approach combined technical development with social science research. Qualitative guided interviews and a subsequent quantitative survey examined the acceptance of price- and reward-based demand response programs. In parallel, the algorithms for the disaggregation and forecasting of heat pumps and EV charging stations were further developed and integrated into a production-ready MLOps process via MLflow. New tariff models – Flex, Flex Plus, as well as existing heat pump and boiler tariffs – were introduced at the Technische Betriebe Vilters-Wangs at the beginning of 2025 and evaluated on the basis of real consumption data.

Key findings

The surveys confirm a fundamental openness on the part of end customers towards flexibility programs, provided that the effort remains low and, in addition to financial incentives, ecological incentives as well as a contribution to regional security of supply are apparent. However, the behavioural data revealed a clear intention-behaviour gap: the newly introduced Flex tariff led to only a negligible shift in consumption away from peak tariff times. By contrast, the active, automated control of flexibilities proved to be significantly more effective. On the technical side, the forecasting algorithms for heat pumps were noticeably improved and a new probabilistic model for EV charging stations was developed. The disaggregation of heat pumps in single-family homes remains challenging due to the lack of separately metered training data.

Conclusions

Price-based instruments alone are not sufficient to effectively unlock the flexibility potential in distribution grids. One of the greatest levers lies in the direct, automated control of controllable loads by utilities, complemented by behaviour-oriented measures that make the individual and collective added value visible. The results form a robust basis for the further development of a flexibility market in Swiss distribution grids and contribute to the objectives of the Energy Strategy 2050.



Kernbotschaften («Take-home messages»)

- Preisbasierte Anreize reichen je nach Ausgestaltung und Anwendungskontext nur begrenzt aus: Die im Flex-Tarif umgesetzten ökonomischen Anreize führten trotz positiver Einstellung der Kunden zu keiner klar messbaren Lastverschiebung aus den Hochtarifzeiten. Ergänzende Instrumente können daher sinnvoll sein, um Flexibilitätspotenziale gezielt zu aktivieren.
- Aktive dynamische Flexibilitätsansteuerung ist einer der grössten Hebel zur Netzentlastung. Bestehende Infrastrukturen bieten bei geeigneter Steuerung erheblichen Spielraum für Netzentlastung ohne zusätzlichen Netzausbau.
- Nicht-monetäre Anreize erweitern die Zielgruppe: Ökologische Motive, Versorgungssicherheit und regionale Identität wirken als eigenständige Treiber der Teilnahmebereitschaft. Eine zielgruppenspezifische Kommunikation, die diese Motive neben den finanziellen Anreizen bewusst adressiert, ist ein wichtiges flankierendes Instrument für die Akzeptanz von Flexibilitätsprogrammen.
- Datenzugang als Engpass für skalierbare Flexibilitätsdienste: Die Disaggregation von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern liess sich im Projekt trotz intensiver methodischer Arbeit nur geringfügig verbessern. Hauptgrund ist der fehlende Zugang zu realen, separat gemessenen Referenzdaten. Für den Schweizer Flexibilitätsmarkt sind Rahmenbedingungen wünschenswert, die den systematischen Aufbau solcher Referenzdatenbestände fördern.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
Kernbotschaften («Take-home messages»)	6
Inhaltsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
1.1 Kontext und Motivation	8
1.2 Projektziele	8
2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion	10
2.1 Auswahl Steuerungsszenarien & Businessmodelle	10
2.2 Qualitative Befragung zur Akzeptanz verschiedener Tarifmodelle	13
2.3 Quantitative Befragung zur Akzeptanz und Berechnung der Verhaltensänderung	20
2.4 Bereitstellung Benutzeroberfläche	24
2.5 Machine Learning Operations (MLOps)	28
2.6 Optimierung Disaggregation	30
2.7 Optimierung Vorhersage	34
2.8 Flexibilitätsstrategie	39
2.9 Netzentlastung	45
3 Schlussfolgerungen und Ausblick	54
3.1 Disaggregation	54
3.2 Vorhersage	54
3.3 MLOps	55
3.4 Qualitative und Quantitative Befragung	55
3.5 Flexibilitätsstrategie und Netzentlastung	56
4 Publikationen und andere Kommunikation	58
5 Abkürzungsverzeichnis	59
6 Abbildungsverzeichnis	60
7 Tabellenverzeichnis	62
8 Literaturverzeichnis	63



1 Einleitung

1.1 Kontext und Motivation

Die zunehmende Integration von Smart Metern und dezentralen Energiequellen in das Stromnetz bietet vielfältige Möglichkeiten zur Nutzung von Flexibilitäten. Diese Flexibilitäten können dazu beitragen, Lastspitzen zu glätten und den Bedarf an Netzausbau zu reduzieren. Das BFE P+D Projekt GIASES [1] hat bereits die technischen Voraussetzungen für die Nutzung von Flexibilitäten geschaffen und in einer realen Netzumgebung implementiert und getestet. Um das volle Potential dieser Flexibilitäten auszuschöpfen, ist es jedoch notwendig, die Eigentümer der Flexibilitäten aktiv einzubeziehen.

Das vorliegende Projekt EkoFlex zielt darauf ab, verschiedene Geschäftsmodelle unter Einbezug der Endkunden zu definieren und zu evaluieren. Diese Modelle sollen dazu beitragen, die Rahmenbedingungen und technischen Voraussetzungen für die Nutzung von Flexibilitäten optimal zu gestalten und den grösstmöglichen Nutzen zur Entlastung der Netze zu erzielen. Mithilfe des Kundenportals der ASGAL Informatik GmbH soll die Kundeninteraktion realisiert werden. Durch aktive Freigabe von Kunden-Flexibilitäten werden verschiedene Geschäftsmodelle getestet, um eine optimale Nutzung zu ermöglichen. Ein Hauptziel ist die Vereinbarung der EVU-Interessen mit den Kundenwünschen.

Die Motivation für dieses Projekt basiert auf den positiven Ergebnissen aus dem GIASES-Projekt und der langjährigen fruchtbaren Zusammenarbeit des Kernteams. Diese Ausgangslage bietet eine optimale Basis für die Entwicklung eines endkundenoptimierten Flexibilitätsmanagements. Ziel ist es, die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten optimal zu nutzen und diese in einen Flexibilitäten-Markt zu integrieren. Weiter soll untersucht werden, wie die verschiedenen Interessen optimal in einem Markt berücksichtigt werden können und welche Auswirkungen sich aus den verschiedenen Business-Modellen für die unterschiedlichen Akteure ergeben. Insgesamt steht am Ende eine vollumfassende, erprobte Flexibilitäts-Lösung von A bis Z zur Verfügung, die von Multikomponentenerkennung aus Smart-Meter-Daten bis zur Preisgestaltung reicht.

Durch dieses Projekt soll nicht nur das technische Potential der Flexibilitäten genutzt werden, sondern auch die Akzeptanz und das Verhalten der Endkunden im Hinblick auf netzdienliche Bereitstellung von Flexibilitäten untersucht und optimiert werden. Dies ist entscheidend, um eine breite und nachhaltige Nutzung dieser Technologien zu erreichen und damit die Lastspitzen im Stromnetz effektiv zu reduzieren.

1.2 Projektziele

Hauptziel des Vorhabens ist die Demonstration und Umsetzung eines multifaktoriell optimierten Flexibilitätsmanagements. Durch Einbeziehung und Abgleich der EVU-Interessen, der Kundenakzeptanz und des -verhaltens hinsichtlich netzdienlicher Bereitstellung von Flexibilitäten soll die Reduktion von Lastspitzen und somit der Bedarf an Netzverstärkung im grösstmöglichen Ausmass reduziert werden.

Dies umfasst im Einzelnen folgende Ziele:

- Erweiterung des bestehenden Kundenportals der ASGAL Informatik GmbH für die aktive Bereitstellung von Flexibilitäten sowie die Visualisierung der tatsächlichen Nutzung der bereitgestellten Flexibilitäten
- Entwicklung von Entschädigungsmodellen für die Bereitstellung von Flexibilitätsdiensten durch Endkunden unter Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung
- Entkopplung der Tarifmodelle von neuen Modellen zur Flexibilitätsentschädigung
- Aufbau und Testen einer Methodik, um Flexibilitäten (vor allem Wärmepumpen) nutzbar zu machen durch koordiniertes Schalten von Systemen von Endkunden
- Demonstration der Zugriffsmöglichkeit auf das Flexibilitätspotentials durch den Einsatz der in den Vorprojekten GIASES und NILM4BAL entwickelten Verfahren



- Analyse der Kosteneinsparmöglichkeit (Energieverkauf, Spitzenlastkompensation, Kostensparnis Netzausbau) und Energieeinsparmöglichkeiten
- Optimierung der bestehenden Algorithmen für die Disaggregation und Vorhersage. Durch die Verfügbarkeit zusätzlicher Trainings-Daten, der bevorstehenden Veränderungen in den Mengengerüsten sowie den Erkenntnissen aus der kontinuierlichen Validierung besteht ein wertvolles Potential die Algorithmen weiter zu verbessern.
- Integration von MLOps zur Schaffung eines stabilen und effizienten Systems für den kompletten ML-Entwicklungsprozess, um die notwendige fortlaufende Optimierung, Bereitstellung, Aktualisierung und Validierung der Algorithmen bzw. ML-Modelle zu ermöglichen. Hierbei ist ein weiteres wichtiges Ziel die Qualitätssicherung, sowohl hinsichtlich der Modellperformance als auch hinsichtlich der Datensicherheit und des Datenschutzes.
- Bestimmung von Faktoren, welche die Akzeptanz zur Nutzung von Flexibilitäten beeinflussen. Dabei sollen die Partizipationsmöglichkeiten der diversen Nutzergruppen berücksichtigt werden und die Wirksamkeit der Massnahmen aus Sicht der Akteure evaluiert werden.



2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion

2.1 Auswahl Steuerungsszenarien & Businessmodelle

Ausgangslage, Vorgehen und Methode

Der Strombedarf in Haushalten ist nicht gleichmässig über den Tag verteilt. Beziehen viele Haushalte gleichzeitig Strom, entstehen Lastspitzen. Massnahmen zur Netzentlastung, die die Absicht haben, Verbrauchsmuster zu verändern, werden als Demand Response (DR) bezeichnet [2]. Solche Massnahmen sind auch geeignet, die Unsicherheiten, die durch den erhöhten Einsatz von Solarenergie und deren Wetterabhängigkeit und dadurch sehr ungleichmässige Produktion, teilweise auszugleichen [3]. Diese Programme können in preisbasierte und belohnungsbasierte DR-Programme aufgeteilt werden [4]. Abbildung 1 und Abbildung 2 beschreiben die entsprechenden Programme:

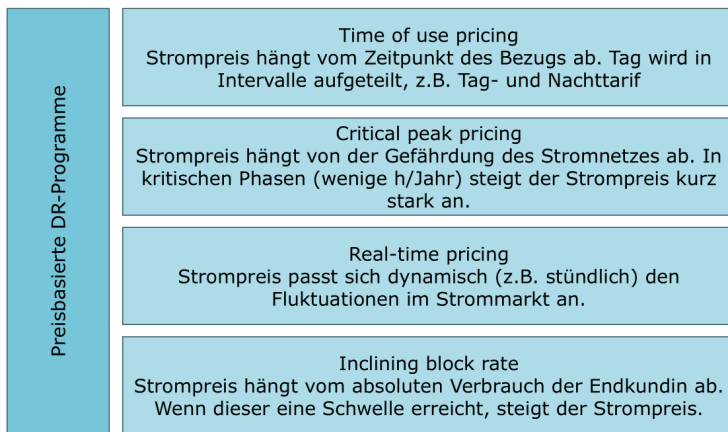


Abbildung 1: Übersicht über preisbasierte DR-Programme [4]

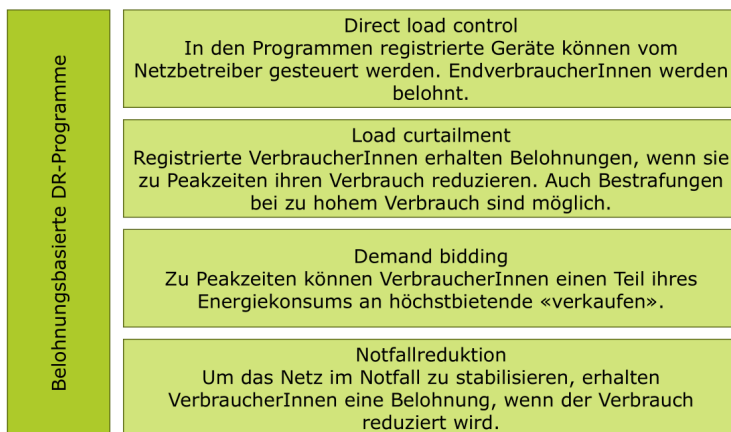


Abbildung 2: Übersicht über belohnungsbasierte DR-Programme [4]

Neben der Technologie wird auch immer wieder die Wichtigkeit von Endverbraucher*innen bei der Implementierung von Lösungen betont [5]. Je nach Intensität der nötigen Kooperation - manuelle DR erfordert aktive Rolle der VerbraucherInnen, während automatische Systeme im Hintergrund operieren - werden verschiedene kritische Voraussetzungen wichtig. Eine Balance zwischen manuellen und automatischen Massnahmen hilft dabei, die besten Ergebnisse in Bezug auf Kontrolle über Komfort und Kosten zu erzielen.



Themenblock 1: Tarifmodelle / Preisbasierte DR-Programme

In der qualitativen Befragung wurden vier preisbasierte DR-Programme abgefragt. Der Einheitstarif als Baseline-Bedingung, zwei Time of Use Pricing Modelle (Tag-Nacht Tarif und zwei Zeitblöcke mit Niedertarif, genauer angepasst auf die Peaks zwischen 5 und 9 Uhr morgens und abends), sowie real-time Pricing bzw. dynamische Preismodelle.

Themenblock 2: Belohnungsbasierte DR-Programme

Im zweiten Block wurden zwei belohnungsbasierte DR-Programme abgefragt, Direct Load Control (Rundsteuerung), und Load Curtailment (Bonus). Umgesetzt wurden Time of Use Pricing (Flex Tarif), Direct Load control (WP- und Boilertarif), und Load Curtailment (Belohnung für KundInnen mit eigener Ladestation, die – manuell, bzw. selbst mit App gesteuert und nicht vom Elektrizitätswerk (EW) beeinflusst – nicht zwischen 5 und 9 genutzt wird). Prinzipiell kann man Batteriespeicher auch als Load Curtailment betrachten, auch wenn aktuell nicht überprüft wird, ob diese netzdienlich genutzt werden.

Ergebnisse und Diskussion

Folgende Tarifmodelle wurden entwickelt und den Kunden ab 2025 zur Auswahl gestellt:

Netz- und Energietarife 2025 (Preise exkl. MwSt.)					
Ab dem Tarifjahr 2025 wird zum bestehenden Einheitstarif ein neues Zeitenmodell für alle Kundengruppen eingeführt. Von Montag – Freitag gelten für den Netz- und Energiebezug von 05.00 – 09.00 Uhr sowie von 17.00 – 21.00 Uhr ein neuer "Wirkstrom Flex Plus"-Tarif. In den restlichen Zeiten also tagsüber und am Wochenende, gilt der Tarif "Wirkstrom Flex". Das neue Zeitmodell soll zum aktiven Lastenmanagement der Technischen Betriebe Vilters-Wangs (TBVW) beitragen. Während den "Flex Plus"-Zeiten versuchen die TBVW, Lastspitzen abzufachen und/oder zeitlich zu verschieben. So werden beispielsweise Wärmepumpen und Boiler auch tagsüber eingeschaltet, wenn die Sonne viel Energie liefert oder die Energielage günstig ist. Alle Endverbraucher können zur besseren Verteilung und Belastung des Netzes beitragen, indem sie in den "5 bis 9"-Zeiten auf hohe Energieverbraucher verzichten. Verschieben Sie beispielsweise die Nutzung von Wasch- und Spülmaschinen auf die günstigeren "Flex"-Zeiten					
Kundengruppe	Haushalt Basis	Haushalt Flex	Gewerbe NE7	Industrie NE7	Industrie NE5
Anwendung	< 50 MWh	< 50 MWh	> 50 MWh	> 100 MWh	> 100 MWh
			Leistungsmessung	Leistungsmessung	Leistungsmessung
Grundpreis Strom Fr./Mt.	8.00	8.00	25.00	25.00	25.00
Netznutzung Rp./kWh					
N Wirkstrom Flex Plus	9.61	9.61	6.89	5.74	4.06
N Wirkstrom Flex	9.61	9.19	6.69	5.57	3.98
Systemdienstleistung SDL	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Stromreserve	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Leistungspreis Fr./kW/Mt.			9.25	9.25	9.25
Blindenergie Rp./kvarh			0.35	0.35	0.35
Abgaben Rp./kWh					
Nutzungsabgabe KAL	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Bundesabgaben Art. 35 EnG	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Energie Rp./kWh					
E Wirkstrom Flex Plus	11.29	11.29	10.81	10.81	10.81
E Wirkstrom Flex	11.29	11.16	10.74	10.74	10.74
Total Flex Plus Rp./kWh	24.58	24.58	21.37	20.23	18.55
Total Flex Rp./kWh	24.58	24.03	21.10	19.99	18.40

Abbildung 3: Netz und Energietarife 2025 [6]



Vergütung erneuerbare Energien (Preise exkl. MwSt.)		
Rücklieferung Einheitspreis Winter (1. und 4. Quartal)	Rp./kWh	9.00
Rücklieferung Einheitspreis Sommer (2. und 3. Quartal)	Rp./kWh	6.00
Ökologischer Mehrwert, nur mit Übergabe der HKN an die TBVW (ganzes Jahr)	Rp./kWh	1.90

Abbildung 4: Vergütung erneuerbare Energien [6]

Tarifzeiten Netz und Energie	Bestimmungen
N/E Wirkstrom Flex Plus	Montag – Freitag, von 05.00 – 09.00 Uhr und von 17.00 – 21.00 Uhr
N/E Wirkstrom Flex	Restliche Zeit, tagsüber und am Wochenende

Abbildung 5: Tarifzeiten Netz und Energie – Bestimmungen [6]

Bonus auf den Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" (Preise exkl. MwSt.)			
<p>Kundinnen und Kunden der Verbrauchsgruppe "Haushalt Flex" erhalten einen Bonus ausschliesslich auf die Netznutzungs-Tarife N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex", wenn Sie den TBVW erlauben, ihre Wasserwärmer (Elektroboiler), Wärmepumpen, Batterien (mit PV-Anlage) und E-Ladestationen aktiv zu steuern. Der Bonus "Flex-E-Ladestation" und "Flex-Batterie" können zum Flex Boiler oder Flex Wärmepumpe kumuliert werden. Für Kunden, die sowohl einen Wasserwärmer als auch eine Wärmepumpe betreiben, wird nur der Bonus "Flex-Wärmepumpe" gewährt. Eine Kombination des "Flex-Boiler"- und des "Flex-Wärmepumpe"-Bonus ist nicht möglich.</p>			
Flex-Boiler	<p>Bonus auf Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex"</p> <p>Kunden, die den TBVW ihren Wasserwärmer (z.B. Elektroboiler), zur aktiven Steuerung überlassen, erhalten einen Bonus auf den Tarif N Wirkstrom. Der Energieverbrauch des Wasserwärmers wird dabei nicht separat gemessen. Der Bonus gilt nur für Wasserwärmer, die elektrische Energie als Hauptheizquelle nutzen. Kunden mit einem aktuellen Boiler-Tarif werden automatisch umgestellt. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.</p>	Rp./kWh	-0.50
Flex-Wärmepumpe	<p>Bonus auf Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex"</p> <p>Kunden, die den TBVW ihre Wärmanlage (Wärmepumpe) zur aktiven Steuerung überlassen, erhalten einen Bonus auf den Tarif N Wirkstrom. Der schaltbare Verbraucher muss Smart Grid Ready (SG-Ready) sein, der Energieverbrauch wird dabei nicht separat gemessen. Kunden mit einem aktuellen Wärmepumpen-Tarif werden automatisch umgestellt. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.</p>	Rp./kWh	-0.50
Flex-E-Ladestation ohne Lastmanagement	<p>Bonus pro Messpunkt für Ladestationen</p> <p>Kunden, die den TBVW ihre Ladestation zur aktiven Steuerung überlassen oder während den "Flex Plus"-Zeiten keine Fahrzeuge laden, erhalten einen Bonus.</p> <p>Bedingung: Monatlich maximal drei Ladevorgänge zwischen "5 bis 9"-Zeiten zulässig. Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.</p>	Fr./a	-60.00
Flex E-Ladestation mit Lastmanagement	<p>Bonus pro Messpunkt für Ladestationen</p> <p>Kunden, die den TBVW ihre Ladeinfrastruktur zur aktiven Steuerung überlassen oder während den "Flex Plus"-Zeiten keine Fahrzeuge laden, erhalten einen Bonus.</p> <p>Bedingung: Ladeleistung wird zwischen "5 bis 9"-Zeiten auf 30% reduziert. Preiseinteilung pro aktive Ladestation (LS): 2 - 5 LS CHF 90.00, 6 -10 CHF 120.00, 11 - 20 CHF 150.00 ab 21 LS CHF 180.00 Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.</p>	Fr./a	-90.00 bis -180.00
Flex-Batterie	<p>Bonus auf Batterielösung in Kombination mit einer PV-Anlage</p> <p>Batterielösungen (> 3.6 kVA) die in Kombination mit einer PV-Anlage netzdienlich eingesetzt werden, erhalten einen Bonus.</p> <p>Neuanmeldungen müssen schriftlich an technische.betriebe@vilters-wangs.ch erfolgen.</p>	Fr./a	-60.00

Abbildung 6: Bonus auf den Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" [6]. Der Ansatz für die Boni-Beträge ist ein erster Versuch, um die Reaktionen der Kunden auszuwerten.

Mit den neu eingeführten Tarif-Modellen soll das Ziel eines wirksamen Peak Shavings erreicht werden.



2.2 Qualitative Befragung zur Akzeptanz verschiedener Tarifmodelle

Ausgangslage, Vorgehen und Methode

Qualitative Methoden sind dazu geeignet, individuelle Einstellungen, Motive und Erfahrungen in ihrer Tiefe zu erfassen und ein breites Spektrum an Perspektiven explorativ zu erschliessen. Ziel war die Erfassung möglichst diverser Gründe für und gegen die verschiedenen Tarifmodelle, sowie der Faktoren, welche diese Einordnung beeinflussen. Die Interviews wurden mit sechs KundInnen der Technischen Betriebe Vilters-Wangs, die Pretests mit zwei zielgruppennahen Personen aus anderen Regionen in der Schweiz geführt. Dazu wurde im Vorfeld ein Interviewleitfaden erstellt. Dieser stellt sicher, dass alle zentralen Themen der Untersuchung abgefragt wurden. Gleichzeitig besteht ausreichend Flexibilität, auf individuelle Themen vertieft einzugehen. Diese Art der Interviews ermöglicht es, individuelle Perspektiven zu erfassen, und eine möglichst diverse Bandbreite von Erfahrungen und Meinungen zu erheben.

Die Struktur der Interviews orientiert sich am Technology Acceptance Model (TAM 3) nach Venkatesh et al. [7]. Das TAM ist ein etabliertes theoretisches Rahmenmodell aus der Akzeptanzforschung, das erklärt, unter welchen Bedingungen Personen neue Technologien oder Systeme annehmen und nutzen. Es geht davon aus, dass die tatsächliche Nutzung eines Systems primär durch zwei Faktoren beeinflusst wird: der wahrgenommenen **Nützlichkeit** und der wahrgenommenen **Benutzerfreundlichkeit**. Beide Faktoren beeinflussen die **Einstellung** gegenüber dem System, welche wiederum die **Verhaltensabsicht** und schliesslich das tatsächliche **Verhalten** prägt.

Die **Nützlichkeit** bezeichnet das Ausmass, in dem eine Person erwartet, dass das Tarifmodell für sie einen konkreten Mehrwert oder Vorteil bringt. Die **Benutzerfreundlichkeit** beschreibt, wie einfach eine Person die Nutzung des jeweiligen Tarifmodells im Alltag wahrnimmt. Die **Einstellung** beschreibt die allgemeine affektive Bewertung eines Tarifmodells – also ob eine Person dieses grundsätzlich als positiv oder negativ empfindet, unabhängig davon, ob sie es tatsächlich nutzen würde. Die **Verhaltensabsicht** gibt an, ob eine Person konkret beabsichtigt, das jeweilige Tarifmodell aktiv zu nutzen und davon zu profitieren. Beide Konstrukte sind konzeptuell verwandt, da eine positive Einstellung in der Regel eine höhere Verhaltensabsicht begünstigt. Sie sind jedoch nicht identisch, da auch bei positiver Einstellung Hindernisse wie z.B. das Fehlen eines Angebots eine tatsächliche Nutzungsabsicht verhindern können. Erst dann, wenn die Verhaltensabsicht in die Tat umgesetzt wird, kann man von Verhalten sprechen. Im vorliegenden Kontext wurde das TAM genutzt, um die Akzeptanz verschiedener Demand-Response-Programme strukturiert zu erfassen: Die Interviewfragen zielten darauf ab, sowohl die wahrgenommene Nützlichkeit als auch die wahrgenommene Benutzerfreundlichkeit der verschiedenen Tarifmodelle aus Kundensicht zu beleuchten, und zu erfassen, welche davon die Absicht beeinflussen, die besprochenen Tarife auch zu nutzen (Verhaltensabsicht). Das Verhalten zeigt sich in diesem Kontext erst in Form eines Tarifwechsels oder der Umstellung von Gewohnheiten oder der Umsetzung von Handlungen wie einer Programmierung von Geräten aufgrund neuer Tarife.

Potenzielle Interviewpartner*innen wurden per E-Mail zur Teilnahme an einem Forschungsprojekt eingeladen. Das Ziel war die Befragung von Personen aus verschiedenen Kundengruppen, wobei Hausbesitzende aufgrund der hohen Entscheidungsfreiheit und der grösseren Verfügbarkeit von Flexibilitäten den Fokus der Befragung darstellten. Daneben wurden Mietende und Besitzende in Mehrfamilienhäusern sowie Geschäftskunden abgedeckt.

Die Interviews wurden online durchgeführt, um den Bedürfnissen und Verfügbarkeiten der Interviewpartner*innen entgegenzukommen. Alle Gespräche wurden aufgezeichnet, um eine spätere Transkription und Auswertung zu ermöglichen. Vor Beginn der Interviews wurde die Zustimmung zur Aufnahme und Verwendung der Daten eingeholt. Weiter wurde während des gesamten Forschungsprozesses sichergestellt, dass die Daten anonymisiert und vertraulich behandelt werden. Die Teilnahme erfolgte auf freiwilliger Basis ohne Kompensation. Die Interviews dauerten jeweils zwischen 45 und 60 Minuten.



Im Vorfeld der Interviews erhielten die Teilnehmenden die Information, dass sich das Interview auf die Stromnutzung in ihrem Haushalt bezieht. Die Teilnehmenden sollten aber möglichst spontan antworten, weshalb auf ausführliche Informationen im Vorfeld verzichtet wurde. Der grobe Ablauf der Interviews erfolgte in drei Teilen, orientiert an den Schritten eines Interviews nach Yeo et al. [8]. In der Einleitung wurden die Teilnehmenden begrüsst, der Zweck der Studie erklärt, und die Zustimmung zur Teilnahme und Aufnahme des Gesprächs eingeholt. Die Aufnahme wurde nach diesem Teil gestartet. Im inhaltlichen Teil wurden die Fragen aus dem Leitfaden besprochen. Die Fragen begannen dabei beim eigenen Haushalt, um zu Beginn einen Kontext zu schaffen, und gingen dann mehr in die Tiefe. Im Abschluss wurden allfällige Fragen oder Kommentare der Teilnehmenden aufgegriffen, das Interview endete mit der Verabschiedung.

