



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 30.11.2020

Innovative Eigenverbrauchsoptimierung für Mehrfamilien-Arealüberbauung mit lokaler Strombörse in Möriken-Wildegg

Phase I: Inbetriebnahme und erste Messperiode



Quelle: Setz Architektur AG, 2020



Datum: 30.11.2020

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger:

Setz Architektur AG
Obermatt 33
5102 Rapperswil
www.setz-architektur.ch

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Institut für Automation
Klosterzelgstrasse 2
5210 Windisch
www.fhnw.ch

Smart Energy Engineering GmbH (ex. Smart Energy Control AG)
Fliederstrasse 10
5417 Untersiggenthal
www.smart-energy-engineering.ch

Autoren:

Prof. Dr. David Zogg, Smart Energy Engineering, david.zogg@smart-energy-engineering.ch
Prof. Hans Gysin, FHNW, hans.gysin@fhnw.ch
David Zimmerli, Setz Architektur AG, david.zimmerli@setz-architektur.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501500-01

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



Zusammenfassung

In Möriken-Willegg wurde eine innovative Areal-Überbauung mit 4 Mehrfamilienhäusern als Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) realisiert. Im lokalen Netz wird der Betrieb der 4 Wärmepumpen, ca. 70 Haushaltgeräte und mehreren Elektromobil-Ladestationen automatisch auf die Produktion der PV-Anlagen abgestimmt. Damit wird der lokale Eigenverbrauchsanteil erhöht und die Netzbelastung reduziert. Im Rahmen des Projektes wurde eine neuartige Software entwickelt, welche die Abrechnung der Energiekosten für die Bewohner basierend auf einem variablen Stromtarif ermöglicht («Real Time Pricing»). Nach dem Verursacherprinzip bekommen die Bewohner einen Anreiz, möglichst viel lokalen Strom zu nutzen.

Die energetische Auswertung hat gezeigt, dass ein jährlicher Autarkiegrad von 45% erreicht werden konnte, und dies ohne elektrischen Speicher. Als grösster Speicher wurde die thermische Masse des Gebäudes gezielt genutzt, um die Wärmepumpen effizient mit möglichst viel Sonnenstrom zu betreiben. Es wurden Jahresarbeitszahlen > 4 erreicht inkl. Brauchwarmwassererwärmung. Zudem wurden die Gebäude nach den Minergie-Kennzahlen ausgewertet, was zu sehr guten Resultaten führte (die Anforderungen wurden stark unterschritten). Der jährliche Netzbezug des Areals war nur 1'200 kWh pro Person inkl. Haushaltstrom, Heizen, Warmwasser und Elektromobilität.

Im Verlaufe des Projektes hat sich schnell gezeigt, dass mit dem heutigen Tarifmodell keine zusätzlichen Einsparungen für die Bewohner möglich sind wegen dem zu geringen Unterschied zwischen Solar- und Nachttarif. Deshalb wurde für die Bewohner auf den ökologischen Anreiz umgeschwenkt, möglichst viel Solarstrom vom eigenen Dach zu nutzen. Dennoch profitierten die Bewohner von Einsparungen der Stromkosten in der Grössenordnung von 8% im Vergleich zur Situation ohne ZEV. Wichtig für solche Projekte ist die Rendite des Eigentümers bzw. Betreibers. Diese konnte durch die Eigenverbrauchsoptimierung gesteigert werden und lag bei ca. 5%.

Als wichtige Schlussfolgerung aus dem Projekt kann gesagt werden, dass die Strombörse mit dem variablen Tarif grundsätzlich ihre Funktion erfüllt hat, aber aufgrund der heutigen Tarifsituation noch keinen echten Anreiz für die Bewohner ermöglichte. Bei einem zukünftigen Tarifmodell, speziell beim Wegfall des tiefen Nachttarifs, ist der Anreiz jedoch grösser. Das volle Potential der Strombörse kann jedoch erst erreicht werden, wenn auch die externen Stromtarife variabel werden. Im Vordergrund ist dabei die automatische Optimierung der grossen Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobile.