Die qualitative Befragung wurde in Form von Leitfadeninterviews nach Helfferich [9] durchgeführt. Der Leitfaden soll dabei so offen wie möglich gestaltet werden, um die subjektive Wahrheit der Interviewten bestmöglich abzubilden. Der inhaltliche Teil des Leitfadens wurde in die folgenden Themen gegliedert:

Themenblock 1: Tarifmodelle / Preisbasierte DR-Programme

Abgefragt wurden vier Tarife. Der Einheitstarif als Baseline-Bedingung, zwei Time of Use Pricing Modelle (Tag-Nacht Tarif und zwei Zeitblöcke mit Niedertarif, genauer angepasst auf die Peaks zwischen 5 und 9 Uhr morgens und abends), sowie real-time Pricing bzw. dynamische Preismodelle.

- Welche Tarifmodelle finden die Befragten für ihre Lebensumstände geeignet und welche nicht?
- In welchen Situationen und unter welchen Voraussetzungen würden sie sich für einen Tarif entscheiden?
- Wie müsste die Kommunikation aus ihrer Sicht stattfinden?

Themenblock 2: Belohnungsbasierte DR-Programme

Im zweiten Block wurden zwei belohnungsbasierte DR-Programme abgefragt, Direct Load Control, und Load Curtailment.

- Wie schätzen Befragte Direct Load Control und Load Curtailment Programme ein?
- Welche Flexibilitäten würden sie jeweils für die Programme als geeignet betrachten?
- Wie müsste die Kommunikation aus ihrer Sicht stattfinden?

Themenblock 3: Motivatoren für Teilnahme an DR-Programmen

Als letztes wurden übergreifend für alle Programme Motivatoren abgefragt, die, neben einer finanziellen Entschädigung, zur Teilnahme bewegen könnten.

- Welche nicht-monetären Beweggründe könnten für eine (aktive) Teilnahme an DR-Programmen (Preis- oder Belohnungsbasiert) motivieren?

Es wurden zwei Pretests mit zielgruppennahen Personen aus anderen Regionen durchgeführt, um die Dauer der Interviews zu ermitteln, und Unklarheiten und Verbesserungspotenzial im Leitfaden zu identifizieren. Es wurden wenige Änderungen in der Formulierung von Fragen vorgenommen, ein Tarif genauer definiert, und einige Fragen gekürzt. Relevante Aussagen aus den Pretests werden in die Auswertung einbezogen.

Datenverarbeitung und -auswertung

Für das Erstellen der Transkripte wurde die KI-basierte Software noScribe [10] genutzt, welche auch Schweizerdeutsch erkennt und transkribieren kann. Dabei werden die Dialekte ins Hochdeutsche übertragen. Die Software läuft lokal, und sendet dabei keine Audiodateien ins Internet [10]. Damit ist die Vertraulichkeit der Aufnahmen gewährleistet.



Die automatisch generierten Transkripte wurden von den Forschenden vollständig kontrolliert und notfalls korrigiert. Die Texte wurden in diesem Schritt nach dem Prinzip der inhaltlich-semanticen Transkription [11] geglättet. Dabei stand der Inhalt des Gesagten im Vordergrund, weshalb zusätzlich abgebrochene Halbsätze weggelassen, sofern sie keine inhaltliche Relevanz besaßen, und Pausen nicht markiert, sowie nonverbale Äusserungen nicht zusätzlich gekennzeichnet wurden. In diesem Schritt wurden die Transkripte anonymisiert. Für die Anonymisierung wurden Namen von Personen, Orten, etc., welche Rückschlüsse auf individuelle Personen zulassen, durch ein Pseudonym ersetzt.

Die Analyse des Datenmaterials wurde mit Hilfe der Software MAXQDA [12] durchgeführt. Die Auswertung wurde mittels einer qualitativen, strukturierenden Inhaltsanalyse nach Mayring und Fenzl [13] durchgeführt. Diese Auswertungsmethode ermöglicht eine präzise Analyse des Interviewmaterials, um Muster zu erkennen. Der verwendete Codierleitfaden, wurde deduktiv, also vor der Auswertung und auf theoretischen Annahmen erstellt. Im Laufe der Auswertung wurde er bei Bedarf durch induktiv gebildete Kategorien, basierend auf den in den Interviews gewonnenen Erkenntnissen, ergänzt (siehe auch [14]). Die deduktiven Kategorien basieren auf den Themen des Leitfadens.

Ergebnisse

Trotz der niedrigen Strompreise in der Schweiz werden Gewohnheiten und Routinen also angepasst, wenn entsprechende Tarife oder eine Verfügbarkeit von eigenem Solarstrom gegeben sind. Auch kleine Einsparungen können wirksam sein, um Routinen zu verändern. Bei der Frage nach der eigenen Präferenz von Tarifmodellen haben die Befragten sogar oft explizit den Tarif gewählt, von dem sie sich den grössten **finanziellen Nutzen** versprochen.

Auch bei dem befragten Geschäftskunden ging es primär um eine **Kosten-Nutzen-Optimierung**. Diese spielte die grösste Rolle im Unternehmenskontext, hinter der Sicherstellung der Qualität der Arbeit. Wenn diese unter einem Abwarten auf günstigeren Strom leiden würde, werden Kosten sekundär. «Die [Maschine] hat jetzt einfach Priorität, weil das [Produkt] ist mir wichtiger. Dann nehme ich die höhere Stromrechnung in Kauf.» (Interview 6, Pos 14). Daneben war ein Einheitstarif wegen der grossen **Flexibilität** und **Einfachheit** beliebt bei den Befragten.

Wichtig für die Effektivität von Tarifen sei neben dem Preis die **einfache Verständlichkeit**. Die **Benutzerfreundlichkeit** (TAM 3, [7]) ist hier gegeben, wenn man «nicht [...] eine Excel-Tabelle programmieren muss» (Pretest 2, Pos. 51), um zu wissen, wann man waschen kann. Neben der Verständlichkeit wurde auch der aktive finanzielle und zeitliche **Aufwand** für die Einrichtung der Voraussetzung zur Teilnahme an einem Tarifmodell angesprochen. Dieser sollte so gering wie möglich sein. Als Hindernisse wurden beispielsweise der Ersatz von Zählern genannt, damit der Verbrauch korrekt verrechnet werden kann (Pretest 1, Pos 128), oder die zusätzlichen Arbeiten, um einen Haushalt mit den richtigen Mitteln auszustatten, um von Tarifmodellen profitieren zu können, die unter Umständen die Einsparungen überwiegen.

Zusammenfassend lässt sich für **preisbasierte DR-Programme** festhalten, dass Time of Use Pricing geeignet ist, Lastspitzen zu verschieben. Einheitstarife werden als einfacher verständlich wahrgenommen, allerdings ist den Befragten auch bewusst, dass sie eine Gelegenheit zur Kosteneinsparung verpassen. Auch bei kleineren Einsparungen wurden in der Vergangenheit Gewohnheiten erfolgreich angepasst, was Aussagen zu Zeiten verdeutlicht, als in Vilters-Wangs noch kein Einheitstarif, sondern ein Tag/Nacht-Tarif eingesetzt wurde. Das Tag/Nacht Preismodell ist aktuell in der Praxis weniger geeignet, da tagsüber inzwischen viel Strom von PV-Anlagen verfügbar ist. Ein einfach verständliches Tarifmodell mit niedrigen Preisen zwischen 9 und 5 Uhr könnte die Vorteile des Tag-Nacht-Tarifs auf die aktuelle Situation übertragen. Dieses Modell könnte auch für Betriebe relevant sein, da sich ein Bereich mit niedrigen Tarifen in einem regulären Arbeitstag befindet.

Abbildung 7 fasst die gewonnenen Erkenntnisse über preisbasierte DR-Programme zusammen und ordnet sie in den Dimensionen Nützlichkeit und Benutzerfreundlichkeit des TAM 3 [7] zu:



Nützlichkeit (perceived Usefulness)	Benutzerfreundlichkeit	Kommunikation
<ul style="list-style-type: none">- Finanzielle Anreize können dabei helfen, Lastspitzen zu verschieben- Wird als nützlicher wahrgenommen, wenn Zeiten vergünstigt sind, zu denen jemand zu Hause ist	<ul style="list-style-type: none">- Tarife und Preise sowie Zeiten müssen einfach verständlich sein- Programmierbare Geräte machen eine Veränderung von Gewohnheiten einfacher- Aufwand (finanziell und Zeit) durch z.B. Aufrüsten von Zählern soll gering gehalten werden	<p>Vor der Teilnahme:</p> <ul style="list-style-type: none">- Übersicht über Bedingungen (Preise und Zeiten)- Modellrechnungen können beim Verständnis des Einsparpotenzials helfen <p>Während Teilnahme:</p> <ul style="list-style-type: none">- Überblick über Einsparungen auf Rechnung- Erfolg der Massnahmen kommunizieren <p>Für Interessierte:</p> <ul style="list-style-type: none">- Erfolgserlebnisse ermöglichen durch Infos über grösste Potenziale im Haushalt- Möglichkeit der Einsicht in laufenden Verbrauch- Möglichkeit zur Mitwirkung an der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch in der Gemeinde aufzeigen

Abbildung 7: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei preisbasierten DR-Programmen

Belohnungsbasierte DR-Programme bieten eine Belohnung für das Verschieben des Verbrauchs auf Randzeiten. Es wurden Rückmeldungen zu Programmen mit automatischer (Direct Load Control) sowie manueller (Load Curtailment) Verschiebung gesammelt. Diese Programme können unabhängig vom Tarif angewandt werden und wurden deshalb separat erfragt.

Auch bei den belohnungsbasierten DR-Programmen sind finanzielle Anreize wichtig. Während automatische Programme zu weniger Aufwand führen, ist es hier wichtig, Reaktanz zu verhindern. Reaktanz bedeutet, dass bei einer wahrgenommenen Einschränkung der eigenen Entscheidungsfreiheit gegenteilige Reaktionen entstehen [15]. In diesem Kontext könnte das bedeuten, dass sich Personen, die den Eingriff durch automatisierte Programme als Einschränkung ihres Verhaltens sehen, auch bei dadurch entstehenden Nachteilen, gegen die Teilnahme an solchen Programmen entscheiden. Manuelle Programme führen zu mehr wahrgenommener Freiheit, allerdings auch zu mehr Aufwand. In allen Programmen müssen Bedingungen und Regeln einfach verständlich sein, um eine Mitarbeit zu ermöglichen.

Abbildung 8 fasst die gewonnenen Erkenntnisse über belohnungsbasierte DR-Programme zusammen und ordnet sie in den Dimensionen Nützlichkeit und Benutzerfreundlichkeit des TAM 3 [7] zu:

Nützlichkeit (perceived Usefulness)	Benutzerfreundlichkeit	Kommunikation
<ul style="list-style-type: none">- Automatische Steuerung (Direct Load Control) führt zu finanziellen Belohnungen bei gleichzeitig niedrigstem Aufwand- Wahrnehmbare Einschränkungen führen zu Ablehnung- Manuelle Verschiebung (Load Curtailment) der Ladung von Akkubetriebenen Geräten auf Randstunden schränkt den Alltag kaum ein (Elektronik, Staubsauger, E-Bike)	<ul style="list-style-type: none">- Bedingungen und Regeln müssen einfach verständlich sein- Programmierbare Geräte machen eine Veränderung von Gewohnheiten einfacher (Load Curtailment)- Wichtig bei Beschränkungen des Verbrauchs: Vielen Haushalten fehlt das Bewusstsein für die Leistung von Geräten	<p>Vor Teilnahme:</p> <ul style="list-style-type: none">- Übersicht über finanzielle Anreize- Informationen über erwartete Eingriffe in die Steuerung (Dauer und Häufigkeit) <p>Während Teilnahme:</p> <ul style="list-style-type: none">- Überblick über Rückvergütungen auf Rechnung- Erfolg der Massnahmen kommunizieren- Push-Notifications könnten dabei helfen, den Verbrauch auf Zeiten mit viel PVA-Strom zu schieben <p>Für Interessierte:</p> <ul style="list-style-type: none">- Echtzeit-Status der Eingriffe

Abbildung 8: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei belohnungsbasierten DR-Programmen

Neben finanziellen Anreizen wurden weitere Möglichkeiten diskutiert, was eine aktive Mitwirkung oder eine Zustimmung zur Teilnahme an einem DR-Programm unterstützen könnte. Dabei wurden Motivatoren in verschiedenen Bereichen genannt, welche im Folgenden zusammengefasst werden.



Viele Interviewte betonten eine grosse Bereitschaft, sich aus **ideellen Gründen** (Interview 4, Pos. 107) oder für das «gute Gefühl» (Interview 1, Pos. 59) an Massnahmen zur Netzentlastung beteiligen zu wollen. Dahinter steht dann etwa der **Gemeinschaftsgedanke oder Solidarität**. In einigen Interviews wurden ökologische Motive für die Teilnahme an DR-Programmen genannt. Es wurde erwähnt, dass man durch die Veränderung des Verbrauchs **ökologische Motive** verfolgt, also dass man z.B. mehr Solarenergie beziehen, und dadurch generell «Alternativenergie nutzen und fördern kann» (Interview 5, Pos. 110). Auch die Produktion von eigenem Strom, der durch veränderten Verbrauch verstärkt genutzt werden kann, wurde angesprochen. Ebenso wurde die Unabhängigkeit von Atomstrom erwähnt.

Als zusätzlicher Anreiz neben finanziellen Vergütungen wurde auch die Versorgungssicherheit von einer Interviewpartnerin genannt. Sie wurde durch ein Buch auf die Auswirkungen längerer Stromausfälle aufmerksam. Sie betont die Schwierigkeiten, welche dadurch entstehen könnten, wie etwa der Wegfall der Kommunikationssysteme für Notrufe, oder für elektronische Bezahlssysteme, welche den meisten Menschen zu wenig bewusst seien (Interview 1, Pos. 165). Ein optimiertes Lastenmanagement sieht sie als **Sicherheitsmassnahme**, um die Abhängigkeit von ausländischem Strom und damit die Wahrscheinlichkeit von längeren Blackouts zu verringern.

Einige technisch sehr interessierte Teilnehmende betonten, dass eine Beschäftigung mit dem eigenen Stromverbrauch **Spass** mache. Ein Befragter hat das Ausprobieren und Messen der Wirkung von Veränderungen sogar als «Hobby» bezeichnet (Interview 5, Pos. 156). Zum einen geht es um die DR-Programme und die Manipulation des eigenen Verbrauchs um herauszufinden, was dadurch im System passiert. Auf der anderen Seite erwähnten einige Befragte auch die Bereitschaft, an Wettbewerben teilzunehmen, bei denen man sich mit der Teilnahme an DR-Programmen mit anderen messen kann. Dabei dient die aktive Mitarbeit an den DR-Programmen als Mittel zum Zweck. Neben Spass kann auch ein **Informationsbedürfnis** zu mehr Beschäftigung mit den eigenen Routinen führen. Zusätzlich zum finanziellen Anreiz könne es helfen, die KundInnen auf das Thema zu sensibilisieren, dass die Mithilfe notwendig ist. Nicht allen Befragten ist beispielsweise klar, welche vorhandenen Geräte den grössten Einfluss auf den Gesamtverbrauch haben (Pretest 1, Pos. 144), oder was das Ziel von DR-Programmen ist (Interview 2, Pos. 42-44). Das Elektrizitätswerk wurde in dem Zusammenhang als gute Informationsquelle angegeben. Wenn man Fragen habe, könne man dort «jederzeit anfragen» (Interview 2, Pos. 96).

Obwohl finanzielle Anreize bei allen Interviews von selbst erwähnt wurden, haben die meisten Befragten auch nicht-finanzielle Anreize nennen können, die sie ansprechen würden. Wichtig ist hier, dass diese Nennungen sehr unterschiedlich waren. Es kamen altruistisch motivierte Themen wie Solidarität und Umweltschutz zur Sprache, aber auch eher egoistisch motivierte Bereiche wie ein hohes Sicherheitsbedürfnis und Spass an Tätigkeiten, die mit der Steuerung des eigenen Verbrauchs zu tun haben, oder sachliche Informationen, die die Notwendigkeit der Mithilfe aufzeigen, und diese damit ermöglichen könnten. Diese Anreize können die wahrgenommene Nützlichkeit der DR-Programme steigern.

Diskussion

In den Gesprächen wurden verschiedene Geräte erwähnt, welche mehr oder weniger einfach zu verschieben sind. Die Antworten der Befragten decken sich grösstenteils mit der Einteilung aus der Literatur [3]. Wärmepumpen und Elektroboiler wurden als sehr flexibel eingestuft. Licht, Kommunikation, Unterhaltungselektronik und Geräte, die zum Kochen benötigt werden, als gar nicht flexibel. Dazwischen befinden sich Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler, sowie E-Bikes. Einige Personen gaben an, dass sie Akkus von Geräten wie Staubsauger oder Smartphones gut dann laden könnten, wenn das Netz dies zulässt. Ein Sonderfall sind E-Autos. Diese wurden von einigen als flexibel eingestuft, allerdings gibt es Sorgen darüber, dass in Sonderfällen der Akku nicht sofort geladen werden könnte.

Abbildung 9 zeigt die besprochenen Geräte, und teilt sie auf den Achsen Leistung (auf Basis von Recherchen und Gesprächen im Projektteam zu durchschnittlichen Leistungen) und Verschiebbarkeit ein. Bei der Verschiebbarkeit wird unterschieden zwischen nicht verschiebbar, verschiebbar, und steuerbar unterschieden. Steuerbare Geräte wurden als komplett automatisierbar wahrgenommen, verschiebbare Geräte bieten dafür entweder nicht die technologischen Voraussetzungen, oder müssten bei Bedarf in Ausnahmefällen auch in Spitzenzeiten betrieben werden können.

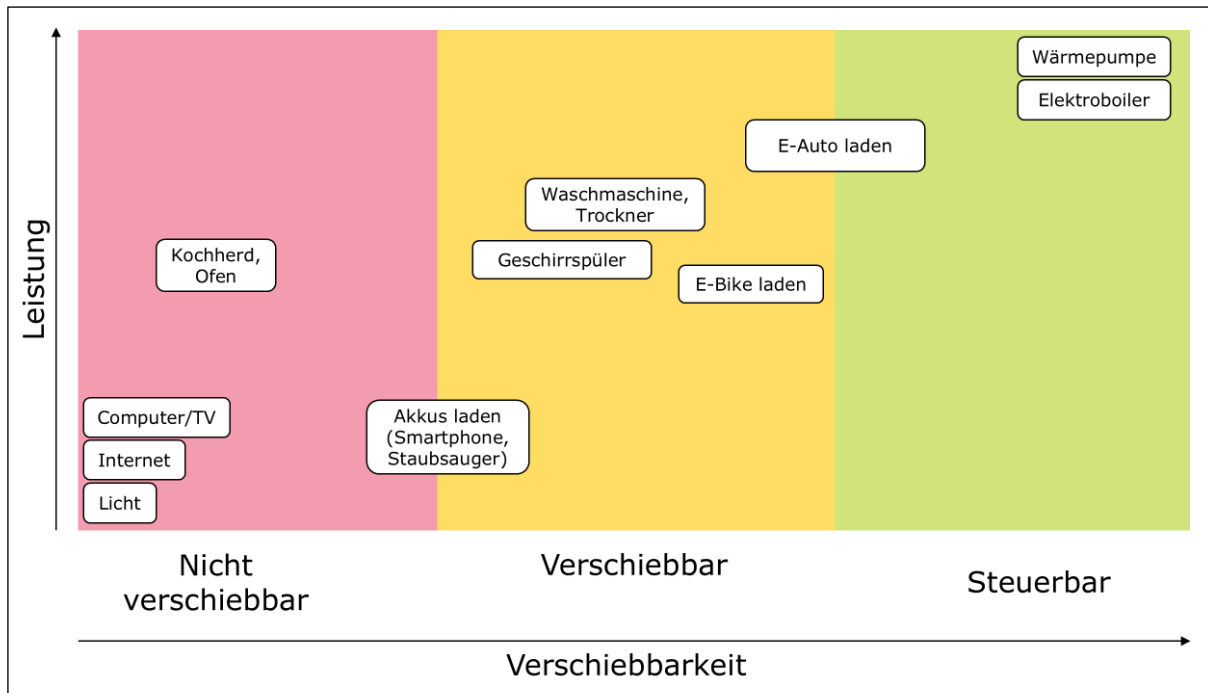


Abbildung 9: Leistung und Verschiebbarkeit des Betriebs verschiedener Geräte auf Basis von acht Interviews

Für die Praxis kann daraus abgeleitet werden, dass Geräte mit hoher Leistung, für die noch keine ausreichenden DR-Programme vorliegen, hier priorisiert behandelt werden sollten. Steuerbare Geräte eignen sich für eine Direct Load Control, sobald dafür die technologischen Voraussetzungen erfüllt sind. In Vilters-Wangs besteht mit dem **Boiler- und Wärmepumpentarif** bereits seit längerer Zeit ein finanzieller Anreiz für die Teilnahme an solchen Programmen, und die Umsetzung verläuft reibungslos.

E-Autos befinden sich auf der Grenze zwischen steuerbar und verschiebbar. Direct Load Control verursacht hier möglicherweise Konflikte, da in seltenen Fällen eine Ladestation unabhängig von Lastspitzen genutzt werden muss. Eine komplette Abschaltung per Rundsteuerung für längere Intervalle wird daher nicht empfohlen. Für Ladestationen kommt daher Load Curtailment oder ein entsprechendes Time of Use Pricing Modell in Frage. Für beide Optionen muss sichergestellt werden, dass die Verschiebung bequem und ohne Aufwand geschieht. Das kann z.B. über Apps geschehen, welche die Ladestation erst nach den Spitzenzeiten aktivieren. Für die Einrichtung der Apps kann in diesen Fällen eine Hilfestellung geboten werden. Wichtig ist, dass eine Beschränkung durch Load Curtailment in Einzelfällen übersteuert werden kann. Für verschiebbare Geräte eignet sich einzig das Time of Use Pricing, da Load Curtailment hier den Nachteil der Intransparenz oder Informationsflut mit sich bringt: Die realen Peaks sind für EndverbraucherInnen unsichtbar, daher könnte man sie einzig mit echtzeit-Benachrichtigungen zur Reduktion/Verschiebung des Verbrauchs anhalten. Dadurch müssten aber täglich Benachrichtigungen verfolgt und der Tagesablauf darauf angepasst werden, was für die Nutzenden einen enormen Zusatzaufwand bedeuten würde. Einfache Tarifmodelle mit klaren Zeiten und Preisen sind für diese Fälle besser geeignet. Bei grösseren Speichern würden ähnliche Voraussetzungen gelten. Ebenfalls zu beachten ist, dass bei festgelegten Zeiten, zu welchen Ladestationen laufen dürfen, die Gefahr besteht, neue Lastspitzen entstehen könnten. Mittelfristig müssen daher die Ladevorgänge beobachtet, und Massnahmen bei Bedarf laufend optimiert werden.

Im Falle der **verschiebbaren einzelnen Geräte wie Waschmaschinen, Tumbler, oder Akkus** kommt eine einfache Time of Use Pricing Lösung in Frage. Damit können alle Geräte in einem Haushalt durch einen niedrigeren Tarif angesprochen werden, und EndkundInnen können selbst entscheiden, welche sie auf Zeiten im Niedertarif verschieben möchten, ohne in ihrer Freiheit eingeschränkt zu werden.



Die Ergebnisse wurden in die Dimensionen Nützlichkeit und Benutzerfreundlichkeit des TAM 3 [7] eingeordnet. Für alle besprochenen DR-Programme kann zusammengefasst gesagt werden, dass die wahrgenommene **Benutzerfreundlichkeit** gesteigert werden kann, indem der benötigte Aufwand an Zeit, Geld, und kognitiven Ressourcen geringgehalten wird. Eine hohe Benutzerfreundlichkeit garantiert aber noch keine Mitwirkung. Für eine aktive Teilnahme an DR-Programmen, z.B. durch die einmalige Eingabe von Laderoutinen für eine Ladestation, oder das wiederholte Waschen zu Randzeiten, ist eine hohe wahrgenommene **Nützlichkeit** entscheidend. Im Fall von DR-Programmen wurde jeweils der **finanzielle Nutzen** zuerst genannt. Jedoch reagieren verschiedene Kundengruppen auf weitere zusätzliche Anreize, welche ihnen ein Sicherheitsgefühl vermitteln, das Gefühl geben, dass sie zur Lösung von gesellschaftlichen Problemen beitragen können, oder ihnen die Möglichkeit bieten, ein Bedürfnis nach Spass oder Informationen zu befriedigen. Abbildung 10 fasst die Ergebnisse zur Benutzerfreundlichkeit und der wahrgenommenen Nützlichkeit (neben finanziellen Anreizen) zusammen.

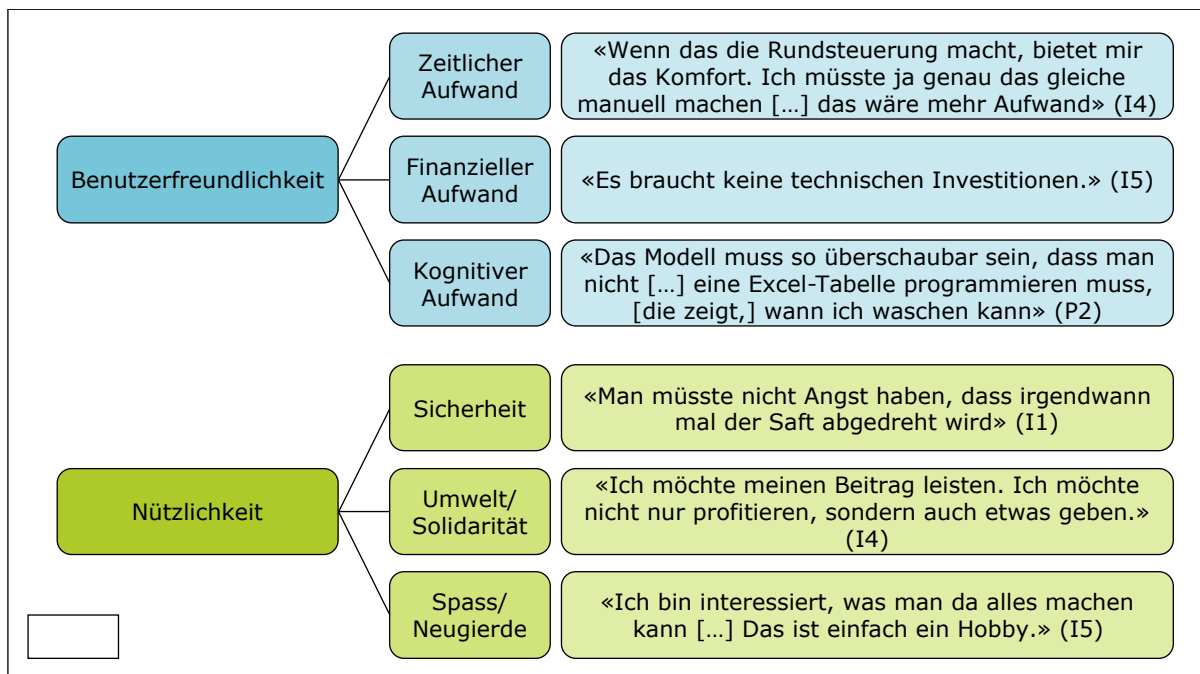


Abbildung 10: Ergebnisse zu Benutzerfreundlichkeit und wahrgenommener Nützlichkeit (neben finanziellen Anreizen) von DR-Programmen mit Beispielzitaten aus den Interviews (I) und Pretests (P).