Eine durchgeführte Umfrage hat gezeigt, dass der ökologische Anreiz bei den Bewohnern gut angekommen ist. Die Haushaltgeräte wurden mehrheitlich mit Solarstrom betrieben, entweder manuell oder über die Automatik-Funktion. Auch die Idee der Solarsteckdose ist gut angekommen. Leider hatte es jedoch zu wenige Elektromobile (nur 2), um dort signifikante Aussagen machen zu können.



Résumé

À Möriken-Wildegg, un développement de zone innovant avec 4 immeubles d'appartements a été réalisé sous la forme d'un regroupement de consommation propre (RCP). Dans le réseau local, le fonctionnement des 4 pompes à chaleur, d'environ 70 appareils électroménagers et de plusieurs stations de recharge pour voitures électriques est automatiquement adapté à la production des installations photovoltaïques. Cela permet d'augmenter la part locale de la consommation propre et de réduire la charge sur le réseau. Dans le cadre de ce projet, un nouveau type de logiciel a été développé qui permet de facturer les coûts énergétiques aux résidents sur la base d'un tarif d'électricité variable ("Real Time Pricing"). Conformément au principe du pollueur-paye, les résidents sont incités à utiliser autant d'électricité locale que possible.

L'évaluation énergétique a montré qu'un degré annuel d'autosuffisance de 45% pourrait être atteint, et ce sans stockage d'électricité. En tant que plus grand réservoir de stockage, la masse thermique du bâtiment a été utilisée spécifiquement pour faire fonctionner les pompes à chaleur efficacement avec autant d'énergie solaire que possible. Les chiffres annuels de performance > 4 ont été atteints, y compris le chauffage de l'eau chaude sanitaire. En outre, les bâtiments ont été évalués selon les chiffres clés Minergie, ce qui a permis d'obtenir de très bons résultats. La consommation annuelle du réseau de la région n'était que de 1'200 kWh par personne, y compris l'électricité domestique, le chauffage, l'eau chaude et la mobilité électrique.

Au cours du projet, il est rapidement apparu qu'avec le modèle tarifaire actuel, aucune économie supplémentaire n'était possible pour les habitants car la différence entre les tarifs solaires et les tarifs de nuit était trop faible. Pour cette raison, l'incitation écologique a été modifiée pour utiliser autant d'énergie solaire que possible à partir de leur propre toit. Néanmoins, les habitants ont bénéficié d'économies d'électricité de l'ordre de 8 % par rapport à la situation sans RCP. Le revenir du propriétaire ou de l'exploitant est important pour ces projets. Ce chiffre, qui pourrait être augmenté en optimisant la consommation propre, s'élève à environ 5 %.

Comme conclusion importante du projet, on peut dire que la bourse de l'électricité à tarif variable a essentiellement rempli sa fonction, mais qu'en raison de la situation tarifaire actuelle, elle n'a pas encore fourni une réelle incitation aux résidents. Dans un futur modèle tarifaire, cependant, surtout lorsque le tarif de nuit réduit sera supprimé, l'incitation est plus grande. Cependant, le potentiel de l'échange d'électricité ne peut être pleinement réalisé que si les tarifs externes de l'électricité deviennent également variables. L'accent est mis ici sur l'optimisation automatique pour les gros consommateurs tels que les pompes à chaleur et les véhicules électriques.

Une enquête a montré que l'incitation écologique a été bien accueillie par les habitants. La majorité des appareils ménagers sont alimentés par l'énergie solaire, soit manuellement, soit par la fonction automatique. L'idée de la prise solaire a également été bien accueillie. Malheureusement, il y avait trop peu de voitures électriques (seulement 2) pour pouvoir y faire des déclarations significatives.



Summary

In Möriken-Wildegg, an innovative area development with 4 apartment buildings was realised as a self-consumption community (ZEV/RCP). In the local grid, the operation of the 4 heat pumps, approx. 70 household appliances and several electric car charging stations is automatically adjusted to the production of the PV installations. This increases the local share of own consumption and reduces the load on the grid. Within the framework of the project, a new type of software was developed which enables the billing of energy costs for residents based on a variable electricity tariff ("real-time pricing"). According to the polluter-pays principle, residents are given an incentive to use as much local electricity as possible.