Auffallend bei den Ergebnissen zur wahrgenommenen Nützlichkeit ist, dass die genannten zusätzlichen Anreize auf einen zugrundeliegenden **inneren Antrieb** («Ich möchte meinen Beitrag leisten»; «Ich bin interessiert») hindeuten. Dieser kann mit der **Selbstbestimmungstheorie** [16] erklärt werden. Verhalten wird dieser Theorie zufolge von Motivation ausgelöst. Diese **Motivation** kann **intrinsisch** (aus einem inneren Antrieb entstanden) oder **extrinsisch** (fremdgesteuert) sein. Finanzielle Anreize, welche bei DR-Programmen genutzt werden, um eine Veränderung in Gewohnheiten und Routinen im Stromverbrauch zu bewirken, stellen eine extrinsische Motivation dar. Fallen die Einsparungen klein aus, verschwindet der Handlungsantrieb. Motivation kann allerdings internalisiert werden. Dazu kann eine Handlung mit wichtigen Bedürfnissen und Zielen, z.B. den Grundbedürfnissen nach Zugehörigkeit, Kompetenz, oder Autonomie in Verbindung gebracht werden. Im Kontext von Strom könnte das Bedürfnis von **Zugehörigkeit** durch die Betonung der **gemeinsamen** Anstrengung der Entlastung des Netzes, oder der Förderung von **regionalem** Strom angesprochen werden. Die **Kompetenz** kann angesprochen werden, indem Möglichkeiten zu **lernen** (z.B. Stromverbrauch verstehen) geboten, und **Erfolge** sichtbar gemacht werden (z.B. Gamification). **Autonomie** kann durch erhöhte Unabhängigkeit (z.B. durch Setzen **eigener Ziele**, etwa in Bereichen Umweltschutz vs. Optimierung und Tracking im eigenen Haushalt) ermöglicht werden. Demnach ist es für die Aktivierung von EndkundInnen relevant, dass sie nicht nur durch niedrigere Tarife und Rückvergütungen, sondern auch durch ihre eigenen Werte und Ziele motiviert werden.



Implikationen für die Kommunikation

KundInnen haben eine begrenzte Kapazität, sich mit komplexen Themen zu beschäftigen, sofern sich der finanzielle Nutzen in Grenzen hält. Die **Grundinformationen**, welche KundInnen sich wünschen, bestehen aus finanziellen Aspekten wie die Höhe von Strompreisen oder Vergütungen, und die Bedingungen, an welche diese gekoppelt sind. In Bezug auf DR-Programme müssen die Rahmenbedingungen möglichst einfach gestaltet und vermittelt werden. Beispiele können dabei helfen, Vorteile wie Einsparmöglichkeiten auf einen Blick zu verstehen. Weiterführende Informationen sind nicht für alle KundInnen relevant, und müssen deshalb gezielt an verschiedene Kundengruppen ausgespielt werden. Bei der Push-Kommunikation gilt: Weniger ist mehr.

Weiterführende Informationen, z.B. für die Steigerung der wahrgenommenen Nützlichkeit, sollten nur an KundInnen ausgespielt werden, die sich dafür interessieren. Die Interessen der KundInnen unterscheiden sich stark, so dass ein Mechanismus nötig ist, sie nach Interessen und Informationsbedürfnis in verschiedene Gruppen aufteilen zu können. Diese Gruppen können dann gezielt mit den für sie relevanten Informationen (z.B. wie DR-Programme zur Netzstabilität beitragen) versorgt werden, die mit ihren Bedürfnissen (z.B. Bedürfnis nach Versorgungssicherheit) übereinstimmen. Hinweise auf weiterführende Informationen können beispielsweise zusammen mit den Grundinformationen versandt werden, und bei Interesse abgerufen werden. Auch hier sollten die relevanten Informationen auf das Nötigste reduziert werden.

Die **Formate und Kanäle** für weiterführende Informationen sollten ebenfalls auf die Kundengruppe angepasst werden. Beispielsweise ist es möglich, dass KundInnen mit Spass an Optimierung und Tracking ihres Stromverbrauchs erhöhtes Interesse an interaktiven Touchpoints haben. Für diese Gruppen eignet sich ein Dashboard, in welchem auch Gamification-Elemente eingebaut werden können. Durch Challenges oder personalisierte Auswertungen können solche Kundengruppen zu einer aktiven Teilnahme an DR-Programme bewegt werden. KundInnen, die sich gerne ökologisch nachhaltig verhalten möchten, brauchen gezielte Informationen, beispielsweise über die Auswirkungen ihrer Handlungen auf die Nutzung von erneuerbaren Energien in ihrer Gemeinde. Auch hier können personalisierte Auswertungen dabei helfen, die wahrgenommene Selbstwirksamkeit zu erhöhen, indem etwa dargestellt wird, wie eine Anpassung des Verhaltens zu einem höheren Anteil an Solarenergie in der Gemeinde beiträgt. Damit werden solche KundInnen durch ein gutes Gefühl langfristig zur Mitwirkung motiviert.

Limitationen und weitere Schritte

Die in den Interviews erhobenen Aussagen stellen lediglich Einschätzungen von Verhaltensabsichten dar. Das tatsächliche Verhalten, z.B. die Verschiebung des Betriebs von Flexibilitäten, kann damit nicht erfasst werden. Zur Überprüfung der Wirksamkeit der Massnahmen wurden im weiteren Projektverlauf Vergleichsanalysen der Verhaltensmuster vor und nach einem Tarifwechsel erstellt. Qualitative Interviews sind zudem geeignet, eine Bandbreite von Einstellungen und Meinungen zu erfassen. Diese Ergebnisse lassen jedoch keine statistisch repräsentativen Aussagen zu. Für eine repräsentativere Einschätzung der Tarife ist eine auf die Ergebnisse aufbauende quantitative Studie durchgeführt worden.

2.3 Quantitative Befragung zur Akzeptanz und Berechnung der Verhaltensänderung

Vorgehen und Methode

Die in der qualitativen Studie gewonnenen Erkenntnisse können nun als Hypothesen formuliert und mit quantitativen Methoden an einer grösseren Stichprobe überprüft werden, um statistisch belastbare Aussagen über eine breitere Bevölkerungsgruppe zu treffen. Auf Basis der Ergebnisse der qualitativen Befragung wurde im Anschluss an die Einführung der neuen Tarife zu diesem Zweck eine online-Umfrage durchgeführt und das Verhalten der Bevölkerung mit den Ergebnissen verglichen. Der Fragebogen für die Online-Umfrage wurde an Haushalte im Versorgungsgebiet der Technischen Betriebe Vilters-Wangs zusammen mit der Quartalsrechnung 4/2024 versandt und zusätzlich auf der Website sowie den Social-



Media-Kanälen des Energieversorgers publiziert. Die Erhebung fand zwischen Januar und März 2025 statt und schloss damit unmittelbar an die Einführung des neuen Tarifmodells am 1. Januar 2025 an. Insgesamt nahmen 124 Personen an der Befragung teil.

Die Befragten waren zwischen 28 und 80 Jahre alt (Mittelwert = 54.0; Standardabweichung = 13.4). 83% der Befragten identifizieren sich als männlich, 15% als weiblich, 2% machten keine Angabe. Die Stichprobe ist selbstselektiert und möglicherweise überrepräsentiert durch Personen mit einem höheren Interesse an Energiethematen.

Die Teilnehmenden beantworteten zuerst soziodemografische Fragen und gaben an, welche Flexibilitäten in ihrem Haushalt vorhanden sind. Daraufhin erhielten sie eine Beschreibung der neu eingeführten Tarifmodelle und beantworteten Fragen zu vier Tarifen: dem Flex-Tarif (Time-of-use-Pricing; alle Teilnehmenden), dem Wärmepumpen-/Boilertarif (Direct Load Control; nur Haushalte mit elektrischem Boiler und/oder Wärmepumpe), den Belohnungsprogrammen (Load Curtailment) für Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen (nur Haushalte mit PV-Anlage) und für Ladestationen für E-Autos (nur Haushalte mit E-Auto). Abbildung 11 zeigt die Haushalte, welche zu den vier Tarifen befragt wurden. Befragt wurden sie jeweils zu ihrer Einstellung, der wahrgenommenen Nützlichkeit und der Absicht, den Tarif zu nutzen, jeweils auf einer 5-stufigen Likert-Skala. Für den Flex-Tarif wurden zusätzlich noch verschiedene Arten der Nützlichkeit (ökologischer Nutzen, finanzieller Nutzen und erhöhte Unabhängigkeit) abgefragt. Am Ende wurden die möglichen Funktionen des Kundenportals mittels der Wahrscheinlichkeit, die entsprechende Funktion zu nutzen, bewertet. Die Ergebnisse der Beurteilungen der Funktionen werden in Kapitel 2.4 erläutert.

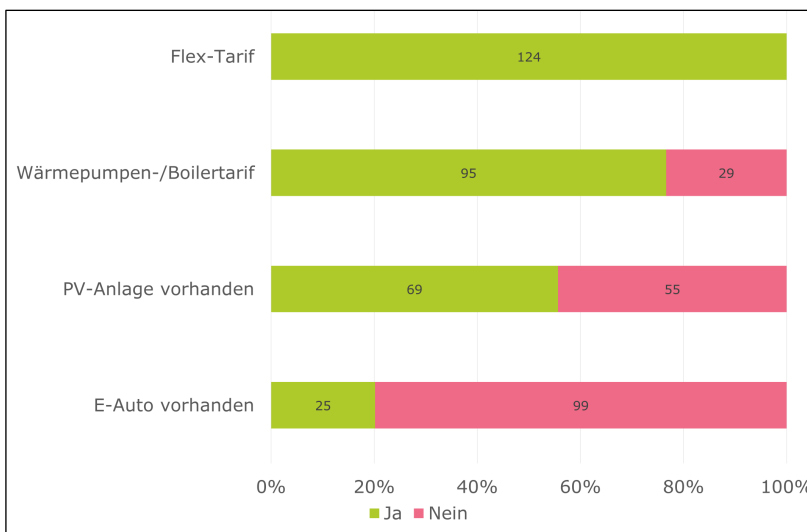


Abbildung 11: Befragte Teilnehmende pro Tarifmodell

Die Verhaltensänderung durch den Flex-Tarif wurde für jeweils das erste Halbjahr 2024 und 2025 mit den Verbrauchsdaten von 1'728 Haushalten analysiert. Für jeden Haushalt wurde der Verbrauch in den Hochpreis-Zeiten (05:00-09:00 und 17:00-21:00) mit dem Gesamtverbrauch verglichen.

Ergebnisse

Flexibilitäten

Mit der Tarifumstellung Anfang 2025 waren alle Befragten Nutzende des neu eingeführten Flex-Tarifs. Der Wärmepumpen-/Boilertarif war hingegen schon vor der Befragung in Kraft. Von den 124 Befragten hatten 68 Haushalte (55%) eine Wärmepumpe und 88 Haushalte (71%) heizten ihr Wasser mit Strom. Von den Befragten nutzten 95 Haushalte (77%) den Boilertarif, 93 davon beantworteten entsprechende Fragen dazu. Eine PV-Anlage war in 69 der befragten Haushalte (56%) vorhanden. Die meisten davon (65) befinden sich in Eigentümshäusern oder -wohnungen. Von den PV-Anlagen waren nur 20 mit einer Batterieanlage kombiniert, um überschüssige Energie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen. Ein E-Auto war nur in 25 der befragten Haushalte (20%) vorhanden. Die Lademöglichkeit



befand sich bei den meisten (22) auf dem eigenen Privatparkplatz oder in der Privatgarage. Diese Haushalte wurden zum Ladestationsbonus befragt. Ergänzend ist für die Interpretation dieser und weiterer Ergebnisse relevant, dass sowohl in der Stichprobe als auch in der Gemeinde Vilters-Wangs die Wohneigentumsquote über dem schweizerischen Durchschnitt liegt (vgl. Abbildung 12).

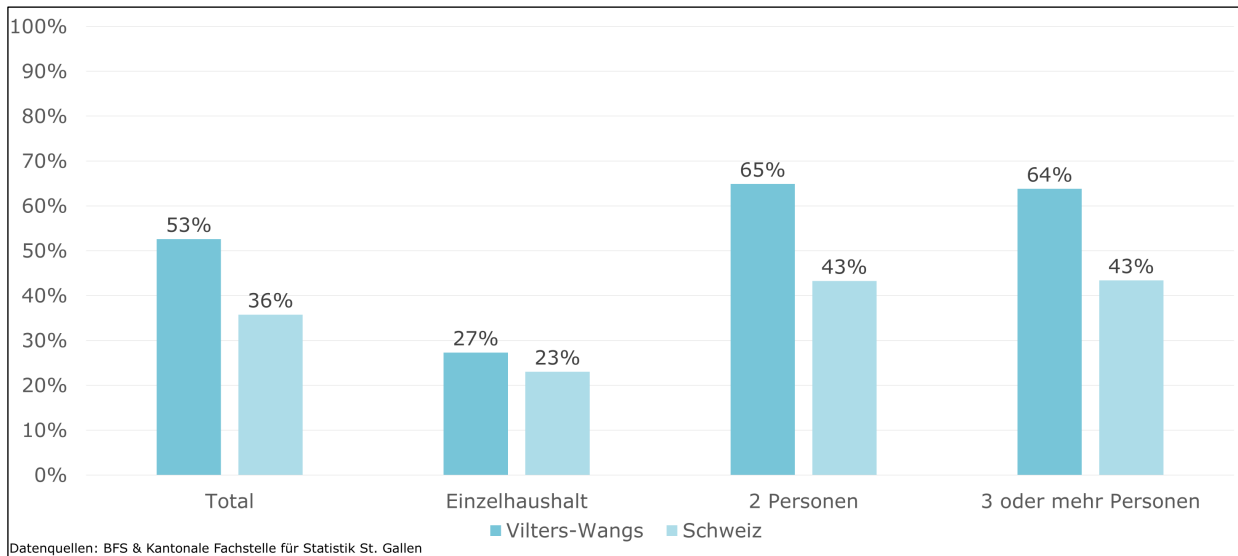


Abbildung 12: Wohneigentumsquote Vilters-Wangs vs. Gesamtschweiz

Akzeptanzmessungen / Bewertung der Tarife

Insgesamt war die Einstellung gegenüber den neuen Tarifen grösstenteils positiv. Da von den Haushalten mit Batteriespeicher nur 7 ihre Speicher gemeldet haben, können zum Batteriebonus keine verlässlichen Angaben gemacht werden. Allerdings gaben von den 46 Haushalten ohne Batteriespeicher nur 9 an, dass eine Anschaffung (sehr) wahrscheinlich sei. Es besteht also eine geringe Nutzungsabsicht für Batteriespeicher und damit für den Batteriebonus. Für den Batteriebonus wurde die Wichtigkeit verschiedener Gründe für die Anschaffung eines Speichers auf einer Skala von 1-5 abgefragt (n = 67). Die Aussicht auf eine Jährliche Vergütung in Form eines Batteriebonus wurde dabei mit einer Wichtigkeit von 3.6 am geringsten bewertet. Deutlich relevanter mit einer Bewertung von 4.0 waren die Unabhängigkeit des eigenen Haushalts vom Stromnetz und die Erhöhung der regionalen Versorgungssicherheit. Am höchsten mit 4.3 wurde die Nachhaltigkeit durch eine bessere Nutzung des produzierten Solarstroms eingeschätzt.

Für die restlichen Tarife wurden die Einstellung, die Verhaltensabsicht, die Nützlichkeit und die Benutzerfreundlichkeit auf einer Skala von 1-5 erfasst. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

Mittelwerte	Flex Tarif (n=124)	Wärmepumpen-/Boilertarif (n=93)	Ladestationsbonus (n=22)
Einstellung	3.6	4.1	4.1
Verhaltensabsicht	3.6	3.9	3.5
Nützlichkeit	3.6	4.1	3.9
Benutzerfreundlichkeit	3.3	3.9	3.6

Tabelle 1: Übersicht über die Bewertungen der Tarifänderungen

Am niedrigsten wird die Benutzerfreundlichkeit des Flex Tarif eingestuft (M=3.3). Bei der Bewertung des Ladestationsbonus wird die grösste Diskrepanz zwischen Einstellung/Nützlichkeit und Verhaltensabsicht sichtbar. Dabei ist jedoch die kleine Stichprobe zu beachten.



Für den Flex-Tarif wurden zwei zusätzliche multiple lineare Regressionen gerechnet. Gemäss TAM wird die Verhaltensabsicht von der Nützlichkeit und der Benutzerfreundlichkeit bestimmt. Das Gesamtmodell war statistisch signifikant ($F(2, 115) = 44.95, p < .001$). Tatsächlich lassen sich 44% ($R^2 = .44$) der Varianz der Verhaltensabsicht im Flex-Tarif mit den Prädiktoren Benutzerfreundlichkeit (Regressionskoeffizient $\beta = .263, p = .014$) und Nützlichkeit ($\beta = .441, p < .001$) erklären. Das entspricht gemäss Cohen [17] einem starken Effekt ($f^2 = 0.79$). Beide Prädiktoren beeinflussen die Einstellung sogar noch stärker als die Verhaltensabsicht. Zusätzlich wurde die wahrgenommene Nützlichkeit zusätzlich weiter aufgeschlüsselt, um zu untersuchen, inwieweit die drei Nutzenkomponenten die allgemeine wahrgenommene Nützlichkeit vorhersagen. Das Gesamtmodell war statistisch signifikant ($F(3, 113) = 93.57, p < .001$) und erklärte 71% der Varianz ($R^2 = .71$), was einem grossen Effekt nach Cohen [17] entspricht ($f^2 = 2.39$). Alle drei Prädiktoren leisteten einen signifikanten Beitrag: ökologischer Nutzen ($\beta = 0.268, p = .002$), finanzieller Nutzen ($\beta = 0.381, p < .001$) und erhöhte Unabhängigkeit ($\beta = 0.341, p < .001$).

Finanzielle Anreize sind damit der stärkste Einzelprädiktor für die wahrgenommene Nützlichkeit. Gleichzeitig leisten ökologische Vorteile und eine Erhöhung der Unabhängigkeit von importiertem Strom eigenständige, signifikante Beiträge – ein Befund, der mit den qualitativen Ergebnissen übereinstimmt und die Wichtigkeit nicht-monetärer Anreize unterstreicht.

Für die drei Tarife wurde auch bewertet, ob die Teilnehmenden in Zukunft die Absicht haben, aktiv von den Tarifen zu profitieren (Verhaltensabsicht). Für den Flex-Tarif stimmten 59% dieser Aussage zu und für den Wärmepumpen-/Boilertarif 71%. Personen mit Ladestationen wurden gefragt, ob sie vorhaben, ihr Auto gezielt zu Randzeiten zu laden; von den 22 Befragten stimmten 12 zu.

Verhalten

Beim Wärmepumpen-/Boilertarif, der bereits zu Projektbeginn in Kraft war, können Haushalte auf Wunsch aus dem Tarif austreten, um eine Steuerung zu verhindern. Im Jahr 2025 haben keine neuen Haushalte von dieser Option Gebrauch gemacht. Der Flex-Tarif kann ebenfalls zugunsten eines Einheitstarifs abgewählt werden. Das wurde nicht in Anspruch genommen, auch aufgrund der Tatsache, dass der Einheitstarif sich preislich auf dem Niveau der Hochpreis-Zeiten des Flex-Tarif befindet. So sparen die Haushalte mit dem Flex-Tarif in jedem Fall Geld.

Durchschnittlich verbrauchten die analysierten Haushalte vor der Tarifänderung 36.9 % (SD = 6.8%) ihres Stroms in den Hochtarif-Zeiten. Nach der Tarifänderung betrug dieser Anteil 36.3% (SD = 7.3%). Ein T-Test für verbundene Stichproben zeigte zwar eine statistisch signifikante Veränderung ($t(1727) = 5.61, p = < .000$), jedoch deutet die Effektgrösse von $d = .04$ darauf hin, dass die Effekte gemäss Cohen [17] vernachlässigbar sind und die Signifikanz eher auf die grosse Stichprobe zurückzuführen ist. Dieses Ergebnis entspricht dem in der Literatur bekannten Intention-Behaviour-Gap [18]: Selbst bei hoher Verhaltensabsicht führen externe und habitualisierte Faktoren dazu, dass keine tatsächliche Verhaltensänderung stattfindet.

Diskussion

Allgemein lässt sich festhalten, dass automatisierte Lösungen, bei denen EndkundInnen keinen Aufwand betreiben müssen, gut akzeptiert werden. Während in den Interviews vereinzelt Vorbehalte geäussert wurden, wurden während der Laufzeit des Projekts keine Austritte aus dem Wärmepumpen-/Boilertarif verzeichnet. Damit Massnahmen wie Rundsteuerungen in der Bevölkerung nicht auf Widerstand treffen, sind finanzielle Gegenleistungen in Kombination mit einem Opt-Out-System bei den Tarifen – also KundInnen müssen sich aktiv abmelden – geeignet, da sie einerseits eine Belohnung für die Bereitstellung für die Flexibilitäten bieten, und gleichzeitig den Aufwand für eine Anmeldung oder einen Tarifwechsel vermeiden. Um die Akzeptanz aufrechterhalten zu können, bietet es sich an, neue Mechanismen in der Steuerung in kleinen Gebieten zu testen, um allfällige Komforteinbussen sofort festzustellen, und nur wenige Haushalte auftretenden Fehlern auszusetzen.

Auch ein finanzieller Aufwand stellt eine Hürde dar. Bei der Anschaffung eines Batteriespeichers sehen die Befragten die Nachhaltigkeit als wichtigsten Grund dafür, während die geringe Vergütung am tiefsten bewertet wurde. Es ist sehr wahrscheinlich, dass der geringe Bonus im Vergleich zu den hohen Anschaffungskosten nicht ausreicht, um EndkundInnen zur Nutzung einer Speicherlösung zu bewegen.



Lösungen, bei denen zeitlicher oder kognitiver Aufwand entsteht, wie z.B. der Flex-Tarif, werden in der Praxis weniger intensiv genutzt. Im Fall des Flex-Tarifs wurde auch die Verständlichkeit gegenüber den anderen Tarifen am tiefsten bewertet. Dies deutet darauf hin, dass zeitvariable Tarife im Alltag zusätzliche Überlegungen mit sich bringen, die Hindernisse bei der Verhaltensänderung verursachen können. Es bestand zwar bei vielen Befragten eine entsprechende Absicht, doch die Verhaltensdaten zeigten eine sehr geringe Veränderung. Eine weitere Erklärungsmöglichkeit neben dem Aufwand ist, dass der Flex-Tarif nur die nicht steuerbaren Flexibilitäten, also nicht die grossen Verbraucher wie Wärmepumpen, zu verändern versucht, die ausserdem gut verschiebbar sind. Damit ist das Potenzial für Lastenverschiebungen durch den Flex-Tarif bereits stark reduziert, und kann nur von Haushalten voll ausgeschöpft werden, die im Alltag überhaupt über die entsprechenden Möglichkeiten verfügen (z.B. aufgrund von Arbeitszeiten). Die Auswertung lässt keine Rückschlüsse darüber zu, ob, ob diese Haushalte das Potenzial voll nutzen, oder ob sie durch eine verbesserte Kommunikation ihre Routinen noch optimieren könnten.

2.4 Bereitstellung Benutzeroberfläche

Die folgende Abbildung zeigt die Einstiegseite des bestehenden Smart Energy Systems (SES-Portal) für EVUs.

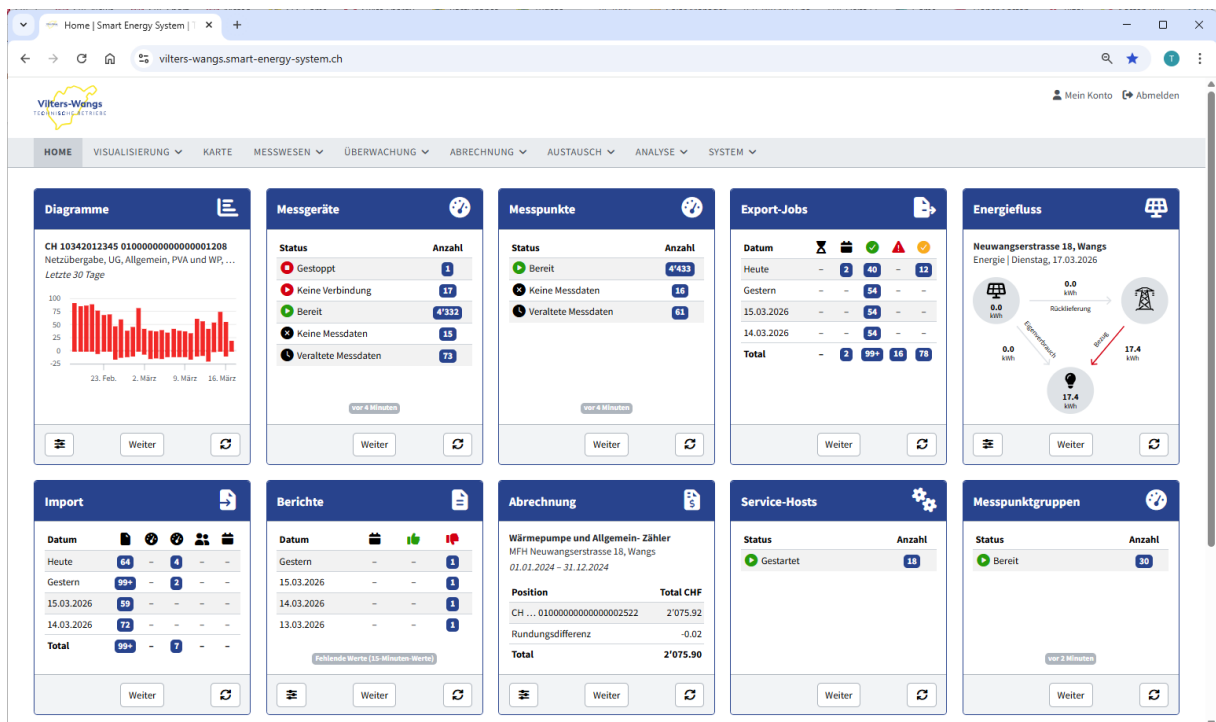


Abbildung 13: Cockpit EVU Benutzer

In der quantitativen Befragung wurden die Teilnehmenden über die Wahrscheinlichkeit befragt, die entsprechenden Funktionen eines Kundenportals zu nutzen, falls sie implementiert werden. Dadurch konnten die möglichen Erweiterungen nach Beliebtheit (Median der Nutzungswahrscheinlichkeit) sortiert werden. Abbildung 14 zeigt die abgefragten Portalfunktionen und deren Ranking.

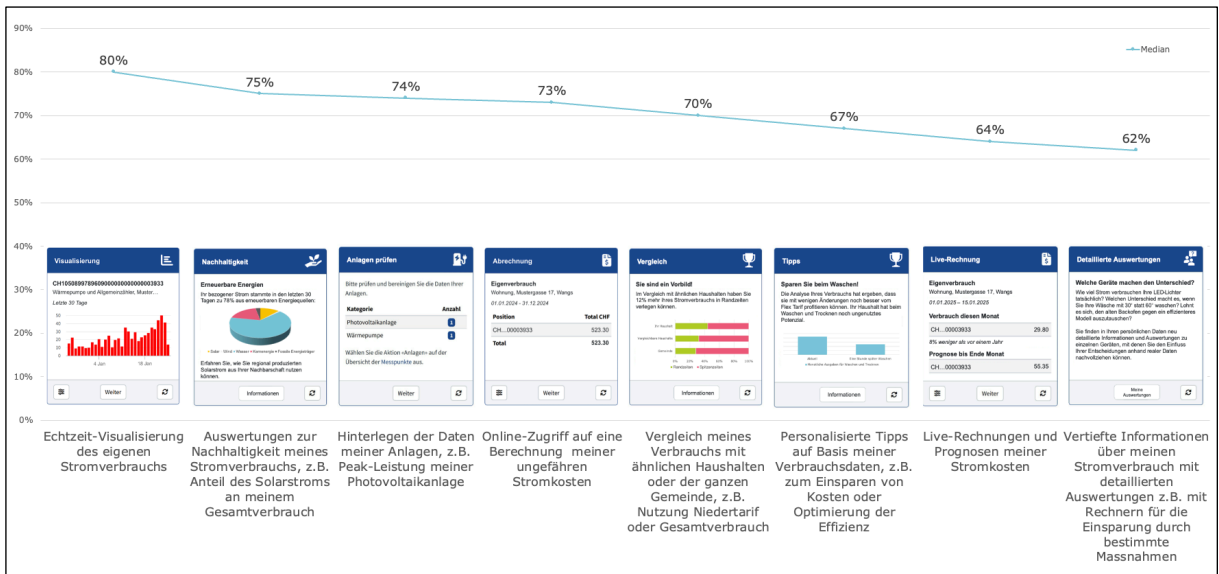


Abbildung 14: Ranking Portalfunktionen

Die folgenden Abbildungen zeigen Beispiele der im Projekt implementierten Portalfunktionen:

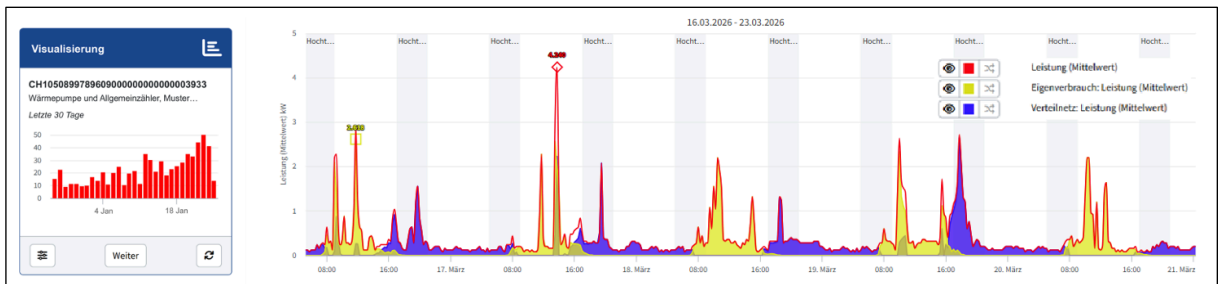


Abbildung 15: Echtzeitvisualisierung des eigenen Stromverbrauchs

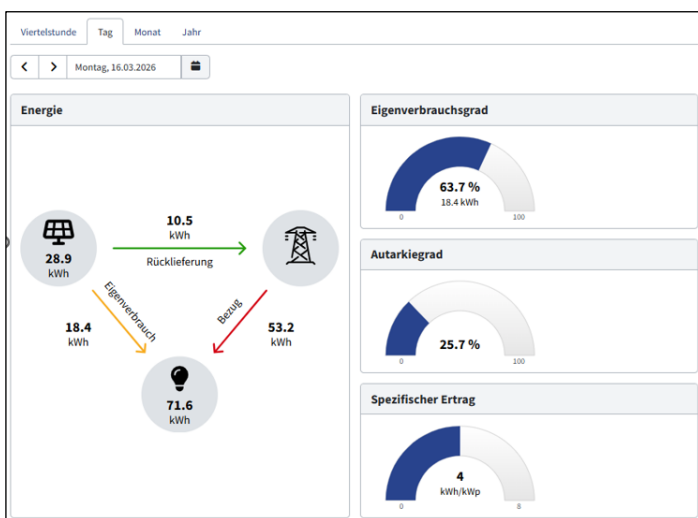


Abbildung 16: Auswertungen zur Nachhaltigkeit des eigenen Stromverbrauchs, z.B. Anteil des Solarstroms am Gesamtverbrauch



ID	Kategorie	Gültigkeit	Leistung	Typ	Seriennummer	Verifiziert	Status	Aktionen
71	Photovoltaikanlage	25.09.2012 – heute	7'140 W	SMA Sunny Tripower 8000TL		Ja	●	Ansicht
72	Wärmepumpe	01.01.2020 – heute	7'600 W	Oertli SI 117 HT, 17.1 kW		Ja	●	Ansicht

Abbildung 17: Hinterlegen der Daten eigener Anlagen, z.B. Peak-Leistung der Photovoltaikanlage und Wärmepumpe

Rechnung 10035-20260103

MFH Neuwangserstrasse 18, Wangs, Wohnung EG rechts

Datum: 17.03.2026
Periode: 01.01.2026 – 31.03.2026

Messpunkt CH10342012345010000000000002560
Wohnung EG rechts, Neuwangserstrasse 18, 7323 Wangs
Messgerät 5986

Position	Einheit	Menge	Preis	Total CHF
Grundpreis	Monate	3	8.6480	25.94
EW Netzbezug Flex Plus HT	kWh	162	0.2657	43.04
EW Netzbezug Flex NT	kWh	405	0.2598	105.22
PV-Strom (Eigenverbrauch)	kWh	152	0.2300	34.96
Total Bezug	kWh	724		
Total				209.16
Total Messpunkt			Ø 0.2909	209.16
Total				
Position				Total CHF
Zwischentotal				209.16
Rundungsdifferenz				-0.01
Rechnungsbetrag				209.15

Rechnung zahlbar innert 30 Tagen rein netto.

Abbildung 18: Online-Zugriff auf die Rechnung

The screenshot shows a web browser window with the URL `vilters-wangs.smart-energy-system.ch`. The page features a navigation menu with options: HOME, VISUALISIERUNG, KARTE, MESSWESEN, and ABRECHNUNG. The main content area is divided into three panels:

- Diagramme:** Displays a bar chart for the last 30 days (from Feb 23 to Mar 16) for meter `CH 10342012345 0100000000000002560`. The y-axis ranges from 0 to 20. A 'Weiter' button is at the bottom.
- Abrechnung:** Shows a summary for meter `W MFH Neuwangserstrasse 18, Wangs 01.02.2026 - 28.02.2026`. It includes a table with 'Position' and 'Total CHF':

Position	Total CHF
CH ... 0100000000000002560	78.83
Rundungsdifferenz	0.02
Total	78.85

A 'Weiter' button is at the bottom.
- Anlagen prüfen:** Contains instructions to check and clean data. It lists categories and counts:

Kategorie	Anzahl
Photovoltaikanlage	1
Wärmepumpe	1

It also includes a 'Weiter' button.

The footer contains '© 2026 | Technische Betriebe Vilters-Wangs' and 'Impressum'.

Abbildung 19: Vertiefte Informationen über den eigenen Stromverbrauch mit detaillierten Auswertungen z.B. mit Rechnern für die Einsparung durch bestimmte Massnahmen



Abbildung 20: Netzauskunft vZEV/vEVG

Abbildung 21: Netzauskunft LEG

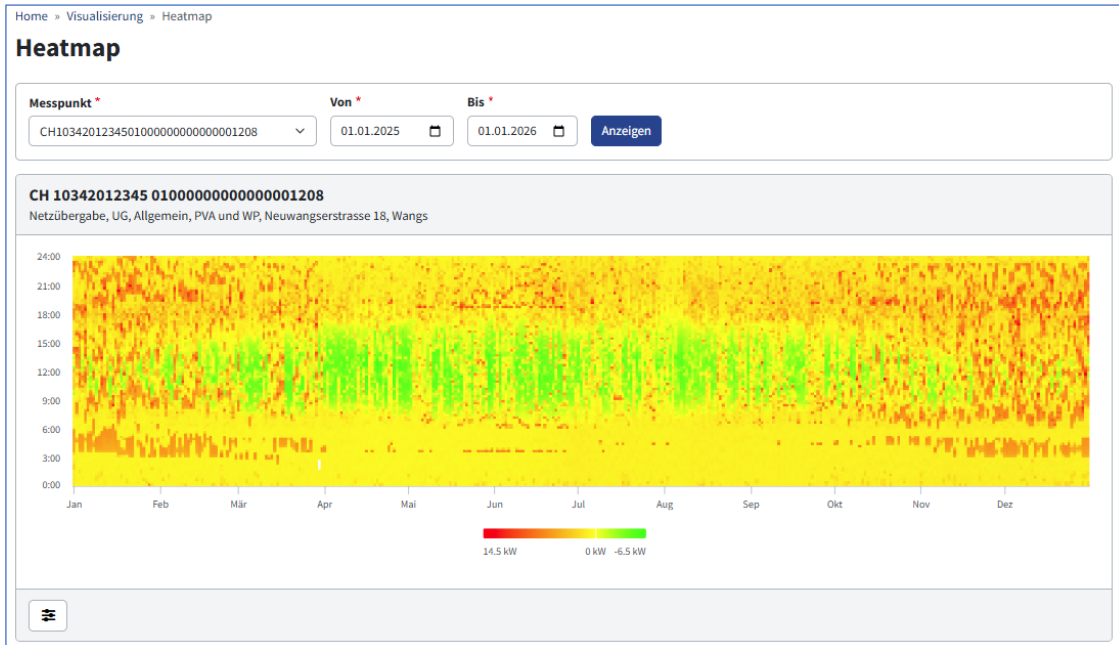


Abbildung 22: Heatmap

2.5 Machine Learning Operations (MLOps)

MLOps beschreibt den Prozess, mit dem trainierte ML-Modelle aus der Entwicklungsumgebung in den produktiven Betrieb überführt werden. Dazu gehört die Versionierung von Modellen, das Tracking und die Verwaltung von Experimenten und der zugehörigen Artefakte und die Bereitstellung der Modelle als Service für eine Anwendung.

In diesem Projekt wird MLOps verwendet für ML-Modelle zur Disaggregation von Verbrauchern und Erzeugern auf Basis von Smart-Meter-Daten. Damit ein neu trainiertes Modell in der produktiven Plattform genutzt werden kann, muss es reproduzierbar, versioniert und auch bereitgestellt werden. Ziel der MLOps-Arbeiten war es deshalb, diesen Übergang vom Training bis zum produktiven Einsatz zu vereinfachen und nachvollziehbarer zu gestalten.

Ausgangslage, Vorgehen und Methode

Das Deployment neu trainierter Modelle erwies sich im bestehenden Setup als aufwendig. Aus diesem Grund war das Ziel im Rahmen dieses Projektes den MLOps-Prozess zu optimieren. Zum Projektstart existierten zwei getrennte Repositorien:

- Ein Repository für das Training der Modelle, inklusive MLflow für Experiment-Tracking und Docker
- Ein separates Repository aus dem vorherigen Projekt, das für den produktiven Betrieb in der SES-Plattform genutzt wird. Darin wurden die verschiedenen ML-Modellversionen über Git-Tags annotiert.

In diesem Prozess war es notwendig ein trainiertes Modell manuell zwischen den beiden Repositorien zu kopieren. Anschliessend mussten Konfigurationsdateien angepasst werden, bevor das Modell in die SES-Plattform eingebunden werden konnte. Dieser Prozess war fehleranfällig und erschwerte eine konsistente Versionierung von Modellen.



Erweiterung MLOps

Da MLflow bereits für das Experiment-Tracking in der Entwicklungsumgebung eingesetzt wurde und MLOps-Funktionalitäten bietet, wurde dieser Ansatz im Projekt auch für den Einsatz in der Produktivumgebung evaluiert. Es wurde entschieden MLflow als MLOps-Framework und zentrales System für Experimenttracking, Verwaltung von Artefakten und Model Registry einzusetzen. Eine beispielhafte Darstellung des User Interfaces ist in Abbildung 23 zu sehen.

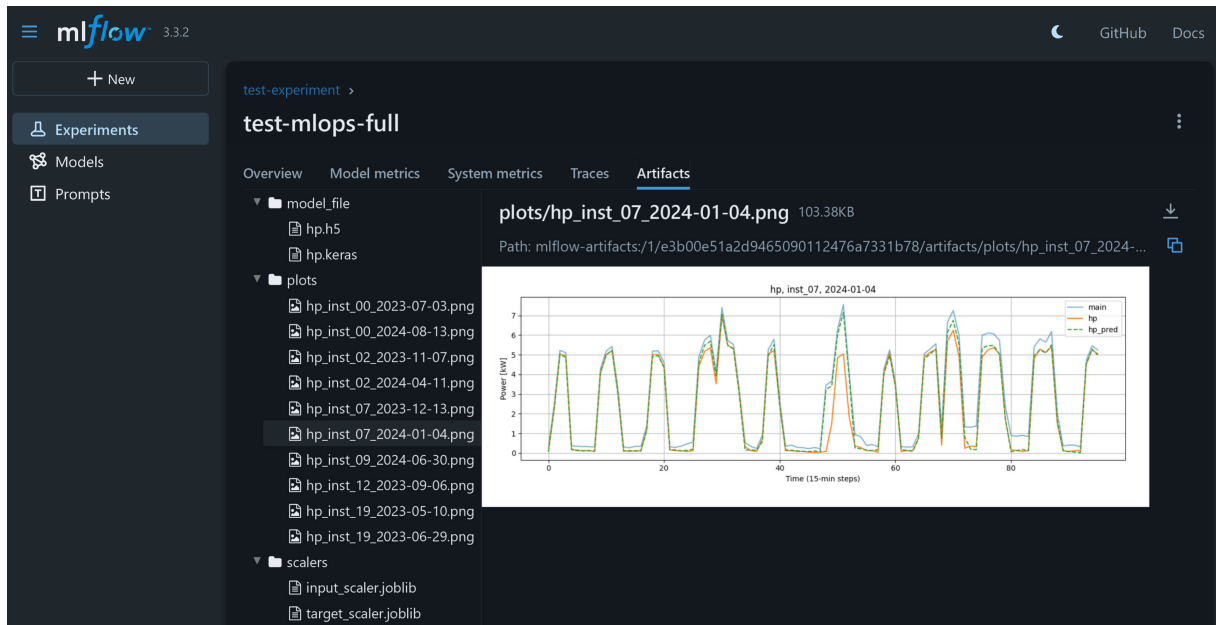


Abbildung 23: Beispiel Oberfläche MLflow mit Darstellung eines Plots

Dazu wurde im bestehenden Trainings-Repository ein zusätzlicher Parameter hinzugefügt. Ist dieser aktiviert, wird ein Modell nach Abschluss des Trainings automatisch in der MLflow Model Registry registriert. Für die Registrierung sind zusätzliche Informationen notwendig. Dazu gehören Modell-Code, Input- und Output-Formate und eine Wrapper-Klasse. Letztere übernimmt die automatische (De-)Normalisierung mit den im Training verwendeten Scaler. So kann bei der Modell-Inferenz mit den rohen Daten gearbeitet werden und die Schnittstelle des Endpunkts bleibt stabil.

Nach einer erfolgreichen Registrierung kann ein Modell über ein vorbereitetes Dockerfile bereitgestellt werden. Dabei muss lediglich der Modellname bzw. die Modellversion angepasst werden. Mit dem Starten des Containers wird das Modell direkt über MLflow geladen und als Service via REST-API bereitgestellt. Ein Überblick des beschriebenen Ablaufs gibt Abbildung 24.

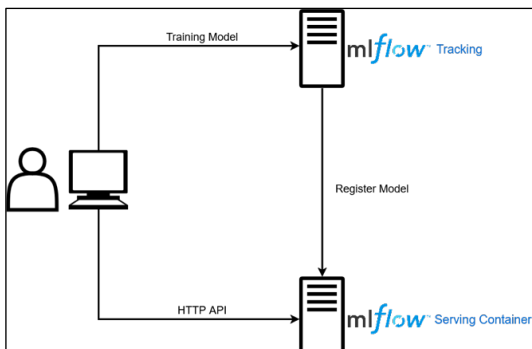


Abbildung 24: Überblick MLOps



Ergebnisse und Bewertung

Der MLflow-basierte Ansatz reduziert den manuellen Aufwand beim Deployment erheblich. Der Ablauf von Training, Registrierung und Serving ist mit wenigen Kommandos reproduzierbar durchführbar und ermöglicht eine bessere Nachvollziehbarkeit von Modellversionen. Eine Einschränkung besteht darin, dass für jedes Modell ein eigener Container für das Serving benötigt wird. Die dafür notwendigen Anpassungen sind jedoch gering und deutlich einfacher als im bisherigen Prozess, bei dem Modelle manuell kopiert und Konfigurationsdateien angepasst werden mussten.

2.6 Optimierung Disaggregation

Die Optimierung der Disaggregation fokussierte sich in diesem Projekt auf Wärmepumpen in Einfamilienhäusern. Dieser Fokus wurde gewählt, da in diesem Bereich das grösste Verbesserungspotential besteht. Bei Einfamilienhäusern ist der Kundenstamm gross, gleichzeitig liegen meist keine separat gemessenen Verbraucher vor.

Andere relevante Verbraucher sind im bestehenden System bereits besser abgedeckt. PV-Anlagen können über lokale Messwerte von Wetterprognosen und Sonneneinstrahlung modelliert werden. Laststationen sind häufig separat gemessen und weisen sehr charakteristische Lastgänge auf, beispielsweise hohe Leistungen über mehrere Stunden. Auch für Boiler besteht ein Modell, das aufgrund regelmässiger Schaltmuster und Heuristiken zufriedenstellende Resultate liefert.

Wärmepumpen in Einfamilienhäusern stellen dagegen weiterhin eine grössere Herausforderung dar. Der Lastgang ist stark abhängig vom Gebäude, der installierten Leistung, der Aussentemperatur, der Jahreszeit, dem Nutzerverhalten und der Warmwasseraufbereitung. Dies führt zu einer starken Heterogenität der Lastgänge (siehe Abbildung 25).

Eine Möglichkeit wäre zusätzliche Informationen bei den Gebäudebesitzern anzufragen. Eine direkte Abfrage bei Gebäudebesitzern über Informationen zu installierten Verbrauchern kann zwar Hinweise auf das Vorhandensein eines Verbrauchers und deren installierte Leistung liefern. Sie ersetzt jedoch keine zeitaufgelöste Disaggregation, da daraus nicht hervorgeht, wann und mit welcher Leistung der Verbraucher effektiv betrieben wird. Daher wurde dies nicht weiterverfolgt.

In einem nächsten Versuch zeigte sich, dass ein auf Mehrfamilienhäusern (MFH) trainiertes Modell zur Disaggregation von Wärmepumpen (WP) weniger gute Ergebnisse auf Einfamilienhäusern (EFH) liefert. Aus diesem Grund wurde ein simulierter Datensatz erstellt, kontinuierlich erweitert und optimiert. Dieser Datensatz bildete die Grundlage für die nachfolgend beschriebenen Experimente, die das Ziel hatten, die Disaggregation von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern zu verbessern.

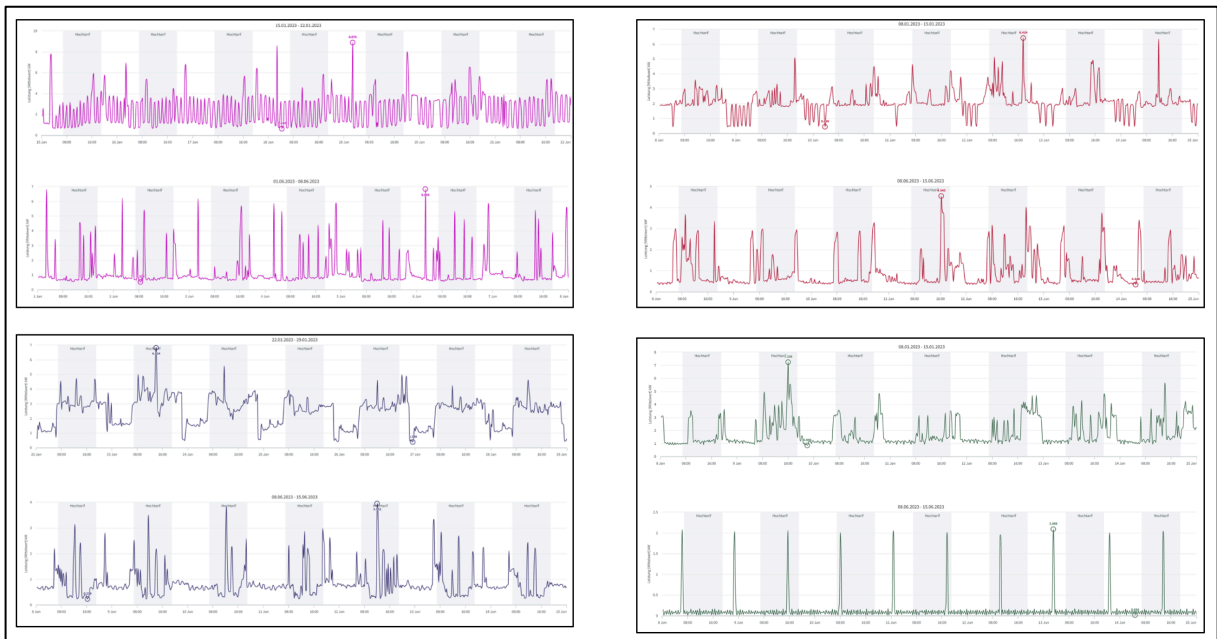


Abbildung 25: Beispiele von EFH, die die Heterogenität der Lastgänge aufzeigen. Jede der vier Subgrafiken bzw. jede Farbe steht für ein eigenes Haus. Die jeweils oberen Zeitreihen zeigen eine repräsentative Woche im Winter, während die unteren Zeitreihen eine repräsentative Woche im Sommer darstellen. Die Y-Achse jeder Grafik zeigt die Leistung in Kilowatt. Auf der X-Achse ist der zeitliche Verlauf der ausgewählten Woche in einer 15-Minuten-Auflösung dargestellt.

Datensatz

Für die weiteren Versuche wurden Trainingsdaten simuliert. Dazu wurden EFH ohne WP mit gemessenen Lastgängen von WP aus MFH aufsummiert, um simulierte EFH mit WP zu erzeugen. Der Datensatz wurde iterativ optimiert und erweitert, beispielsweise durch Anpassungen der Skalierung der WP oder durch die gezielte Auswahl von EFH. Die aktuelle Version beinhaltet 23 simulierte EFH.

Die Selektion der EFH erfolgte mithilfe von Visualisierungen der Lastgänge, der Gerätetypenennung und dem Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister (GWR). Dabei wurden Gebäude berücksichtigt, die gemäss GWR mit einer Gas- oder Ölheizung ausgestattet sind, die Gerätetypenennung weder Boiler noch WP detektierte und bei denen in der Visualisierung des Lastganges keine Auffälligkeiten festzustellen waren.

Vor dem Aufsummieren mit EFH werden die Lastgänge der MFH WP zunächst verarbeitet. Da diese generell eine höhere Peakleistung aufweisen, werden die Lastgänge skaliert. Die Skalierung erfolgt nach der folgenden Berechnung:

$$\text{Faktor} = \frac{4.2 \text{ kW}}{90\% \text{ Quantil WP}}$$

$$\text{Neuer Lastgang} = \text{Alter Lastgang} * \text{Faktor}$$

Der Wert 4.2 kW ergibt sich aus dem Mittel der installierten Wärmepumpenleistung von 23 ausgewählten EFH mit WP. Das 90% Quantil wird gewählt, da es sich nach visueller Auswertung als optimaler Wert erwiesen hat, um die typische Leistungsnutzung der Wärmepumpe abzubilden und gleichzeitig Ausreisser zu vermeiden. Ein niedrigeres Quantil würde zu einer zu schwachen Skalierung führen, da die Werte schnell unter 1 Kilowatt fallen. Im Gegensatz dazu würde die Verwendung der gemessenen Maximalleistung einzelne Spitzenwerte zu stark gewichten, was die durchschnittliche Leistung nach der Skalierung auf 1-2 kW setzen würde – ein Wert, der zu niedrig ist.



Zusätzlich zur Skalierung wird bei ausgewählten WP ein Thresholding angewendet. Damit soll aus einer zweistufigen MFH WP ein realistischer Lastgang für eine EFH WP erzeugt werden. Für das Thresholding wurden alle WP im Datensatz visuell analysiert. Falls nötig, wird ein Threshold in den Metadaten hinterlegt. Abbildung 26 zeigt beispielhaft einen Threshold, der in rot dargestellt ist. Peaks über dem Threshold werden ignoriert und die daraus resultierenden Lücken werden linear interpoliert.

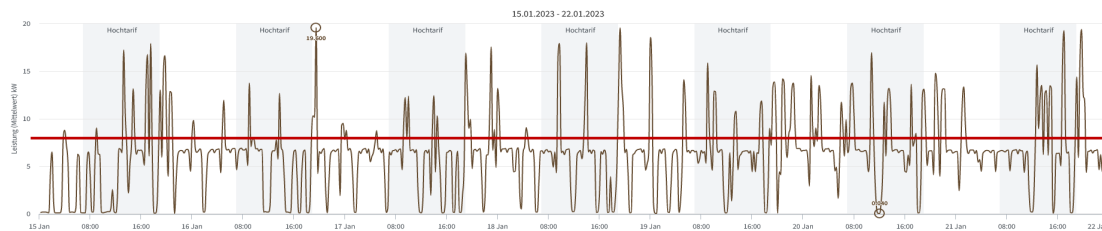


Abbildung 26: Visualisierung des Thresholdings, das bei ausgewählten MFH WP als Teil des Preprocessings angewendet worden ist.

Das auf dem Datensatz trainierte Modell weist noch Verbesserungspotential auf. Es tendiert dazu, einen Grossteil der Peaks über 2 kW als Wärmepumpe zu detektieren. Daher wurden weitere Experimente durchgeführt, um die Disaggregation weiter zu verbessern:

Feature Sweep: Das Modell wurde mit allen möglichen Kombinationen von Input-Features wie Leistung, Temperatur, Stunde, Wochentag, Monat trainiert. Diese Variationen führten jedoch nur zu minimalen Veränderungen der Metrik.

Hyperparameter Tuning: Es wurden verschiedene Kombinationen von Hyperparametern der WaveNILM-Architektur getestet, darunter Modellgrösse, Batch Size und Dropout. Ziel war es, die optimalen Einstellungen für den Datensatz und die Architektur zu finden. Ähnlich wie beim Feature Sweep sind die Veränderungen nicht signifikant.

Reverse Target: In diesem Experiment wurde das Ziel des Modells umgekehrt. Statt die WP aus dem Gesamtsignal (EFH + WP) zu extrahieren, sollte das Modell das EFH disaggregieren. Nach visueller Auswertung zeigt sich jedoch, dass dieser Ansatz nicht zielführend ist. Das Modell sagte konstant eine Art Grundrauschen voraus und lieferte keine nützlichen Disaggregationswerte.

Datenquantisierung: Die Daten wurden von Float auf Integer quantisiert, mit dem Ziel die Komplexität zu reduzieren. Diese Anpassung führte lediglich zu einer marginalen Verbesserung des Mean Absolute Errors (MAE) von 0.001 auf dem Validationssset und erwies sich daher als wenig effektiv.

Klassifikation: Bisherige Ansätze beschrieben die Disaggregation als Regressionsproblem. In diesem Experiment wurde das Regressionsproblem in ein Klassifikationsproblem umformuliert. Statt einen kontinuierlichen Zahlenwert vorherzusagen, sollte das Modell den Anteil der WP am Gesamtsignal in elf Klassen (0-100% in 10%-Schritten) einteilen. Der Input (96 Datenpunkte für den Lastgang eines Tages) blieb unverändert. Beispiel eines einzelnen Datenpunktes:

- **Vorher:** Input = 6.32 kW, Output = 5.75 kW
- **Nachher:** Input = 6.32 kW, Output = 90%

Der Datensatz wurde gemäss einem 80/20 Train-Test-Split geteilt. Das Modell erreichte eine Accuracy von 78% und einen F1-Score von 57% auf dem Test-Split. Die (visualisierten) Ergebnisse zeigen keine Verbesserung gegenüber dem Regressionsproblem. Die scheinbar hohe Accuracy ist durch das imbalanced Dataset verzerrt. Dies wird bestätigt durch die Confusion-Matrix (Abbildung 27). Das Modell performt bei hohen WP-Anteilen (>90%) oder niedrigen (<10%) überdurchschnittlich gut, bei mittleren Anteilen weniger gut.

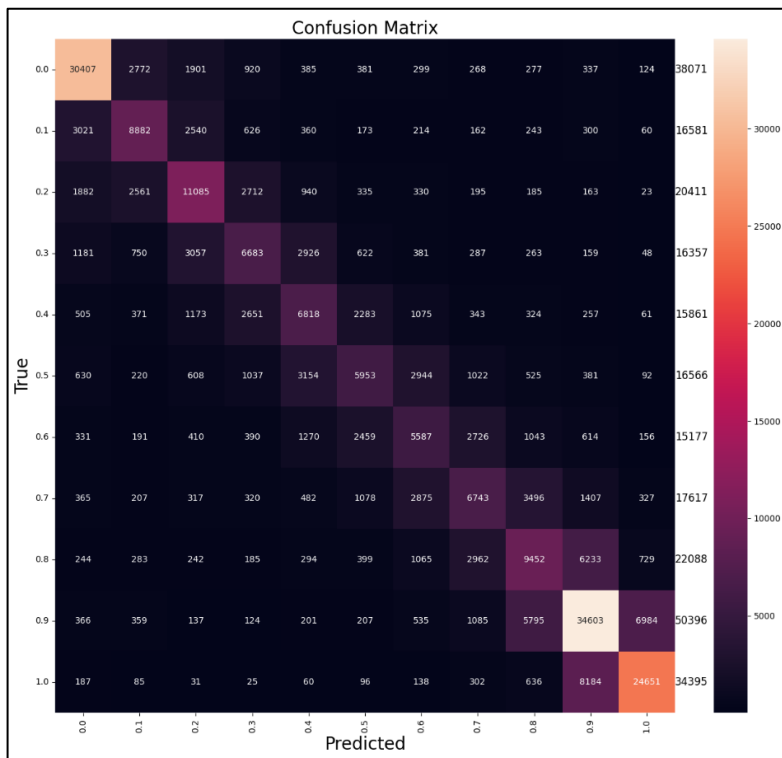


Abbildung 27: Confusion-Matrix des Klassifikationsmodelles

Angepasste Loss-Funktion: Da das Modell dazu neigt, zu viele Peaks als WP zu disaggregieren, wurde eine modifizierte Loss-Funktion getestet, die falsch vorhergesagte Peaks stärker bestraft. Neben Mean Squared Error (MSE), der den Fehler quadratisch bestraft, wurde eine exponentiell skalierende Loss-Funktion implementiert und verwendet. Die Anpassung am Training des Modells führte aber auch hier zu keiner signifikanten Verbesserung der Ergebnisse.

Sommer-/Winter-Ansatz: Der Lastgang einer Wärmepumpe unterscheidet sich stark zwischen Sommer- und Wintermonaten. Im Winter ist der Lastgang stark vom Heizbedarf des Wohnraumes geprägt und weist typischerweise längere und häufigere Laufzeiten auf. Im Sommer wird die Wärmepumpe hingegen überwiegend zur Warmwasseraufbereitung verwendet. Dieser weist starke Ähnlichkeit zum Lastprofil eines Boilers auf. Auf dieser Basis wurden zwei separate Modelle untersucht:

1. Ein neues Wärmepumpenmodell, wird nur auf Daten aus den Wintermonaten trainiert
2. Bestehendes Boiler-Modell, das die Disaggregation während den Sommermonaten abdeckt

Die Experimente zeigten jedoch keine signifikante Verbesserung der Disaggregation. Das Boiler-Modell konnte die Warmwasseraufbereitung der Wärmepumpe im Sommer nicht zuverlässig erkennen. Auch das neue Modell, welches ausschliesslich auf Winterdaten trainiert worden ist, führte zu keiner messbaren Verbesserung gegenüber dem bisherigen Ansatz.

Eine mögliche Erklärung liegt in den verwendeten Heuristiken des Boiler-Modells. Dieses nutzt unter anderem charakteristische Schaltmuster durch Rundsteuersignale und profitiert dadurch von der Regelmässigkeit der Lastspitzen. Die Warmwasseraufbereitung durch Wärmepumpen erfolgt hingegen deutlich unregelmässiger und ist nicht an feste Zeitfenster gebunden. Dadurch greifen diese Heuristiken nur eingeschränkt.

Aufgrund der fehlenden Verbesserung wurde die Analyse möglicher Wechselstrategien zwischen Sommer- und Wintermodell nicht weiter vertieft.



Auswertung externes Wärmepumpenmodell: Im weiteren Projekterlauf wurde zusätzlich ein extern entwickeltes Wärmepumpenmodell evaluiert. Dieses Modell wurde auf gelabelten Wärmepumpendaten trainiert. Der verwendete Datensatz umfasst Gebäude ohne Wärmepumpe sowie separat gemessene Wärmepumpen und beinhaltet rund 2'000 Messpunkte.

Das Modell wurde in die SES-Plattform integriert und auf diversen Einfamilienhäusern mit Wärmepumpen getestet. Für diese Integration waren Anpassungen im Pre-Processing notwendig, insbesondere bei der Normalisierung der Lastgänge und der Aufbereitung der Daten.

Die Auswertung lieferten jedoch keine signifikante Verbesserung gegenüber den im Projekt entwickelten Modellen. Die Interpretation der Resultate und des Modells war zusätzlich eingeschränkt, da lediglich Zugriff auf das trainierte Modell bestand. Die zugrunde liegenden Trainingsdaten waren nicht verfügbar. Daher bestehen Unklarheiten bezüglich:

- Verhältnis von EFH zu MFH in den Trainingsdaten
- Installierter Leistung der separat gemessenen Wärmepumpen
- Vergleichbarkeit der Trainingsdaten mit dem im Projekt verwendeten Daten

Aufgrund dieser fehlenden Transparenz kann nicht abschliessend beurteilt werden, weshalb das Modell mit so viel mehr gelabelten Daten keine besseren Resultate liefert.

2.7 Optimierung Vorhersage

Wärmepumpen

Hinsichtlich der Vorhersageoptimierung von Wärmepumpen-Verbrauchsspuren konnten mehrere Erweiterungen des im Vorgängerprojekt [1] entwickelten Modells als potenziell hilfreich identifiziert werden. Das Modell stützt sich auf eine Kombination von statistischen Eigenschaften historischer Profile und einem simplen physikalischen Modell, welches die Temperatur-Abhängigkeit berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung liefert [19]. Die drei Wichtigsten Verbesserungen sind die Einführung einer Temperatur-abhängigen Gewichtung für Trainingstage, die dynamische Anpassung des Modell-Parameters *mix constant*, welche angibt zu welchen Teilen Unterkomponenten gemischt werden, sowie die Ausweitung des Trainingsbereichs mit Eröffnen der Möglichkeit zur Vorhersage durch Neuronale Netze.

Abbildung 28 zeigt ein Beispiel, wie das Basismodell im Falle eines starken Temperaturabfalls überkompensiert. Als mögliche Lösung für dieses Problem, entwickelten wir eine Modellerweiterung (lernbare *mix constant*), welche es erlaubt einen das Verhältnis von temperaturabhängigen und unabhängigen Teilen des Vorhersagealgorithmus dem Trainingszeitraum anzupassen, was zu einer beträchtlichen Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit führt.

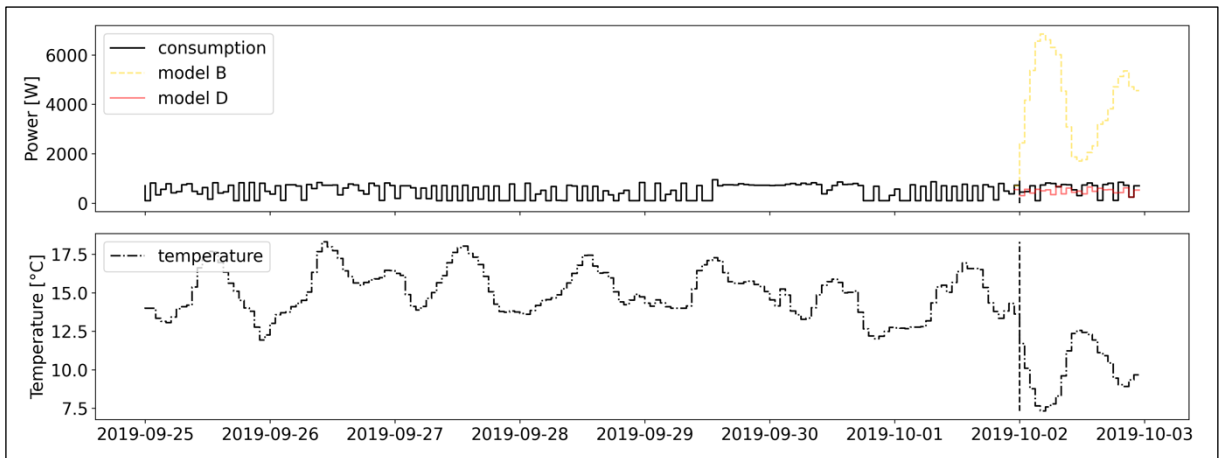


Abbildung 28: Vergleich des elektrischen Verbrauchs einer Wärmepumpe (schwarz) mit den Vorhersagen Basis-Modell (gelb) und der Erweiterung einer trainierten mix constant (rot). Graphik unten: gemessene Aussentemperatur über denselben Zeitraum.

Resultate

Die aus dem Projekt hervorgegangene wissenschaftliche Veröffentlichung *Prediction of heat pump demand profiles with few Dependencies: A combination of statistical and physical modelling* [19] beinhaltet eine detaillierte Beschreibung, Auswertung und Validierung der neu entwickelten Methoden zur Optimierung der Lastvorhersage von Wärmepumpen. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine deutliche Genauigkeitszunahme der Vorhersage für einzelne Wärmepumpen in spezifischen Fällen nachgewiesen werden konnte. Allgemeine Verbesserungen im aggregierten Fall blieben moderat.

EV-Ladestationen

Um Flexibilitäten einzelner Gebäude besser zu beurteilen, wurden nun auch EV-Ladestationen berücksichtigt. Die Datengrundlage bilden zehn über den Zeitraum 2023-2026, einzeln gemessene, private EV-Ladestationen in Vilters-Wangs.

Die Analyse zeigt, dass Ladevorgänge an Ladestationen, die von einzelnen Parteien genutzt werden, als seltene Ereignisse einzustufen sind (in der Grössenordnung 1-mal pro Woche). Zudem folgen sie keinem klar erkennbaren Muster, es tritt kaum regelmässiges Laden zu festen Zeiten auf. Auch Zusammenhänge mit potenziellen Prädiktorvariablen wie Aussentemperatur oder saisonalen Effekten konnten nicht festgestellt werden. Diese Eigenschaften erschweren den Einsatz klassischer Regressionsmodellen und es wurde daher darauf verzichtet wie bei anderen Komponenten (Wärmepumpen oder Boilern) eine (Lade-)Profilschätzung zu entwickeln.

Stattdessen wurde ein probabilistisches Modell verwendet, das auf Basis historischer Ladeereignisse die Wahrscheinlichkeit eines Ladevorgangs für einen bestimmten Wochentag und Zeitslot schätzt (P_{base}). Wahrscheinlichkeiten unterhalb eines definierten Grenzwerts werden dabei verworfen. Abbildung 29 zeigt eine solche Wahrscheinlichkeitsmatrix bei einem Grenzwert von 0.3 für an einem Beispiel einer einzelnen Ladestation: Links die historische Wahrscheinlichkeit und rechts die mit dem Grenzwert gefilterte Matrix mit historischen Ladeenergie Mittelwerten. Man erkennt die Schwierigkeit seltener Ereignisse: Ausser an Wochenenden wird kein deutliches Muster erkannt und die Wahrscheinlichkeiten sind zu tief, um eine Vorhersage zu machen.

Um kürzliche Ladungen stärker zu berücksichtigen, wurde die Wahrscheinlichkeitsmatrix zusätzlich mittels eines Markov-Ansatzes angepasst. Hierzu werden «States» (Zustände) definiert, die Kombinationen aus Wochentagen, Zeitslots sowie Tagen ohne Ladevorgang abbilden, und entsprechende Übergangswahrscheinlichkeiten (P_{trans}) berechnet. Beispielsweise wird bestimmt, wie wahrscheinlich ein Ladevorgang am Montag zwischen 17:00 und 21:00 Uhr ist, gegeben dass am Sonntag bereits geladen wurde.



Eine Vorhersage des Energieverbrauchs erfolgt, wenn sowohl die historische Wahrscheinlichkeit als auch die Übergangswahrscheinlichkeit über dem definierten Grenzwert liegen. In diesem Fall wird der historische Mittelwert der entsprechenden Wochentag-Zeitslot-Kombination verwendet.

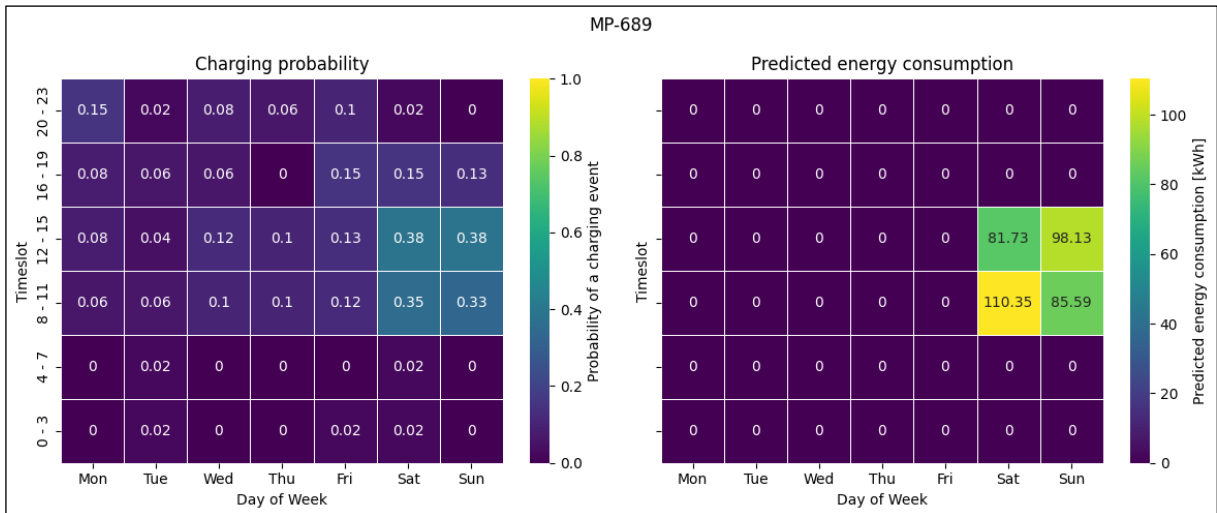


Abbildung 29: Historische Wahrscheinlichkeit eines Ladereignisses (links) und erwartete Ladeenergie für den gegebenen Zeitraum (rechts). Verwendet wird ein Grenzwert von 0.3.

Resultate

Das Modell wurde an den gemessenen Ladestationen über das gesamte Jahr 2025 validiert. Dazu trainierten wir die historischen Wahrscheinlichkeiten und die Übergangswahrscheinlichkeiten mit 9 Monaten und sagten die restlichen 3 Monate vorher.

Im Fokus stand die binäre Vorhersage, ob ein Ladereignis eintritt oder nicht. Zur Validierung wurden die True Positive Rate (TPR), False Positive Rate (FPR), Precision und der F1-Score verwendet. Die Metriken sind in nachfolgende beschrieben.

$$\text{TPR} = \frac{\text{True Positives}}{\text{True Positives} + \text{False Negatives}}$$

$$\text{FPR} = \frac{\text{False Positives}}{\text{False Positives} + \text{True Negatives}}$$

$$\text{Precision} = \frac{\text{True Positives}}{\text{True Positives} + \text{False Positives}}$$

$$\text{F1-Score} = 2 * \frac{\text{TPR} * \text{Precision}}{\text{TPR} + \text{Precision}}$$

Im Kontext von Flexibilitätsanwendungen ist insbesondere entscheidend, dass vorhergesagte Ladereignisse tatsächlich eintreten. Daher liegt der Schwerpunkt auf einer hohen Precision, während gleichzeitig die False Positive Rate möglichst geringgehalten werden soll. Die True Positive Rate bleibt dennoch relevant, um eine ausreichende Abdeckung tatsächlicher Ladereignisse sicherzustellen. Als zusammenfassende Kennzahl wird der F1 Score verwendet, da dieser Precision und Recall in einer Metrik kombiniert und somit ein ausgewogenes Bild der Modellgüte liefert. Tabelle 2 zeigt die TPR, FPR, Precision und F1 Score für drei verschiedene Grenzwert-Kombinationen.



P_{base}	P_{trans}	TPR	FPR	Precision	F1 Score
0.10	0.10	0.81	0.33	0.30	0.44
0.25	0.30	0.56	0.12	0.45	0.50
0.75	0.75	0.06	0.00	0.78	0.11

Tabelle 2: Resultate des EV-Ladestationen Vorhersagemodelles. Die Grenzwert-Kombination (0.25, 0.3) liefert den höchsten F1-Score. Sehr tiefe oder sehr hohe Grenzwerte zeigen gute TPR bzw. FPR, jedoch tiefere F1-Scores.

Die verschiedenen Grenzwerte führen zu unterschiedlichen Resultaten: sehr tiefe oder hohe Grenzwerte führen zwar zu jeweils höheren TPR beziehungsweise tieferen FPR. Diese «extremen» Parameter führen aber zu einem unbalancierten Ergebnis; der F1-Score liegt tiefer als bei mittleren Grenzwerten von P_{base} und P_{trans} von 0.25, bzw. 0.3. Je nach Anwendung können diese Parameter angepasst werden; die jeweilige Unsicherheit kann beispielsweise über ein Flexibilitätslabel wie im folgenden Kapitel beschrieben, abgefangen werden.

Bereitstellung der Flexibilitätsinformationen

Die entwickelten Algorithmen werden über eine Prototypen-Webapp bereitgestellt. Dabei werden Daten aus öffentlichen Quellen und Verbrauchsprofile von Energieversorgern zu einer Flexibilitätsmatrix zusammgeführt, welche so zugängliche, relevante Daten zur Bewertung der Flexibilitäten einzelner Gebäude bereitstellen kann. Aufbauend auf dieser Datengrundlage lassen sich anwendungsspezifische Scores definieren, welche die entwickelten Methoden zur Vorhersage nutzen können (vgl. Abbildung 30).

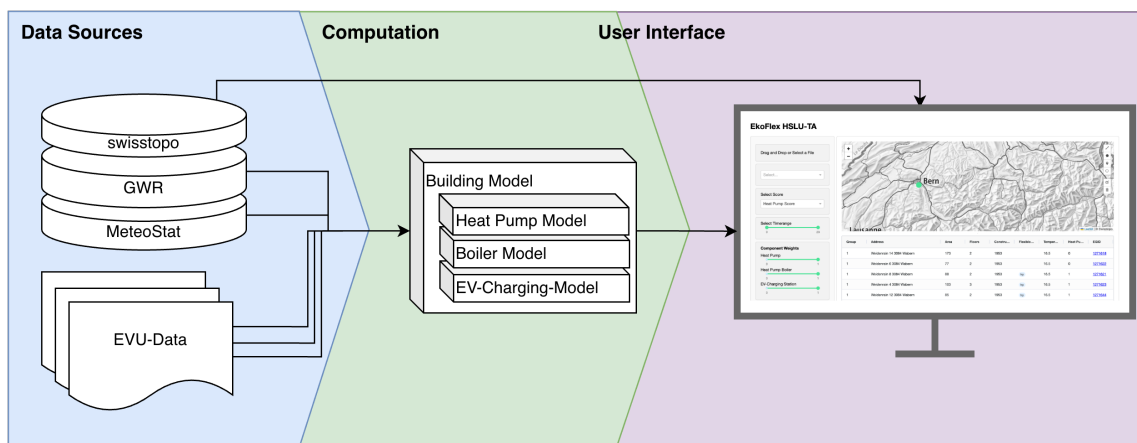


Abbildung 30: Übersicht des Aufbaus des entwickelten Flexibilitätslabel-Prototypen

Um die Funktionsweise des entwickelten Flexibilitätslabel-Ansatzes zu demonstrieren, geben wir zwei Beispiele. Ein simpler Score, welcher ausschliesslich auf öffentlich zugänglichen Daten operiert, ist der Zähler von flexiblen Komponenten. In der Webapp können mehrere Bereiche auf der Karte ausgewählt werden und der Prototyp fasst die Resultate, hier die Anzahl gefundener flexibler Komponenten, zusammen (siehe Abbildung 31).



Abbildung 31: Funktionsweise des entwickelten Flexibilitätslabel-Ansatzes (Beispiel 1)

Als zweites Beispiel zeigen wir einen komplexeren Score, welcher auf die spezifischen Vorhersagealgorithmen für Wärmepumpen zugreift. Das generierte Vorhersageprofil wird mit einem simplen thermischen Gebäude-Modell kombiniert, um eine Abschätzung zu machen, wie hoch das Flexibilitätspotential ist (siehe Abbildung 32). Abhängig von der konkreten Anwendung, können Gebäude-Auskühlzeiten oder Klassifizierungslabes generiert werden. Eine präzise thermische Modellierung von Gebäuden ist mit ausschliesslich öffentlichen Daten natürlich nicht möglich, weitere Untersuchung und separate Validierungen der Gebäude-Modellierung werden zeigen müssen, wie verlässlich diese Abschätzungen in kritischen Fällen sind. Für Flexibilitätsanwendung relevante grobe Klassifizierungen sind allerdings bereits nutzbar.

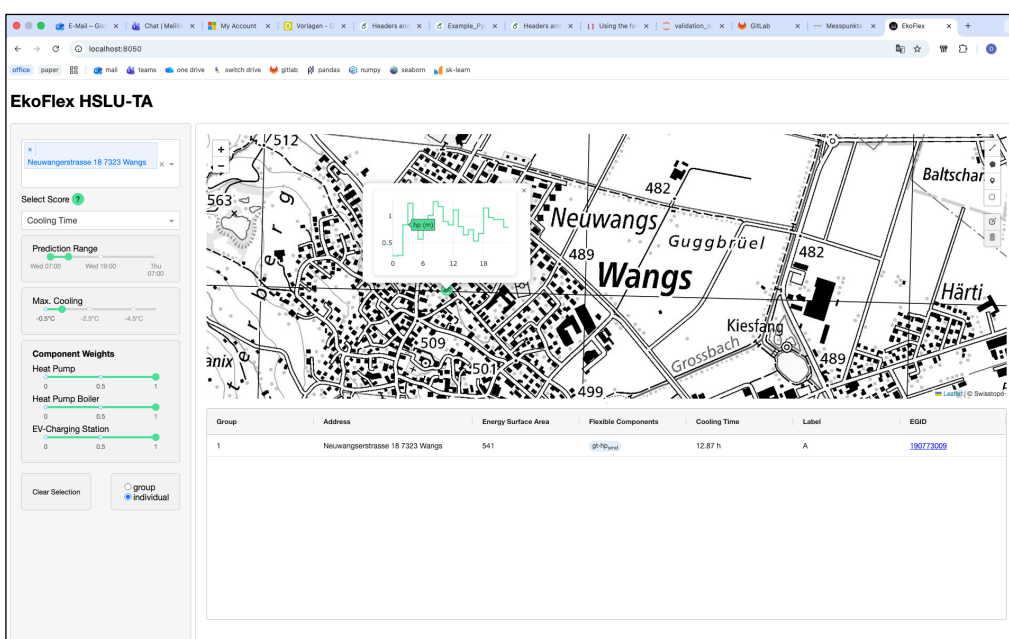


Abbildung 32: Funktionsweise des entwickelten Flexibilitätslabel-Ansatzes (Beispiel 2)



2.8 Flexibilitätsstrategie

Die Flexibilitätsstrategie bildet den operativen Kern des Lastmanagements. Sie legt fest, welche steuerbaren Verbraucher und Erzeugungsanlagen zu welchen Zeiten für welches Ziel eingesetzt werden. Für die beteiligten Energieversorgungsunternehmen (EVU) ist sie relevant, weil sie die Brücke zwischen der technischen Ausstattung des Verteilnetzes und den wirtschaftlichen Zielen des Netzbetriebs schlägt. Konkret ermöglicht sie, Lastspitzen gezielt zu glätten, lokal erzeugten Solarstrom besser zu integrieren, Ausgleichsenergie zu minimieren und den Eigenverbrauch auf Verteilnetzebene zu erhöhen – mit dem übergeordneten Ziel, den mittel- bis langfristigen Netzausbau zu reduzieren oder zu vermeiden.

Im Projekt umgesetzte Strategie

Die implementierte Strategie unterscheidet zwei Zielklassen. Auf der Netzseite stehen das Peak Shaving um 07:00 und 19:00 Uhr (je nach EVU leicht variierend) sowie die Einhaltung des Spannungsbereichs in Teilnetzen, namentlich im Bereich einzelner Transformatoren, durch kombinierten Einsatz von Quartier-Batterien, Boilern und Wärmepumpen im Vordergrund. Auf der Energieseite stehen Eigenverbrauchsoptimierung, ein an Day-Ahead-Preisen orientierter Lastgang und die Minimierung der Ausgleichsenergie im Vordergrund.

Die einzelnen Flexibilitäten tragen dabei sehr unterschiedlich zur Netzentlastung bei. Wasserkraftwerke haben die höchste Relevanz für das Peak Shaving, da sie während der Spitzenzeiten mit maximaler Leistung eingesetzt werden können. Wärmepumpen liefern einen signifikanten Beitrag, sind aber auf die gerade aktiven Einheiten beschränkt. Quartier-Batterien ergänzen die Strategie vor allem in Bereichen mit hohem PV-Anteil. Boiler und Elektro-Speicherheizungen hingegen haben für das morgendliche und abendliche Peak Shaving direkt keine Relevanz, da sie in den Nachtstunden zwischen 22:00 und 06:00 Uhr und bei PV-Überschuss (9–17 Uhr) geladen werden. Sie wirken indirekt, indem sie während des Tages PV-Überschüsse aufnehmen und dadurch in den Nachtstunden nur noch nachgeladen werden. Bei Trafokreisen mit einer hohen PV-Produktion werden die Flexibilitäten (Batterie, Boiler, Wärmepumpen, Elektro-Speicherheizungen) zur Spannungsstabilisierung eingesetzt.

Die operativen Zeitfenster sind klar gegliedert. In der Nacht zwischen 22:00 und 06:00 Uhr werden alle Flexibilitäten freigegeben. Kommt es im Verteilnetz während den Tagesstunden zu einer Rückspeisung, erfolgt zusätzlich eine dynamische Freigabe, damit möglichst viel der lokalen PV-Produktion direkt im Verteilnetz verwendet wird. In den Peak-Zeiten morgens zwischen 06:00 und 09:00 Uhr sowie abends zwischen 17:00 und 21:00 Uhr stehen folgende Flexibilitäten zur Verfügung: die Wasserkraftwerke möglichst mit maximaler Leistung, Wärmepumpen über eine dynamische Abschaltung von maximal 1,5 Stunden sowie die Quartier-Batterie im Entladezyklus. Abbildung 33 und Abbildung 34 fassen diese Strategie an einem Schönwettertag und einem Schlechtwettertag grafisch zusammen.

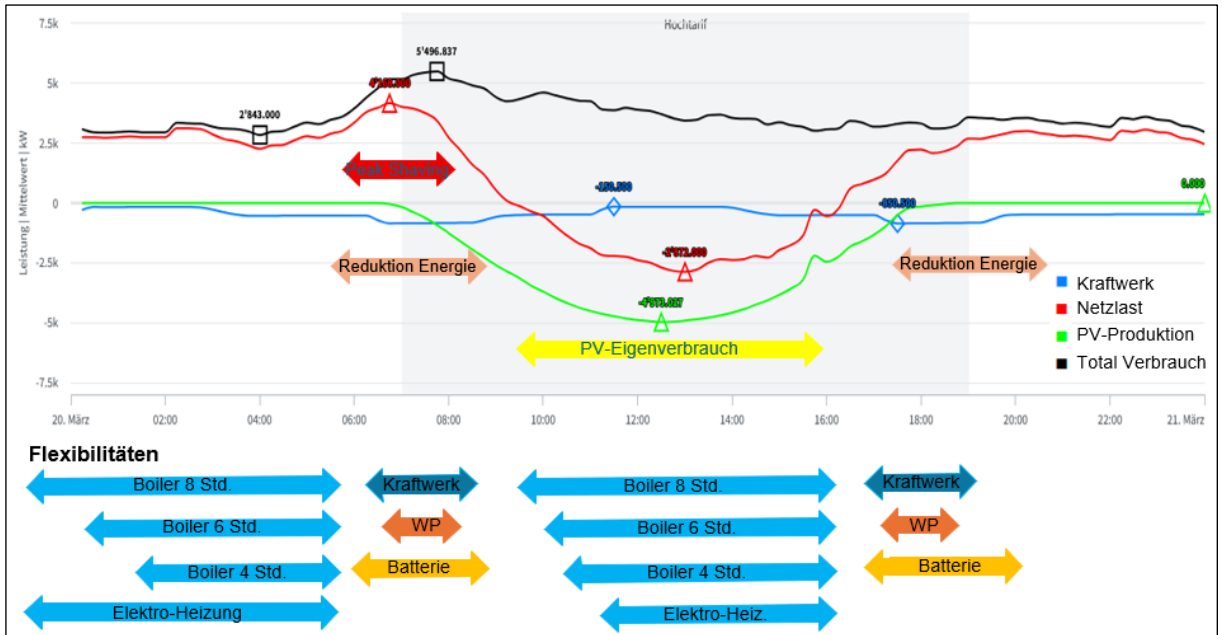


Abbildung 33: Grafische Übersicht der Strategie zur Steuerung der Flexibilitäten an einem Schönwettertag (PV-Überschuss)

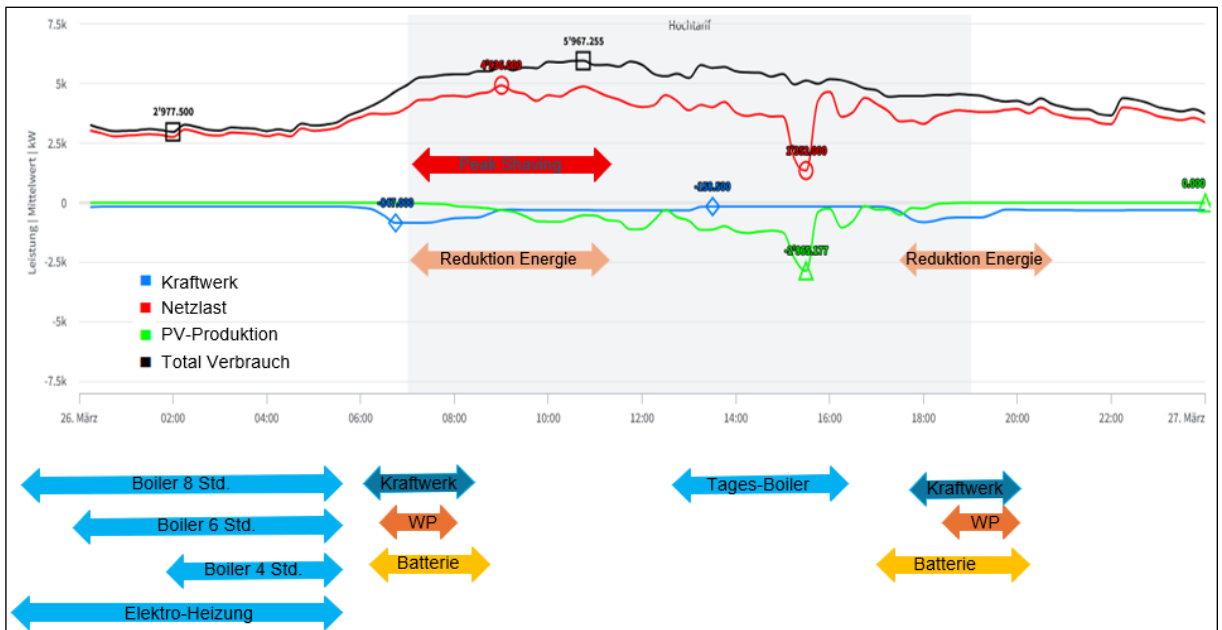


Abbildung 34: Grafische Übersicht der Strategie zur Steuerung der Flexibilitäten an einem Schlechtwettertag



Mengengerüst

Die Mengengerüst-Tabelle fasst die verfügbaren Messpunkte und Flexibilitäten der drei beteiligten EVU zusammen. Mit insgesamt 7'641 Messpunkten – davon 5'820 bereits mit Smart Meter ausgerüstet – und rund 4'000 identifizierten Flexibilitäten bietet das Betrachtungsgebiet eine belastbare Grundlage für aussagekräftige Analysen.

EVU	Verteilnetz		Flexibilitäten							
	Messpunkte	Rollout Smart Meter	Wärmepumpen	Boiler	Elektro-Heizung	E-Lade	Batterien	KW	PV-Anlagen	Total Flex.
TB Vilters-Wangs	2'925	2'925	484	246	43	72	45	7	299	1'196
EW Sennwald	2'500	1'195	693	405	26	52	81	1	285	1'543
Elektra Gams	2'216	1'700	453	334	39	90	71	–	333	1'320
Total	7'641	5'820	1'630	985	108	214	197	8	917	4'059

Tabelle 3: Mengengerüst Verteilnetz und Flexibilitäten

EVU-spezifische Strategien

Das EW Sennwald und die Elektra Gams wurden in den Projektumfang aufgenommen, weil bei diesen beiden Netzbetreibern im Gegensatz zu den TB Vilters-Wangs die einzelnen Flexibilitäten individuell angesteuert werden können. Diese technische Voraussetzung ermöglicht eine feinere Aussteuerung und entsprechend differenziertere Peak-Shaving-Strategien. Die Strategien unterscheiden sich zudem aufgrund der Netzcharakteristik deutlich: Vilters-Wangs verfügt über mehrere eigene Wasserkraftwerke, Gams über keines, und die Verbraucherstruktur reicht vom industriell geprägten Netz in Sennwald bis zum ländlich strukturierten Netz in Gams.

TB Vilters-Wangs

Bei den TB Vilters-Wangs prägt das Skigebiet mit seinen Sportbahnen die winterlichen Lastmuster: Die Peak-Verbrauchszeiten liegen in Abbildung 35 rot markiert zwischen 09:00 und 12:00 Uhr. Die maximale Netzübergabelast wird durch aktives Peak Shaving morgens zwischen 07:00 und 09:00 sowie abends zwischen 16:00 und 19:00 Uhr ausgeglichen. Die gute Verfügbarkeit an eigener Wasserkraft erlaubt es, diese Spitzen weitgehend mit lokaler Produktion abzudecken.

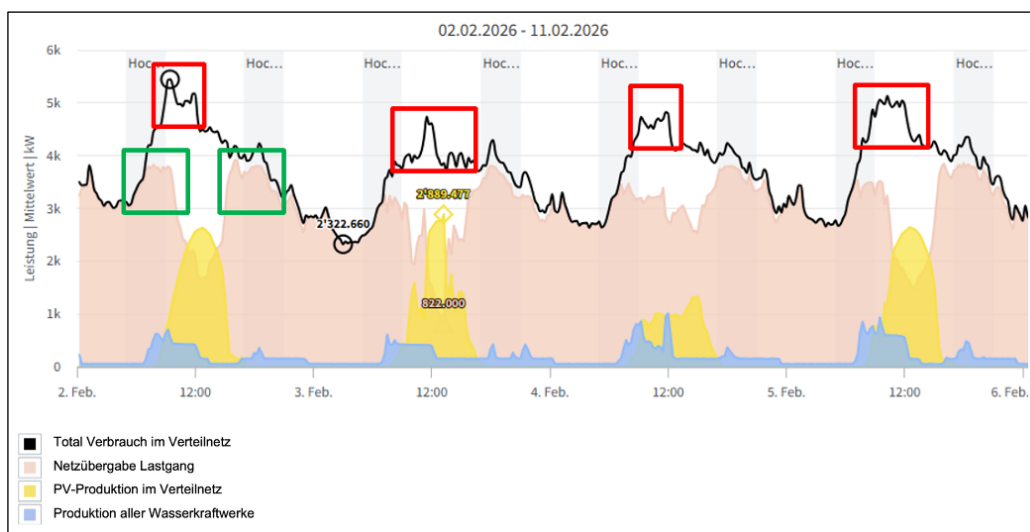


Abbildung 35: Flexibilitätsstrategie TB Vilters-Wangs



EW Sennwald

Das EW Sennwald weist einen typischen industriell dominierten Lastverlauf auf. Neun Industriebetriebe beanspruchen zwischen 06:30 und 09:00 Uhr rund die Hälfte der Leistung im Verteilnetz. Die Peak-Leistung wird zwischen 07:00 und 09:00 Uhr erreicht (vgl. Abbildung 36, rot markiert) und nimmt im Tagesverlauf kontinuierlich ab; der abendliche Peak ist entsprechend schwächer ausgeprägt als bei den anderen beiden EVU. Der Fokus des Peak Shavings liegt deshalb in den Morgenstunden. Der 4'000 m² grosse Wasserspeicher des Kraftwerks wird möglichst bis 06:00 Uhr morgens gefüllt und dann mit der maximalen Kraftwerksleistung von 847 kW gezielt in den Morgen-Peak eingesetzt.

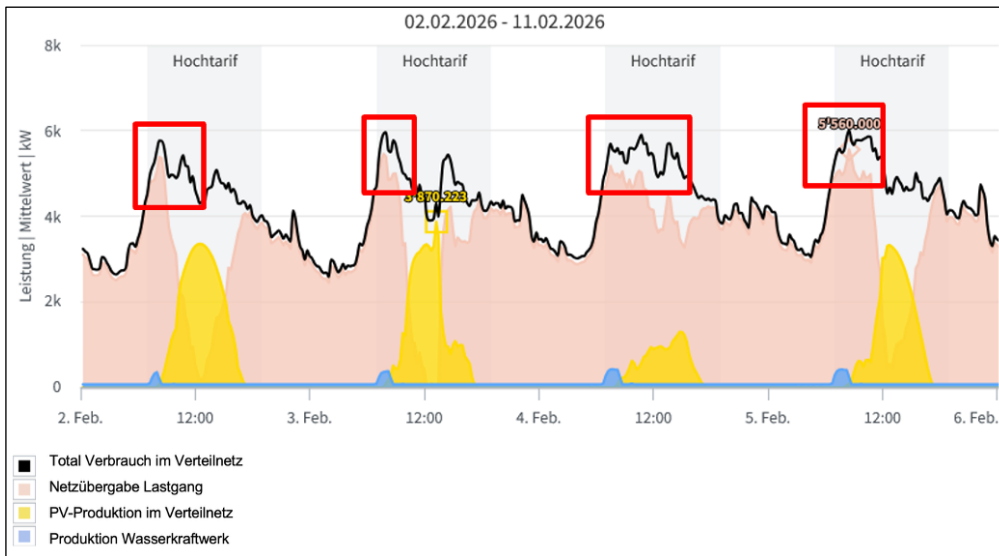


Abbildung 36: Flexibilitätsstrategie EW Sennwald

Elektra Gams

Die Elektra Gams besitzt kein eigenes Wasserkraftwerk und lässt sich als typisches ländlich strukturiertes Verteilnetz charakterisieren (vgl. Abbildung 36). Die Peak-Zeiten liegen morgens um 07:00 und abends um 19:00 Uhr. In den Wintermonaten steht morgens eine Wärmepumpen-Leistung von 400 bis 500 kW über rund 1,5 Stunden für das Peak Shaving zur Verfügung; abends sind es etwa 300 kW. Mangels eigener Wasserkraft ist die Elektra Gams bei der Peak-Shaving-Strategie besonders stark auf die aktive Ansteuerung der Wärmepumpen angewiesen.

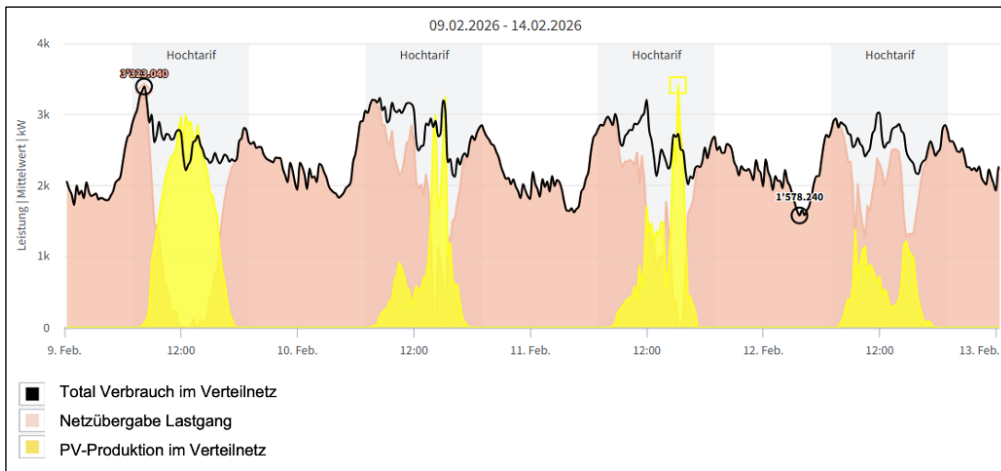


Abbildung 37: Flexibilitätsstrategie Elektra Gams

Erhöhung des Eigenverbrauchs auf Verteilnetzebene

Im Verteilnetz der drei beteiligten EVU sind über 1'200 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 24,5 MWp in Betrieb. Die lokale PV-Produktion von jährlich rund 22 GWh soll vermehrt direkt im eigenen Gebäude oder zumindest innerhalb des Verteilnetzes verwendet werden. Bei einer aktuellen Eigenverbrauchsquote von 30 % stehen rechnerisch bis zu 15 GWh (70 % von 22 GWh) pro Jahr für eine Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung. Der Einsatz eines Energie-Managers in Kombination mit einer Wärmepumpe erlaubt es, den Eigenverbrauch auf bis zu 60 % der PV-Produktion zu erhöhen (vgl. Abbildung 38).

Bei zehn bis fünfzehn Endkunden laufen derzeit Vorbereitungsarbeiten, damit der Energie-Manager die Wärmepumpe direkt ansteuern und die Heiz- und Warmwassertemperatur bedarfsgerecht anpassen kann. Dies ermöglicht eine direkte, bidirektionale Ansteuerung der Flexibilitäten via Smart Energy System (SES-Plattform), analog zum SmartGridready-Standard.

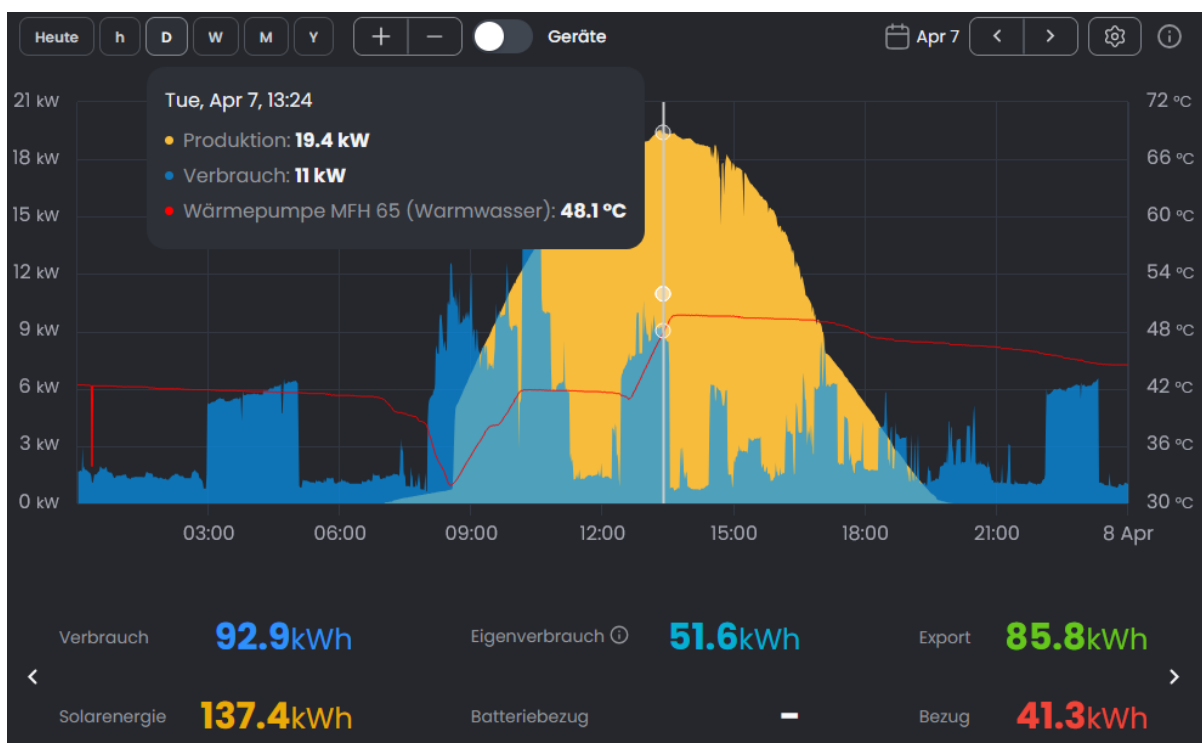




Abbildung 38: Eigenverbrauchsoptimierung [20], [21]

Netzkosten: optimaler Einsatz vorhandener Flexibilitäten

Tritt im lokalen Verteilnetz eine Überproduktion auf (Ausspeisung), werden mit dem PV-Überschuss alle verfügbaren Flexibilitäten dynamisch freigegeben (in Abbildung 39 grün markiert). Dieser Ladevorgang während des Tages entlastet den Bereich zwischen 19:00 und 05:00 Uhr (rot markiert) und hilft, die abendlichen Lastspitzen zu reduzieren. Abbildung 40 zeigt den Tagesverlauf mit dynamischer Freigabe. Für die EVU ist die lokale Verwendung des PV-Überschusses zudem wirtschaftlich attraktiver als der Verkauf zu den ungünstigeren Rückspeise-Tarifen.

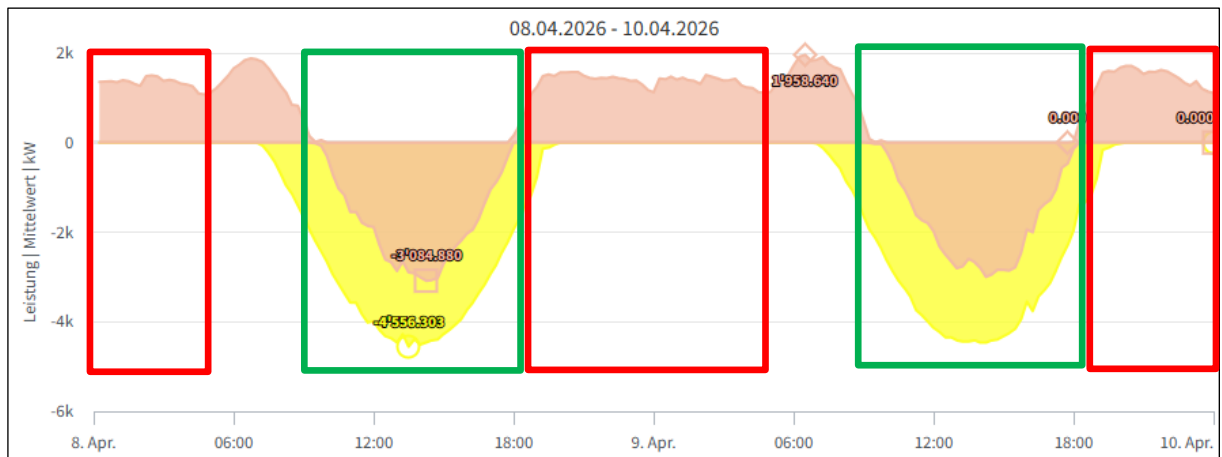


Abbildung 39: Flexibilitäten werden mit PV-Überschuss geladen (grün markiert)

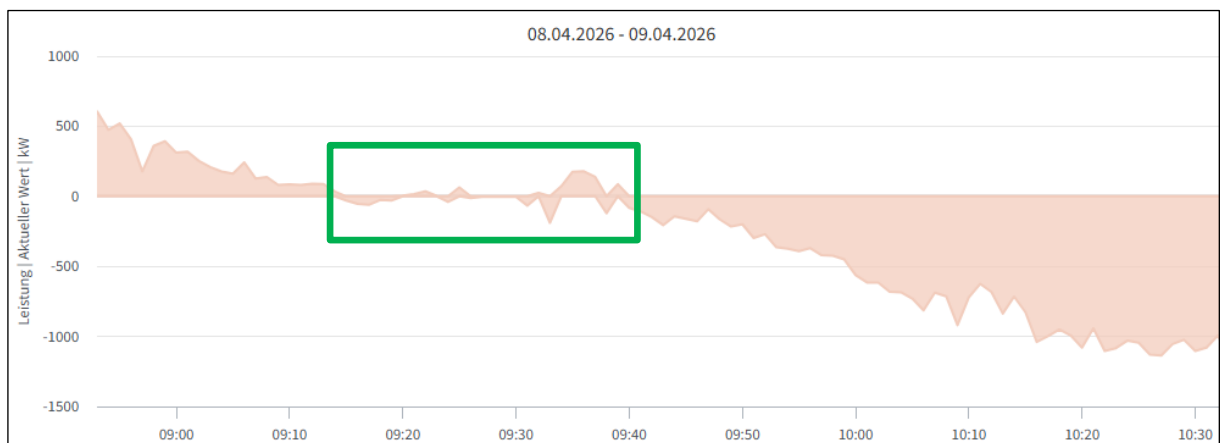


Abbildung 40: Tagesverlauf mit dynamischer Freigabe

Energiekosten: Reduktion des Energiebezugs in Hochtarifzeiten

Ein reduzierter Energiebezug in den Hochtarifzeiten von 05:00 bis 09:00 und 17:00 bis 21:00 Uhr führt zu einem verbesserten Lastprofil beim Energieeinkauf und damit zu geringeren Bezugskosten für die EVU. Diese Einsparungen können über die Tarifstruktur anteilig an die Endkunden weitergegeben werden. Es ergibt sich ein doppelter Effekt: Die EVU stabilisieren ihre Einkaufskosten, und die Kunden profitieren von niedrigeren Energiepreisen in Zeiten geringer Nachfrage.



2.9 Netzentlastung

Die Betrachtung der Netzentlastung erfolgt getrennt für die drei beteiligten EVU. Die technischen Voraussetzungen, die Netzstruktur und die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten unterscheiden sich zwischen den Netzbetreibern deutlich (vgl. Kapitel 2.8). Während die TB Vilters-Wangs über eine ausgeprägte Wasserkraft verfügen, die einzelnen Flexibilitäten bislang aber nur gruppiert über Rundsteuerung angesteuert werden, ermöglichen das EW Sennwald und die Elektra Gams eine individuelle Ansteuerung einzelner Geräte. Den Bezug zwischen Kundenverhalten und Netzentlastung lässt sich am besten bei den TB Vilters-Wangs untersuchen, da dort im Berichtszeitraum der Flex-Tarif neu eingeführt wurde und Vergleichsdaten aus den Vorjahren vorliegen.

Betrachtung TB Vilters-Wangs

Bei den TB Vilters-Wangs ergab die Analyse der Kundenseite 2025 keine signifikante Veränderung der Netzentlastung durch das geänderte Tarifmodell. Zwei Gründe sind dafür zentral: Der neu eingeführte Flex-Tarif hatte nur geringe Auswirkungen auf das Kundenverhalten (siehe unten), und bei den Rundsteuergruppen für Wärmepumpen waren 2025 noch keine Anpassungen wirksam. Die effektive Netzentlastung wurde im Berichtsjahr daher primär durch die bereits etablierten automatischen Steuerungen und den Einsatz der eigenen Kraftwerke erzielt.

Veränderung des Kundenverhaltens nach Einführung des Flex-Tarifs five-to-nine

Um die Reaktion der Kunden nach Einführung des five-to-nine-Tarifs quantitativ zu erfassen, wurde für jeden Haushalt in Vilters-Wangs der Anteil des Energiebezugs in den beiden Hochtarif-Zeitfenstern T1 (05:00–09:00) und T2 (17:00–21:00) am Gesamtverbrauch pro Quartal berechnet und mit den entsprechenden Quartalen aus 2025 verglichen. Tabelle 4 zeigt die Mediandifferenzen über alle Kunden hinweg. Ein positiver Wert bedeutet, dass der Energieanteil im Hochtarif-Bereich gegenüber dem Vorjahr gesunken ist. Über alle Kundengruppen hinweg zeigte sich keine erkennbare Lenkungswirkung in den kritischen Zeitbereichen T1 oder T2.

Zeitbereich	2023 Q1	2023 Q2	2023 Q3	2023 Q4	2024 Q1	2024 Q2	2024 Q3	2024 Q4
05–09	0.0	0.6	0.7	0.7	0.0	0.3	1.0	1.1
17–21	-0.2	0.5	0.6	0.4	0.1	0.9	0.9	0.2

Tabelle 4: Differenzen der Verhältnisse des Verbrauchs innerhalb der Zeitbereiche T1 (05-09) und T2 (17-21) relativ zum Gesamtverbrauch im Quartal zum entsprechenden Quartal in 2025. Medianwerte aller Kunden, Angaben in [%].

Schränken wir die Betrachtung ein auf Kundengruppen mit hohem Potential zur Verschiebung ein, hier als Beispiel diejenigen, welche die Komponenten PV, Wärmepumpe und Batterie installiert haben, lässt sich für den Zeitbereich T2 eine leicht positive Veränderung feststellen, vgl. Abbildung 41. Zu bemerken bleibt, dass trotz sehr guter Voraussetzungen dieser Kundengruppe hinsichtlich ihres Flexibilitätspotentials, auch diese Veränderungen mit im Mittel jeweils unter 5% als eher klein zu bewerten sind, vgl. Tabelle 5. Weiter lässt sich erkennen, dass die Verschiebung der Energie aus den kritischen Bereichen in den Sommerquartalen Q2 und Q3 akzentuierter ausfallen, was vor allem durch die höhere PV-Produktion erklärt werden dürfte.

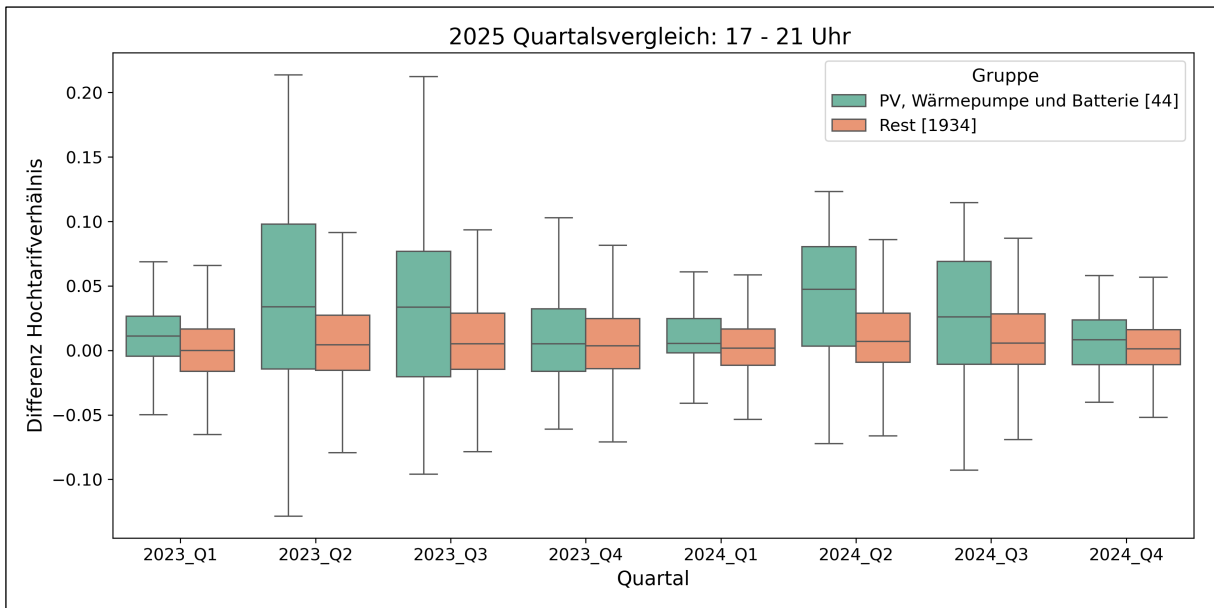


Abbildung 41: Differenzen der Verhältnisse des Verbrauchs innerhalb des Zeitbereichs T2 (17-21) relativ zum Gesamtverbrauch im Quartal zum entsprechenden Quartal in 2025. Vergleich der beiden Kundengruppen: (Grün) Kunden mit PV, Wärmepumpe und Batterie; (Orange) Kunden ohne exakt diese 3 Installationen.

Gruppe	2023 Q1	2023 Q2	2023 Q3	2023 Q4	2024 Q1	2024 Q2	2024 Q3	2024 Q4
PV, WP, Bat	0.8	3.5	2.6	1.3	0.9	4.9	2.9	1.5
Rest	-0.2	0.5	0.6	0.4	0.1	0.8	0.8	0.2

Tabelle 5: Differenzen der Verhältnisse des Verbrauchs innerhalb des Zeitbereichs T2 (17-21) relativ zum Gesamtverbrauch im Quartal zum entsprechenden Quartal in 2025. Vergleich der beiden Kundengruppen: PV, WP (Wärmepumpe), Bat (Batterie); Restliche Kunden. Medianwerte, Angaben in [%].

Insgesamt reagierten nur wenige Kunden merklich auf die Einführung des five-to-nine-Tarifs. Die externe, automatisierte Ansteuerung der Flexibilitäten gewinnt damit zusätzlich an Bedeutung, um das Flexibilitätspotenzial tatsächlich auszuschöpfen (vgl. Kapitel 3.5).

Flexibilitätspotenzial und Verfügbarkeiten

Tabelle 6 stellt die installierten Leistungen der einzelnen Flexibilitätstypen bei den TB Vilters-Wangs der tatsächlich verfügbaren Leistung in den relevanten Zeitfenstern (morgens 07:00 und abends 19:00 Uhr) gegenüber. Der deutliche Unterschied zwischen installierter und verfügbarer Leistung ergibt sich aus der technischen und betrieblichen Realität der einzelnen Flexibilitäten:

- Wärmepumpen: Der individuelle Wärmebedarf variiert stark – Faktoren wie Gebäudedämmung und Heizverhalten führen dazu, dass zu einem beliebigen Zeitpunkt nur ein Teil der installierten Wärmepumpen tatsächlich läuft. Eine Flexibilität entsteht nur dann, wenn eine Wärmepumpe gerade aktiv ist; bei abgeschalteten Einheiten gibt es nichts zu verschieben. Die Ansteuerung erfolgt heute über ein binäres EVU-Signal (freigegeben bzw. abgeschaltet); granularere Eingriffe wie ein gezieltes Überladen von Warmwasser und Heizung sind künftig über Modbus geplant.
- Boiler werden grundsätzlich zwischen 22:00 und 06:00 Uhr und bei PV-Produktionsüberschuss geladen und stehen damit für das morgendliche und abendliche Peak Shaving nicht zur Verfügung.
- Elektro-Speicherheizungen werden ebenfalls zwischen 22:00 und 06:00 Uhr und bei PV-Produktionsüberschuss geladen.



- Öffentliche E-Ladestationen: Eine Leistungsreduktion ist aus Gründen der Kundenfreundlichkeit nicht erwünscht.
- Private E-Ladestationen: Die Ansteuerung wird im Abschnitt E-Ladestationen weiter unten beschrieben.
- E-Ladestationen in Mehrfamilienhäusern: Eine minimale Leistungsreduktion ist möglich.
- Private Batterien: Derzeit kein Eingriff möglich; ein Zugriff über Modbus ist künftig geplant.
- Wasserkraftwerke: Beim EW Sennwald steht die volle Leistung zur Verfügung, da das Kraftwerk ausschliesslich für das Peak Shaving reserviert ist. Bei den TB Vilters-Wangs handelt es sich um Laufwasserkraftwerke mit kleinerem Speicher, die keine durchgehende Bereitstellung der vollen Leistung erlauben.
- Trinkwasser Kraftwerke: Bei den TB Vilters-Wangs hat die Wasserversorgung Priorität vor der Stromerzeugung; der Einsatz für das Peak Shaving ist entsprechend limitiert.

Anzahl	Flexibilität	Leist. [kW]	Verfügbarkeit			
			5 – 9 Uhr	9 – 17 Uhr	17 – 21 Uhr	21 – 5 Uhr
484	Wärmepumpen	2'236	500	300	300	1'677
246	Boiler	1'230	-	1'107	-	1'230
43	Elektro-Speicherheizungen	430	-	430	-	430
3	Öffentliche E-Ladestationen	250	-	-	-	-
57	Private E-Ladestationen	627	-	125	-	125
12	E-Ladestationen in MFH	264	-	53	-	53
45	Private Batterien (Total 573 kWh)	324	32	324	250	
4	Wasser-Kraftwerke	2'284	2'284	300	2'284	300
3	Trinkwasser-Kraftwerke	288	140	140	140	140
299	PV-Anlagen	6'987	-	6'987	-	-
1'196	Total Flexibilitäten	14'920	2'956	9'766	2'974	3'955
	Flexibilität (Leistung)		reduzieren	laden	reduzieren	laden

Tabelle 6: Installierte und verfügbare Leistungen der Flexibilitäten TB Vilters-Wangs

Einsparungen Flex-Management

Die Einsparungen durch das aktive Flexibilitätsmanagement werden anhand der Differenz zwischen der tatsächlichen Netzübergabe und dem theoretischen Leistungsmaximum im jeweiligen Monat berechnet. Als Referenz dient der Leistungstarif von 9,25 CHF/kW. Abbildung 42 und Tabelle 7: Berechnung Einsparung Flex-Management illustrieren das Vorgehen anhand konkreter Lastgänge.

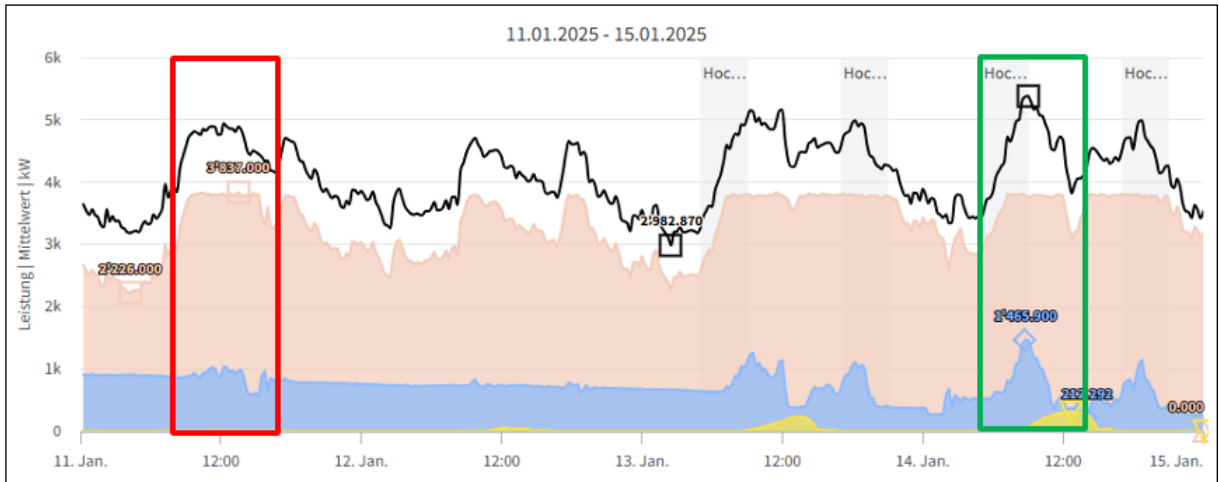


Abbildung 42: Lastgang Einsparungen durch Flexibilitätsmanagement

Position	Wert	Datum / Zeit
Leistungsmaxima Netzübergabe [kW] (rot markiert)	3'837	11.01.2025, 13:30 Uhr
Leistungsmaxima Verteilnetz [kW] (grün markiert)	5'382	14.01.2025, 09:00 Uhr
Differenz (5'382 – 3'837)	1'545 kW	–
Abgeschaltete Wärmepumpen	100 kW	–
Total Reduktion [kW]	1'645	–
Leistungsstarif	9.25 CHF/kW	–
Einsparungen [CHF]	14'292	–

Tabelle 7: Berechnung Einsparung Flex-Management

Am Beispiel Januar 2025 lässt sich die Berechnung nachvollziehen: Die effektive Leistungsspitze der Netzübergabe lag bei 3'837 kW (11.01.2025, 13:30 Uhr), während das theoretische Leistungsmaximum im Verteilnetz ohne Eingriff bei 5'382 kW (14.01.2025, 09:00 Uhr) gelegen hätte. Die Differenz beträgt 1'545 kW; zusammen mit der gezielt abgeschalteten Wärmepumpenleistung von 100 kW ergibt sich eine Leistungsreduktion von 1'645 kW. Multipliziert mit dem Leistungsstarif von 9,25 CHF/kW entstehen für Januar 2025 Netzkosteneinsparungen von rund CHF 14'292.

Tabelle 8 fasst die monatlichen Werte über das gesamte Jahr 2025 zusammen. Die Summe der Peak-Leistungen einschliesslich Wasserkraftwerke wurde um 44,4 % reduziert, was Netzkosteneinsparungen von insgesamt CHF 219'468 entspricht.



Monat	Netzübergabe [kW]	Zeitpunkt Netzübergabe	Leistungsmaxima [kW]	Zeitpunkt Maximum	WP [kW]	Total Red. [kW]	Einsparungen [CHF]
Jan 2025	3'837	11.01. 13:30	5'382	14.01. 09:00	100	1'645	14'292.00
Feb 2025	3'846	15.02. 09:30	5'138	14.02. 11:45	–	1'292	11'953.00
Mär 2025	2'928	14.03. 03:00	4'233	13.03. 11:45	–	1'305	12'070.00
Apr 2025	1'368	02.04. 09:30	4'257	01.04. 13:45	–	2'889	26'719.00
Mai 2025	456	05.05. 12:00	3'623	08.05. 10:30	–	3'167	29'294.00
Jun 2025	1'299	26.06. 16:45	3'999	16.06. 10:45	–	2'700	24'977.00
Jul 2025	1'110	03.07. 15:00	3'713	04.07. 11:30	–	2'603	24'081.00
Aug 2025	2'115	28.08. 11:30	3'844	11.08. 09:30	100	1'829	15'996.00
Sep 2025	1'866	05.09. 12:00	3'910	29.09. 10:45	–	2'044	18'903.00
Okt 2025	2'265	27.10. 17:00	4'158	27.10. 11:45	–	1'893	17'508.00
Nov 2025	4'143	18.11. 19:15	5'454	21.11. 11:45	–	1'311	12'130.00
Dez 2025	4'458	31.12. 09:15	5'706	31.12. 09:30	100	1'348	11'544.00
Total	29'691	–	53'417	–	–	24'026	219'468.00

Tabelle 8: Einsparungen Flexibilitätsmanagement TB Vilters-Wangs (Leistungsspitze 9.25 CHF/kW)

Rundsteuergruppen Wärmepumpen

Die Rundsteuergruppen für Wärmepumpen wurden bei den TB Vilters-Wangs Ende 2025 erweitert, damit die Flexibilitäten gezielter eingesetzt werden können. Die 484 Wärmepumpen wurden in fünf Gruppen aufgeteilt (vgl. Tabelle 9). Die Änderungen wurden aus organisatorischen und technischen Gründen erst ab Q2/2026 wirksam und sind daher in den 2025er Einsparungszahlen (Tabelle 8) noch nicht enthalten.

Anzahl WP	Typ	El. Leistung [kW]	Anz. Gruppen
351	Wärmepumpe Luft-Wasser	1'439	3
126	Wärmepumpe mit Erdwärmesonde	756	2
7	Wärmepumpe Wasser-Wasser	41	–
484	Total	2'236	5

Tabelle 9: Rundsteuergruppen Wärmepumpen

Pro Wärmepumpengruppe wird eine maximale elektrische Leistung von 400 bis 500 kW eingeschaltet und über die vier Hochtarifstunden zwischen 17:00 und 21:00 Uhr verteilt. Luft-Wasser-Wärmepumpen werden am frühen Abend freigeschaltet, da ihr Wirkungsgrad stark von der Aussentemperatur abhängt. Durch diese Massnahmen lässt sich der Leistungs- und Energiebezug während der Hochtarifzeit weiter reduzieren.

E-Ladestationen

Im privaten Bereich wurde untersucht, wie das Laden von Elektrofahrzeugen ausserhalb der kritischen Zeit zwischen 17:00 und 21:00 Uhr stattfinden kann. Abbildung 43 zeigt beispielhaft das Ladeverhalten unter dem bisherigen Einheitstarif (Stand Dezember 2024): Die meisten Fahrzeuge werden zwischen 17:00 und 21:00 Uhr geladen, mit einer mittleren Ladedauer von rund zwei Stunden.

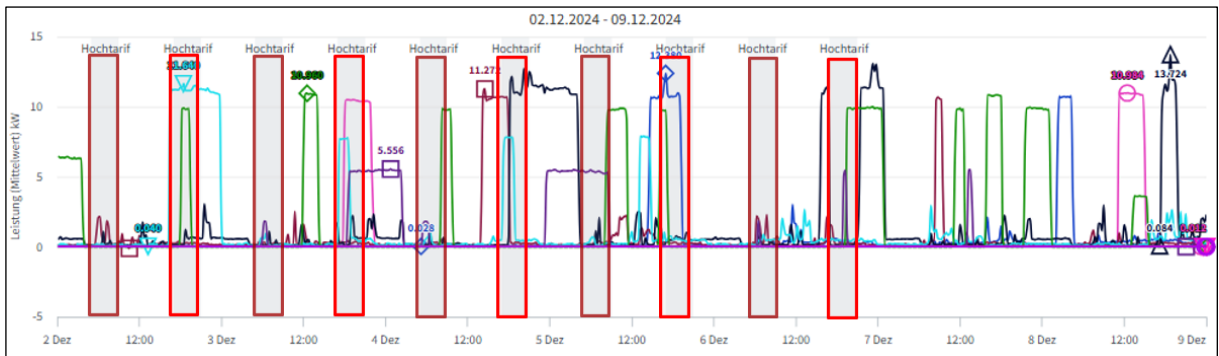


Abbildung 43: Einheitstarif: Beispiel Ladeverhalten von E-Autos. Jede Farbe bezeichnet eine Ladestation.

Bei einzelnen Testkunden wurde die Lade-App (siehe Abbildung 45) so konfiguriert, dass der Ladevorgang zwischen 17:00 und 21:00 Uhr kundenseitig gesperrt wurde. Dieser minimale Eingriff hat signifikante Auswirkungen auf die Lastreduktion in den Hochtarifzeiten (Abbildung 44). Der trotz Sperrung erhöhte abendliche Energieverbrauch ist auf Wärmepumpen und verändertes Kundenverhalten zurückzuführen – etwa intensiveres Kochen am Abend.

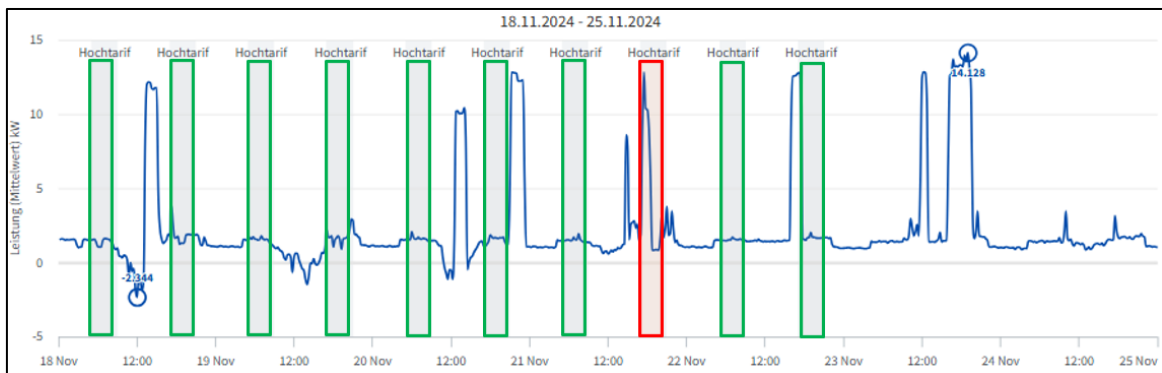


Abbildung 44: Tarif «five to nine»: Beispiel Ladevorgänge im Hochtarif werden detektiert (rot markiert)

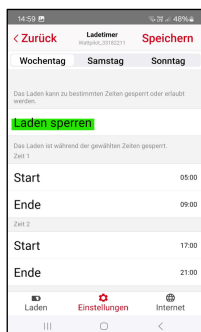


Abbildung 45: Fronius Wattpilot App: Ladevorgang gesperrt während den Hochtarif-Zeiten



Betrachtung EW Sennwald

Tabelle 10 zeigt die installierten und die effektiv verfügbaren Leistungen der Flexibilitäten im Verteilnetz des EW Sennwald.

Anzahl	Flexibilität	Leist. [kW]	Verfügbarkeiten			
			5 – 9 Uhr	9 – 17 Uhr	17 – 21 Uhr	21 – 5 Uhr
693	Wärmepumpen	3'072	600	307	400	2'304
405	Boiler	2'025	-	1'000	-	2'025
26	Elektro-Speicherheizungen	260	-	260	-	260
2	Öffentliche E-Ladestationen	570	-	-	-	-
45	Private E-Ladestationen	495	-	99	-	99
5	E-Ladestationen in MFH	110	-	22	-	22
80	Batterien (Total 802 kWh)	576	58	576	230	-
1	Quartierspeicher (90 kWh)	28	28	28	28	28
1	Wasserkraftwerk	840	840	110	840	-
285	PV-Anlagen	9'631	-	9'631	-	-
1'543	Total Flexibilitäten	17'607	1'526	12'033	1'498	4'738
	Flexibilität (Leistung)		reduzieren	laden	reduzieren	laden

Tabelle 10: Installierte und verfügbare Leistungen der Flexibilitäten EW Sennwald

Einsparungen Flex-Management

Tabelle 11 fasst die Einsparungen durch das Flexibilitätsmanagement des EW Sennwald für den Zeitraum Mai 2025 bis April 2026 zusammen. Über diesen zwölfmonatigen Betrachtungszeitraum wurde die Summe der Peak-Leistungen um 14,3 % reduziert.

Der gegenüber den TB Vilters-Wangs deutlich niedrigere relative Wert erklärt sich durch die industriell dominierte Netzstruktur von Sennwald und der geringeren installierten Leistung des Wasserkraftwerks. Das morgendliche Peak wird massgeblich durch Industriebetriebe verursacht, deren Lastprofile über die hier betrachteten Haushalts Flexibilitäten nicht beeinflussbar sind.



Monat	Netzüber- gabe [kW]	Zeitpunkt Netzübergabe	Leistungs- maxima [kW]	Zeitpunkt Maximum	WP [kW]	Total Red. [kW]
Mai 2025	4'726	21.05. 09:00	5'881	07.05. 09:00	–	1'155
Jun 2025	4'636	23.06. 14:45	5'718	04.06. 11:45	–	1'082
Jul 2025	4'400	04.07. 06:45	5'621	09.07. 11:45	150	1'371
Aug 2025	4'624	28.08. 10:45	5'550	20.08. 11:30	–	926
Sep 2025	4'980	05.09. 10:00	6'007	10.09. 11:15	–	1'027
Okt 2025	5'172	22.10. 07:15	6'158	27.10. 11:30	200	1'186
Nov 2025	6'048	24.11. 08:15	6'761	26.11. 07:30	250	963
Dez 2025	5'776	03.12. 11:30	6'657	03.12. 11:30	–	881
Jan 2026	5'986	08.01. 11:45	6'290	08.01. 11:45	–	304
Feb 2026	5'556	05.02. 08:30	6'180	13.02. 07:30	400	1'024
Mär 2026	5'838	31.03. 07:45	6'482	31.03. 08:15	400	1'044
Apr 2026	5'050	01.04. 07:00	5'957	01.04. 08:45	100	1'007
Total	62'792	–	73'261	–	–	11'969

Tabelle 11: Einsparungen Flexibilitätsmanagement EW Sennwald

Betrachtung Elektra Gams

Tabelle 12 zeigt die installierten und die effektiv verfügbaren Leistungen der Flexibilitäten bei der Elektra Gams.

Anzahl	Flexibilität	Leist. [kW]	Verfügbarkeiten			
			5 – 9 Uhr	9 – 17 Uhr	17 – 21 Uhr	21 – 5 Uhr
453	Wärmepumpen	2'112	400	300	300	1'584
334	Boiler	1'670	-	1'670	-	1'670
39	Elektro-Speicherheizungen	390	-	390	-	390
2	Öffentliche E-Ladestationen	203	-		-	
78	Private E-Ladestationen	858	-	172		172
10	E-Ladestationen in MFH	220	-	44		44
70	Private Batterien (Total 910 kWh)	504	101	504	202	-
1	Quartierspeicher (90 kWh)	30	30	30	30	30
333	PV-Anlagen	7'970	-	7'970	-	-
1'320	Total Flexibilitäten	13'754	531	11'080	532	3'890
	Flexibilität (Leistung)		reduzieren	laden	reduzieren	laden

Tabelle 12: Installierte und verfügbare Leistungen der Flexibilitäten Elektra Gams

Einsparungen Flex-Management



Die Inbetriebnahme der Flexibilitätssteuerung bei der Elektra Gams erfolgte erst am 02.02.2026. Quantitative Auswertungen zu den Einsparungen liegen im Berichtszeitraum daher noch nicht vor.

Quartier-Batterie in Gams und Sennwald

Ergänzend zur Ansteuerung der haushaltsseitigen Flexibilitäten wurde bei der Elektra Gams und beim EW Sennwald eine Quartier-Batterie installiert und erprobt. Die Speicher haben eine Kapazität von 90 kWh und eine Lade-/Entladeleistung von 30 kW. Ziele des Pilotversuchs sind:

- Peak Shaving zwischen 07:00 und 09:30 Uhr sowie zwischen 17:00 und 20:00 Uhr
- Minimierung der Abregelung der PV-Produktion an sonnigen Wochenenden
- Stabilisierung der Spannung in den Sommermonaten bei hoher PV-Einspeisung
- Vermeidung eines Netzausbaus in den betroffenen Subnetzen

Die Quartier-Batterie ergänzt die haushaltsseitigen Flexibilitäten gerade dort, wo diese zeitlich nicht zur Verfügung stehen – beispielsweise in den Sommermonaten, wenn Wärmepumpen wenig Last bieten, aber hohe PV-Einspeisungen Spannungsprobleme im Verteilnetz verursachen können (vgl. Abbildung 46).

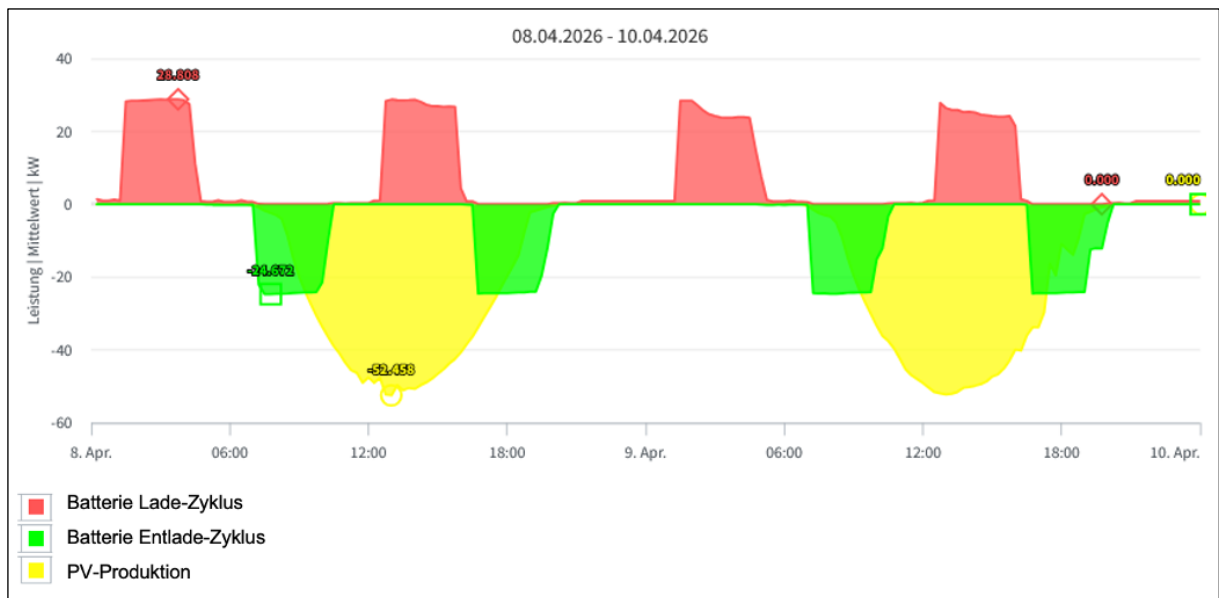


Abbildung 46: Lastgang der Quartier-Batterie an einem sonnigen Sommertag



3 Schlussfolgerungen und Ausblick

3.1 Disaggregation

Die durchgeführten Experimente führten insgesamt zu keiner signifikanten Verbesserung der Disaggregation von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern. Weder Anpassungen am Datensatz noch Änderungen an Features, Hyperparametern, Modellarchitektur oder Loss-Funktion zeigten einen messbaren Effekt auf die Modellperformance.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Hauptlimitation weniger in der Modellierung liegt, sondern in der Datenbasis. Die verwendeten Trainingsdaten für den Supervised-Ansatz wurden aus simulierten EFH erzeugt, indem Lastgänge von EFH ohne Wärmepumpe mit gemessenen Wärmepumpen aus MFH kombiniert wurden. Dieser Ansatz bildet die reale Heterogenität von Wärmepumpen in EFH jedoch nur eingeschränkt ab.

Auch alternative Ansätze wie die Umformulierung in ein Klassifikationsproblem oder ein saisonaler Ansatz führten zu keiner Verbesserung. Die Evaluation eines extern trainierten Wärmepumpenmodells zeigte ebenfalls keine bessere Performance auf den verwendeten EFH-Daten, obwohl das Modell auf wesentlich mehr Daten trainiert worden ist. Eine Analyse der Trainingsdaten des externen Modells würde möglicherweise weitere Hinweise für die Gründe liefern, was aber aufgrund der fehlenden Transparenz nicht möglich war.

Die Resultate legen nahe, dass für eine signifikante Verbesserung der Disaggregation insbesondere der Zugang zu realen, separat gemessenen Wärmepumpendaten aus EFH entscheidend ist. Einerseits für das Trainieren von Modellen, als auch für die Analyse und die Interpretation der Rohdaten und Predictions.

3.2 Vorhersage

Die Genauigkeiten der Vorhersagen flexibler Komponenten konnte im vorliegenden Projekt gesteigert werden. Aufgrund der Seltenheit der Ereignisse im Falle von EV-Ladezyklen, wurde anstatt einer Profilvorhersage auf eine Kombination von historischer Wahrscheinlichkeit mit Berücksichtigung kürzlicher Ladevorgänge mittels eines Markov-Ansatzes gesetzt, um zukünftigen Ladeereignisse einzuschätzen. Um die entwickelten Modelle für eine aktive Lastverschiebung zur Verfügung zu stellen, wurde ein Webapp-Prototyp implementiert, die Flexibilitätsmatrix.

Als dynamisches Instrument lassen sich mithilfe dieser Flexibilitätsmatrix, einer Kombination von Datensammlung, Datenaufbereitung und Methoden zur Vorhersage und Bewertung, diverse Aspekte der Einschätzung des Flexibilitätspotentials unterschiedlicher Endpunkte abdecken. Einer der grossen Vorteile der vorgestellten Lösung ist die Flexibilität der Matrix selbst, da sie sowohl aus ausschliesslich öffentlich zugänglichen Daten nützliche Schlussfolgerungen wie aber auch detaillierte Analysen von historischen Verbrauchsprofilen einzelner Geräte und deren Prognosen, bereitstellen kann. Weiter erlaubt die Architektur des Prototyps eine sehr einfache Erstellung neuer, anwendungsorientierter und zielgerichteter Bewertungsmethoden hinsichtlich der Flexibilität von Geräten, Häusern oder sogar Quartieren.

Natürlicherweise ergeben sich nun zahlreiche Möglichkeiten das Potential der Flexibilitätsmatrix weiterzuentwickeln. Als interessanteste nächste Schritte identifizierten wir deren Erweiterung durch neue Scores und entsprechende Methodik, die Integration und Bewertung von verbesserten Gebäudemodellen hinsichtlich des Ausnutzens der thermischen Trägheit, sowie der Entwicklung einer API, um die entwickelten Verfahren und Information einem breiteren Publikum anbieten zu können.



3.3 MLOps

Im Bereich MLOps konnte im Projekt eine deutliche Verbesserung der bestehenden Prozesse erzielt werden. Durch die Integration von MLflow Serving wurde eine verbesserte Verwaltung und Versionierung von Modellen ermöglicht.

Der MLFlow-basierte Ansatz reduziert den manuellen Aufwand und minimiert dadurch allfällige Fehler beim Einbinden von neuen Modellen. Zusätzlich schafft er eine klarere Reproduzierbarkeit zwischen Training und Deployment. Die Lösung wurde dokumentiert und erfolgreich in der Infrastruktur der AS-GAL Informatik GmbH in Betrieb genommen. Sie bildet eine solide Grundlage, um zukünftige Modelle effizienter zu trainieren, zu vergleichen und produktiv bereitzustellen.

3.4 Qualitative und Quantitative Befragung

Die Ergebnisse des qualitativen Teils der Studie verdeutlichen, dass EndkundInnen bereits gute Erfahrungen mit DR-Programmen gemacht haben, und teilweise auch bereit sind, sich mit ihren Gewohnheiten auseinanderzusetzen, um sich an veränderte Bedingungen anzupassen. Für alle Befragten war es wichtig, den Aufwand niedrig zu halten (wahrgenommene Benutzerfreundlichkeit). Dazu spielten finanzielle Anreize eine grosse Rolle. Die Teilnahmebereitschaft ist ausserdem abhängig von den eigenen Rahmenbedingungen (z.B. vorhandene Geräte, Arbeitszeiten). Für verschiedene Befragte gab es ausserdem unterschiedliche zusätzliche Anreize, welche sie zu einer aktiven Nutzung von DR-Programmen bewegen könnten.

Aus der quantitativen Befragung und dem Vergleich mit Verhaltensdaten geht hervor, dass finanzielle Vorteile, wie sie durch günstigere Tarife entstehen zwar positiv bewertet werden, aber nur ausreichen, wenn kein Aufwand entsteht. Für Veränderungen von Routinen müssen weitere Vorteile geschaffen und gut kommuniziert werden. Ansonsten werden kleine finanzielle Vorteile gegen den Aufwand einer Verhaltensänderung abgewogen, wodurch Entscheidungen aufgeschoben oder gegen die Veränderung getroffen werden. Unsere Befragungen zeigen allerdings, dass EndkundInnen auch die ökologischen Mehrwerte und die Vorteile für die regionale Energieversorgung mit Demand-Response Programmen verbinden. Wir empfehlen daher Kommunikationsmassnahmen, die den individuellen und kollektiven Mehrwert von Massnahmen hervorheben. Kollektive Ziele (z.B. weniger Stromimporte, Vermeidung von hohen Mehrkosten in der Zukunft für die ganze Gemeinde, erhöhte Nachhaltigkeit durch Nutzung von Solarstrom) können zusätzliche Mehrwerte bieten, die als Anreiz dienen. Die Ziele sollen so kommuniziert werden, dass einzelne Haushalte das Gefühl bekommen, ihre Handlungen tragen wirksam dazu bei, diese zu erreichen. Ein Beispiel dafür wäre eine monatliche Challenge, bei der ein Verhalten dadurch belohnt wird, dass eine Spende an ein Gemeindeprojekt ausgelöst wird, wenn genügend Haushalte mitmachen.

Individuelle Mehrwerte sind nötig, damit es nicht zu einem Self-Other Trade-off kommt. Darunter versteht man einen Konflikt zwischen eigenen Bedürfnissen (Aufwand und Kosten vermeiden, Komfort gegenüber einem kollektiven Bedürfnis (Umweltschutz, Strompreise für zukünftige Generationen niedrig halten). Deshalb reichen kollektive Ziele allein nicht aus. Individuelle Mehrwerte können beispielsweise mit Gamification-Elementen geschaffen werden, die die Motivation einzelner EndkundInnen erhöhen. Zusätzlich sind digitale Tools auch geeignet, um Aufwände gering zu halten, z.B. indem sie bei der Automatisierung von Routinen helfen, oder Erinnerungen versenden. Zusätzlich kann eine emotionale Kommunikation positive Gefühle verursachen, z.B. durch Stolz über das Wissen, dass man zur Versorgungssicherheit der nächsten Generation beigetragen hat. Auch Neugierde über den eigenen Stromverbrauch und Optimierungspotenziale, die vor allem in Haushalten in Einfamilienhäusern mit vielen Flexibilitäten vorhanden zu sein scheint, kann, z.B. mittels eines Dashboards oder Kundenportals, wie in Kapitel 2.4 dargestellt, genutzt werden, um Optimierungsideen an Interessierte weiterzugeben.



3.5 Flexibilitätsstrategie und Netzentlastung

Schlussfolgerung

Die Auswertung der Verbrauchsdaten im Kontext des five-to-nine-Tarifs zeigt, dass keine relevante Lastverschiebung in den kritischen Zeitfenstern erreicht werden konnte. Die Befragungen ergaben zwar eine grundsätzlich positive Einstellung und eine moderate Verhaltensabsicht gegenüber den neuen Tarifmodellen, doch die tatsächliche Veränderung im Verbrauchsverhalten blieb gering und im Mittel vernachlässigbar. Dieses Ergebnis entspricht dem bekannten Intention-Behaviour-Gap und unterstreicht die begrenzte Wirksamkeit rein preisbasierter Ansätze.

Eine wesentliche Ursache liegt in der zu gering wahrgenommenen Nützlichkeit der ökonomischen Anreize. Die im Flex-Tarif implementierten Preisunterschiede reichten nicht aus, um den zusätzlichen kognitiven und organisatorischen Aufwand im Alltag zu kompensieren. Benutzerfreundlichkeit sowie zeitlicher und mentaler Aufwand sind zentrale Einflussfaktoren für die tatsächliche Nutzung. Ergänzende Motivatoren – ökologische Aspekte, ein Beitrag zur Versorgungssicherheit oder ein erhöhtes Informationsinteresse – können die wahrgenommene Nützlichkeit zusätzlich steigern, führen aber ohne strukturelle Integration in den Alltag nicht zu einer signifikanten Verhaltensänderung.

Daraus folgt eine Erkenntnis, die auch über das Projekt hinaus relevant ist: Eine lokale Optimierung auf Gebäudeebene – also die Anpassung des eigenen Verbrauchs an günstigere Tarifzeiten – führt nicht automatisch zu einer Netzentlastung auf Verteilnetzebene. Die beiden Zielsysteme können sogar divergieren, etwa wenn viele Haushalte ihren Verbrauch gleichzeitig in vermeintlich günstige Zeitfenster verschieben und damit neue Lastspitzen erzeugen. Eine wirksame Netzentlastung setzt deshalb eine koordinierende Ebene voraus, die die aggregierte Wirkung im Verteilnetz im Blick behält.

Die im Projekt umgesetzten Massnahmen auf Betreiberseite zeigen, dass insbesondere die direkte Ansteuerung steuerbarer Verbraucher – Wärmepumpen, Boiler und E-Ladestationen – einen deutlich höheren Effekt auf die Reduktion von Lastspitzen erzielt. Bei den TB Vilters-Wangs wurde die Summe der monatlichen Peak-Leistungen 2025 um 44,4 % reduziert, was Netzkosteneinsparungen von rund CHF 220'000 entspricht. Beim EW Sennwald wurden über zwölf Monate Einsparungen von rund CHF 110'000 bei einer Peak-Reduktion von 14,3 % erreicht. Bereits minimale, kundenseitig kaum wahrnehmbare Eingriffe – wie die zeitliche Sperre von Ladevorgängen in Hochtarifzeiten – führen zu messbaren Effekten im Netzbetrieb (vgl. Kapitel 2.9, Abschnitt E-Ladestationen).

Einer der grössten Hebel für eine wirksame Netzentlastung liegt somit nicht in der freiwilligen Verhaltensanpassung der Endkunden, sondern in der aktiven, automatisierten Ansteuerung von Flexibilitäten durch die EVU. Preisbasierte und verhaltensorientierte Ansätze können diese Massnahmen sinnvoll ergänzen und die Akzeptanz erhöhen, reichen allein aber nicht aus, um das vorhandene Flexibilitätspotenzial in der notwendigen Breite und Verlässlichkeit zu erschliessen. Eine effektive Reduktion von Lastspitzen erfordert ein integriertes Lastmanagement, das technische Steuerungsmöglichkeiten konsequent nutzt und gleichzeitig die Akzeptanz der Endkundinnen und Endkunden sicherstellt.

Ausblick

Mit dem gezielten Einsatz der Flexibilitäten, dem Aufbau von Quartier-Batteriespeichern, der Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Möglichkeit zur Drosselung der PV-Produktion an sonnigen Wochenenden lässt sich der Netzausbau von Subnetzen und Transformatorstationen hinauszögern oder in günstigen Fällen ganz vermeiden. Die quantifizierten Einsparungen der beiden betrachteten Netze von zusammen rund CHF 330'000 pro Jahr skalieren in grösseren Versorgungsgebieten entsprechend und zeigen das wirtschaftliche Potenzial eines konsequenten Flexibilitätsmanagements.

Konkrete nächste Schritte sehen wir in drei Bereichen:

- Erstens sollte die direkte, bidirektionale Ansteuerung steuerbarer Verbraucher – namentlich Wärmepumpen über Modbus – über die bisherigen Rundsteuergruppen hinaus ausgebaut werden. Erste Vorbereitungsarbeiten dazu laufen bei zehn bis fünfzehn Endkunden in Vilters-Wangs.



- Zweitens ist bei E-Ladestationen die konsequente Umsetzung einfacher, kundenseitig konfigurierbarer Sperrzeiten in den Hochtarifstunden ein bereits erprobter und wirkungsvoller Ansatz, der sich mit überschaubarem Aufwand breiter ausrollen lässt.
- Drittens empfiehlt sich eine stärkere Differenzierung der Tarifstruktur, um die im Projekt beobachtete schwache Verhaltenswirkung der rein preislichen Signale zu überwinden – die im Flex-Tarif umgesetzten Preisunterschiede waren zu gering, um eine breite Kundengruppe zur selbständigen Kostenoptimierung zu aktivieren.

Bei den Tarifen zur Motivation der Endkundinnen und Endkunden zu netzdienlichem Verhalten stehen wir damit erst am Anfang. Neben einer stärkeren Spreizung zeitvariabler Preise könnten künftig weitere Varianten von Flexibilitätstarifen pilotiert und empirisch bewertet werden. Dazu zählen insbesondere Leistungstarife, bei denen neben der bezogenen Energie auch die beanspruchte Leistung beziehungsweise die verursachte Lastspitze bepreist wird, sowie Modelle mit definierten Beschneidungen oder zeitlich begrenzten Leistungsreduktionen gegen entsprechende Vergütung. Welche Tariflogik optimal ist, hängt wesentlich von der jeweiligen Konfiguration des Verteilnetzbetreibers, der lokalen Netzsituation und den konkreten Anwendungsfällen zur Kostenreduktion ab. Ergänzend ist zu prüfen, wie Home-Manager oder Cloud-Manager die Eigenverbrauchsoptimierung mit netzdienlicher Flexibilitätsbereitstellung verbinden können: Denkbar ist ein Modell, bei dem eine automatisierte Erhöhung des Eigenverbrauchs mit einer Flexibilitätsvergütung kombiniert wird, sofern die Steuerung zugleich zur Reduktion lokaler Netzspitzen beiträgt.

Darüber hinaus zeichnet sich ein grundsätzlicher Wandel in der Architektur von Energiemanagementsystemen ab. Die zunehmende Dezentralisierung durch Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität überfordert bestehende Lösungen, die meist statisch parametrisiert, manuell integriert und nicht skalierbar sind. Aktuelle Forschungsansätze verfolgen daher eine Meta-Optimierung, bei der nicht die Energieflüsse selbst, sondern die Konfiguration des Optimierungssystems adaptiv angepasst wird – beispielsweise über eine LLM-basierte Agentenschicht, die Solver-Parameter, Prognosemodelle und Datenquellen automatisiert an den jeweiligen Betriebszustand anpasst. Ergänzend versprechen agentische Sensorfusion (inklusive KI-gestützter PV-Prognosen auf Basis von Kameradaten), LLM-unterstützte Geräteintegration zur Überwindung des zentralen Skalierungsengpasses bei der Anbindung heterogener Hardware sowie ein versionierter Value Store für standortübergreifenden Wissenstransfer deutliche Effizienzgewinne. Das vorliegende Projekt liefert mit seinen validierten Vorarbeiten eine belastbare Grundlage für solche Weiterentwicklungen und adressiert zentrale Herausforderungen der Schweizer Energiestrategie 2050.



4 Publikationen und andere Kommunikation

Folgende Publikationen zum Thema entstanden während der Projektlaufzeit:

- Melillo, Andreas; Meyer, Manuel; Hendry, Reto; Schuetz, Philipp (01.07.2025). Prediction of heat pump demand profiles with few Dependencies: A combination of statistical and physical modelling. Energy & Buildings (<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.115712>).
- Janoschka, Anja; Dahinden, Larissa; Melillo, Andreas; Meyer, Manuel; Schütz, Philipp; Vogel, Manuel; Kniesel, Guido (25.10.2024). EkoFlex – Verbraucherperspektiven und Energiezukunft: Bereitschaft, Barrieren und wirksame Belohnungen für die Teilnahme an Demand-Response-Programmen. EUKO-Konferenz (Europäische Kulturen in der Wirtschaftskommunikation), Nürnberg. https://www.th-nuernberg.de/fileadmin/fakultaeten/amp/amp_docs/2024-10-Proceedings-EUKO-Final-1-komprimiert.pdf (Seiten 69–70).
- Dahinden, Larissa; Janoschka, Anja; Kniesel, Guido; Meyer, Leonie Anna (12.02.2026). Motiviert, aber inaktiv: Warum zeitvariable Tarife nicht ausreichen, um den Energieverbrauch zu verschieben. 19. Symposium Energieinnovation, Graz. (https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov/EnInnov2026/files/kf/221_KF_Dahinden.pdf)



5 Abkürzungsverzeichnis

API	Application Programming Interface
BFE	Bundesamt für Energie
DR	Demand Response
EFH	Einfamilienhaus
EV	EV-Ladestation
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Elektrizitätswerk
GWR	Gebäude- und Wohnungsregister
kW	Kilowatt (Leistung)
kWh	Kilowattstunden (Energie)
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft
LLM	Large Language Model
LP	Lineare Programmierung
MAE	Mean Absolute Error
MFH	Mehrfamilienhaus
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
ML	Machine Learning
MLOps	Machine Learning Operations
NILM	Non-Intrusive Load Monitoring
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanalage
SES	Smart Energie System
TAM	Technology Acceptance Model
vZEV	virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
WP	Wärmepumpe



6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über preisbasierte DR-Programme [4]	10
Abbildung 2: Übersicht über belohnungsbasierte DR-Programme [4]	10
Abbildung 3: Netz und Energietarife 2025 [6]	11
Abbildung 4: Vergütung erneuerbare Energien [6]	12
Abbildung 5: Tarifzeiten Netz und Energie – Bestimmungen [6]	12
Abbildung 6: Bonus auf den Netznutzungs-Tarif N Wirkstrom "Flex Plus" und "Flex" [6]. Der Ansatz für die Boni-Beträge ist ein erster Versuch, um die Reaktionen der Kunden auszuwerten.	12
Abbildung 7: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei preisbasierten DR-Programmen	16
Abbildung 8: Nützlichkeit, Benutzerfreundlichkeit und Wünsche an die Kommunikation bei belohnungsbasierten DR-Programmen	16
Abbildung 9: Leistung und Verschiebbarkeit des Betriebs verschiedener Geräte auf Basis von acht Interviews	18
Abbildung 10: Ergebnisse zu Benutzerfreundlichkeit und wahrgenommener Nützlichkeit (neben finanziellen Anreizen) von DR-Programmen mit Beispielszitaten aus den Interviews (I) und Pretests (P).	19
Abbildung 11: Befragte Teilnehmende pro Tarifmodell	21
Abbildung 12: Wohneigentumsquote Vilters-Wangs vs. Gesamtschweiz	22
Abbildung 13: Cockpit EVU Benutzer	24
Abbildung 14: Ranking Portalfunktionen	25
Abbildung 15: Echtzeitvisualisierung des eigenen Stromverbrauchs	25
Abbildung 16: Auswertungen zur Nachhaltigkeit des eigenen Stromverbrauchs, z.B. Anteil des Solarstroms am Gesamtverbrauch	25
Abbildung 17: Hinterlegen der Daten eigener Anlagen, z.B. Peak-Leistung der Photovoltaikanlage und Wärmepumpe	26
Abbildung 18: Online-Zugriff auf die Rechnung	26
Abbildung 19: Vertiefte Informationen über den eigenen Stromverbrauch mit detaillierten Auswertungen z.B. mit Rechnern für die Einsparung durch bestimmte Massnahmen	26
Abbildung 20: Netzauskunft vZEV/vEVG	27
Abbildung 21: Netzauskunft LEG	27
Abbildung 22: Heatmap	28
Abbildung 23: Beispiel Oberfläche MLflow mit Darstellung eines Plots	29
Abbildung 24: Überblick MLOps	29
Abbildung 25: Beispiele von EFH, die die Heterogenität der Lastgänge aufzeigen. Jede der vier Subgrafiken bzw. jede Farbe steht für ein eigenes Haus. Die jeweils oberen Zeitreihen zeigen eine repräsentative Woche im Winter, während die unteren Zeitreihen eine repräsentative Woche im Sommer darstellen. Die Y-Achse jeder Grafik zeigt die Leistung in Kilowatt. Auf der X-Achse ist der zeitliche Verlauf der ausgewählten Woche in einer 15-Minuten-Auflösung dargestellt.	31
Abbildung 26: Visualisierung des Thresholdings, das bei ausgewählten MFH WP als Teil des Preprocessings angewendet worden ist.	32
Abbildung 27: Confusion-Matrix des Klassifikationsmodelles	33
Abbildung 28: Vergleich des elektrischen Verbrauchs einer Wärmepumpe (schwarz) mit den Vorhersagen Basis-Modell (gelb) und der Erweiterung einer trainierten mix constant (rot). Graphik unten: gemessene Aussentemperatur über denselben Zeitraum.	35
Abbildung 29: Historische Wahrscheinlichkeit eines Ladereignisses (links) und erwartete Ladeenergie für den gegebenen Zeitraum (rechts). Verwendet wird ein Grenzwert von 0.3.	36
Abbildung 30: Übersicht des Aufbaus des entwickelten Flexibilitätslabel-Prototypen	37
Abbildung 31: Funktionsweise des entwickelten Flexibilitätslabel-Ansatzes (Beispiel 1)	38
Abbildung 32: Funktionsweise des entwickelten Flexibilitätslabel-Ansatzes (Beispiel 2)	38



Abbildung 33: Grafische Übersicht der Strategie zur Steuerung der Flexibilitäten an einem Schönwettertag (PV-Überschuss)	40
Abbildung 34: Grafische Übersicht der Strategie zur Steuerung der Flexibilitäten an einem Schlechtwettertag	40
Abbildung 35: Flexibilitätsstrategie TB Vilters-Wangs	41
Abbildung 36: Flexibilitätsstrategie EW Sennwald	42
Abbildung 37: Flexibilitätsstrategie Elektra Gams	43
Abbildung 38: Eigenverbrauchsoptimierung [20], [21]	44
Abbildung 39: Flexibilitäten werden mit PV-Überschuss geladen (grün markiert)	44
Abbildung 40: Tagesverlauf mit dynamischer Freigabe	44
Abbildung 41: Differenzen der Verhältnisse des Verbrauchs innerhalb des Zeitbereichs T2 (17-21) relativ zum Gesamtverbrauch im Quartal zum entsprechenden Quartal in 2025. Vergleich der beiden Kundengruppen: (Grün) Kunden mit PV, Wärmepumpe und Batterie; (Orange) Kunden ohne exakt diese 3 Installationen.	46
Abbildung 42: Lastgang Einsparungen durch Flexibilitätsmanagement	48
Abbildung 43: Einheitstarif: Beispiel Ladeverhalten von E-Autos. Jede Farbe bezeichnet eine Ladestation.	50
Abbildung 44: Tarif «five to nine»: Beispiel Ladevorgänge im Hochtarif werden detektiert (rot markiert)	50
Abbildung 45: Fronius Wattpilot App: Ladevorgang gesperrt während den Hochtarif-Zeiten	50
Abbildung 46: Lastgang der Quartier-Batterie an einem sonnigen Sommertag	53



7 Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Übersicht über die Bewertungen der Tarifänderungen.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabelle 2: Resultate des EV-Ladestationen Vorhersagemodelles. Die Grenzwert-Kombination (0.25, 0.3) liefert den höchsten F1-Score. Sehr tiefe oder sehr hohe Grenzwerte zeigen gute TPR bzw. FPR, jedoch tiefere F1-Scores.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabelle 3: Mengengerüst Verteilnetz und Flexibilitäten</i>	<i>41</i>
<i>Tabelle 4: Differenzen der Verhältnisse des Verbrauchs innerhalb der Zeitbereiche T1 (05-09) und T2 (17-21) relativ zum Gesamtverbrauch im Quartal zum entsprechenden Quartal in 2025. Medianwerte aller Kunden, Angaben in [%].</i>	<i>45</i>
<i>Tabelle 5: Differenzen der Verhältnisse des Verbrauchs innerhalb des Zeitbereichs T2 (17-21) relativ zum Gesamtverbrauch im Quartal zum entsprechenden Quartal in 2025. Vergleich der beiden Kundengruppen: PV, WP (Wärmepumpe), Bat (Batterie); Restliche Kunden. Medianwerte, Angaben in [%].</i>	<i>46</i>
<i>Tabelle 6: Installierte und verfügbare Leistungen der Flexibilitäten TB Vilters-Wangs</i>	<i>47</i>
<i>Tabelle 7: Berechnung Einsparung Flex-Management</i>	<i>48</i>
<i>Tabelle 8: Einsparungen Flexibilitätsmanagement TB Vilters-Wangs (Leistungsspitze 9.25 CHF/kW).....</i>	<i>49</i>
<i>Tabelle 9: Rundsteuergruppen Wärmepumpen.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabelle 10: Installierte und verfügbare Leistungen der Flexibilitäten EW Sennwald.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabelle 11: Einsparungen Flexibilitätsmanagement EW Sennwald (Leistungsspitze 9.25 CHF/kW)</i>	<i>52</i>
<i>Tabelle 12: Installierte und verfügbare Leistungen der Flexibilitäten Elektra Gams</i>	<i>52</i>



8 Literaturverzeichnis

- [1] 'GIASES – Ganzheitlich Integrierendes Adaptives Smart Energy System zur Glättung von Lastspitzen - Texte'. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49485>
- [2] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. Abd Halim, A. H. Abu Bakar, and T. Chia Kwang, 'A review on peak load shaving strategies', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3323–3332, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.056.
- [3] Ö. Okur, N. Voulis, P. Heijnen, and Z. Lukszo, 'Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation', *Appl. Energy*, vol. 247, pp. 426–437, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.035.
- [4] A. R. Jordehi, 'Optimisation of demand response in electric power systems, a review', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 103, pp. 308–319, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [5] F. Pallonetto, M. De Rosa, F. D'Ettorre, and D. P. Finn, 'On the assessment and control optimisation of demand response programs in residential buildings', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 127, p. 109861, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109861.
- [6] 'Tarifblatt_TBWW_2025_V30.08.24.pdf'. Accessed: Dec. 16, 2024. [Online]. Available: https://www.vilters-wangs.ch/_docn/5258431/Tarifblatt_TBWW_2025_V30.08.24.pdf
- [7] V. Venkatesh, J. Y. L. Thong, and X. Xu, 'Consumer Acceptance and Use of Information Technology: Extending the Unified Theory of Acceptance and Use of Technology', *MIS Q.*, vol. 36, no. 1, pp. 157–178, 2012, doi: 10.2307/41410412.
- [8] J. Ritchie, J. Lewis, C. McNaughton Nicholls, R. Ormston, and National Centre for Social Research, *Qualitative research practice: a guide for social science students and researchers*, [Second edition]. Los Angeles: SAGE, 2014.
- [9] C. Helfferich, 'Leitfaden- und Experteninterviews', in *Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung*, N. Baur and J. Blasius, Eds, Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2014, pp. 559–574. doi: 10.1007/978-3-531-18939-0_39.
- [10] Kai Dröge, *kaixxx/noScribe*. (Dec. 07, 2024). Python. Accessed: Dec. 09, 2024. [Online]. Available: <https://github.com/kaixxx/noScribe>
- [11] T. Dresing and T. Pehl, *Praxisbuch Interview, Transkription & Analyse: Anleitungen und Regelsysteme für qualitativ Forschende*, 8. Auflage. Marburg: Eigenverlag, 2018.
- [12] 'MAXQDA | Die #1 Software für Qualitative & Mixed-Methods-Forschung', MAXQDA. Accessed: Dec. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.maxqda.com/de/>
- [13] P. Mayring and T. Fenzl, 'Qualitative Inhaltsanalyse', in *Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung*, N. Baur and J. Blasius, Eds, Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2014, pp. 543–556. doi: 10.1007/978-3-531-18939-0_38.
- [14] V. Braun and V. Clarke, 'Using thematic analysis in psychology', Jan. 2006.
- [15] J. W. Brehm, 'Control, Its Loss, and Psychological Reactance', in *Control Motivation and Social Cognition*, G. Weary, F. Gleicher, and K. L. Marsh, Eds, New York, NY: Springer, 1993, pp. 3–30. doi: 10.1007/978-1-4613-8309-3_1.
- [16] R. M. Ryan and E. L. Deci, 'Self-determination theory and the facilitation of intrinsic motivation, social development, and well-being', *Am. Psychol.*, vol. 55, no. 1, pp. 68–78, 2000, doi: 10.1037/0003-066X.55.1.68.
- [17] J. Cohen, 'A power primer', *Psychol. Bull.*, vol. 112, no. 1, pp. 155–159, 1992, doi: 10.1037/0033-2909.112.1.155.
- [18] P. Sheeran and T. L. Webb, 'The Intention–Behavior Gap', doi: 10.1111/spc3.12265.
- [19] A. Melillo, M. Meyer, R. Hendry, and P. Schuetz, 'Prediction of heat pump demand profiles with few Dependencies: A combination of statistical and physical modelling', *Energy Build.*, vol. 338, p. 115712, Jul. 2025, doi: 10.1016/j.enbuild.2025.115712.
- [20] administrator, 'Detailliertes Leistungsmonitoring', Solar Manager. Accessed: Dec. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.solarmanager.ch/detailliertes-leistungsmonitoring/>
- [21] S. Dierks, 'Chance für unendliche Kundenbindung', www.energategate-messenger.de. Accessed: Dec. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.energategate-messenger.de/news/246947/chance-fuer-unendliche-kundenbindung>