The energy evaluation has shown that an annual degree of self-sufficiency of 45% could be achieved, and this without electrical storage. As the largest storage unit, the thermal mass of the building was used in a targeted manner in order to operate the heat pumps efficiently with as much solar power as possible. Annual performance figures > 4 were achieved, including domestic hot water heating. In addition, the buildings were evaluated according to the Minergie key figures, which led to very good results. The annual grid usage of the site was only 1,200 kWh per person including domestic electricity, heating, hot water and electric mobility.

In the course of the project it quickly became clear that with the current tariff model no additional savings for the residents were possible because the difference between solar and night tariffs was too small. For this reason, the residents were switched to the ecological incentive of using as much solar power as possible from their own roof. Nevertheless, the residents benefited from electricity cost savings in the region of 8% compared to the situation without ZEV/RCP. Important for such projects is the return on investment (ROI) for the owner or operator. This could be increased by optimising own consumption and was around 5%.

An important conclusion to be drawn from the project is that the electricity exchange with the variable tariff has basically fulfilled its function, but due to the current tariff situation has not yet provided a real incentive for the residents. However, the incentive is greater in a future tariff model, especially if the low night tariff is abolished. However, the full potential of the electricity exchange can only be achieved if external electricity tariffs also become variable. The focus here is on the automatic optimisation of large consumers such as heat pumps and electric vehicles.

A survey conducted has shown that the ecological incentive has been well received by residents. The majority of household appliances were driven solar-powered, either manually or via the automatic function. The idea of the solar socket has also been well received. Unfortunately, however, there were too few electric cars (only 2) to be able to make significant statements there.



Take-home messages

- Die Vision eines variablen Tarifs wurde erstmals in einem bewohnten Areal umgesetzt. Sie kann in der Zukunft den Anreiz zur Nutzung solaren Stroms vom eigenen Dach anregen.
- Die Erfahrungen aus dem Projekt haben gezeigt, dass möglichst automatisierte Lösungen vorzusehen sind, welche wenig Benutzer-Eingriffe erfordern.
- Durch das Monitoring der Energie- und Temperaturdaten war jederzeit ein Feedback sowohl für die Bewohner wie auch den Betreiber vorhanden. Das System konnte dadurch gezielt eingestellt und optimiert werden.
- Dank der intelligenten Einbindung der Wärmepumpen konnte gezeigt werden, dass eine Eigenverbrauchsoptimierung auch bei sehr hoher Effizienz (JAZ) erfolgen kann. Auf Elektroheizungen oder massive Temperaturüberhöhungen wurde absichtlich verzichtet.
- Trotz dem Verzicht auf zusätzliche thermische sowie elektrische Speicher konnte ein jährlicher Autarkiegrad von 45% erreicht werden. Dies dank intelligenter Regelungstechnik und Nutzung der Gebäudemasse als thermischen Speicher.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
Take-home messages	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Motivation des Projektes	10
1.3 Projektziele	10
2 Anlagenbeschrieb	11
3 Vorgehen und Methode	18
3.1 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV).....	18
3.2 Arealnetz mit verteilter Intelligenz	20
3.3 Prinzip der Strombörsen mit «Realtime-Pricing»	21
3.4 Effektiv gewähltes Tarifsystem	23
3.5 Wahl der Regler und Optimierungskriterien aufgrund des gewählten Tarifsystems	23
3.6 Optimierung der Wärmepumpen mit intelligentem Thermomanagement	25
3.7 Intelligente Einbindung der Emobil-Ladestationen	29
3.8 Intelligente Einbindung der Haushaltgeräte	30
3.9 Energievisualisierung über Smartphone	31
3.10 Abrechnungslösung.....	32
4 Ergebnisse und Diskussion	35
4.1 Energetische Berechnungen und Auslegung im Vorfeld des Projektes.....	35
4.2 Inbetriebnahme und Optimierungen	36
4.3 Visualisierungen und detaillierte energetische Auswertung.....	38
4.3.1 Elektrische Energie gesamtes Areal	38
4.3.2 Elektrische Energie einzelner Gebäude	44
4.3.3 Temperaturverläufe und eigenverbrauchsoptimierte Regelung der Wärmepumpen	47
4.3.4 Beurteilung des Komforts	54
4.3.5 Thermische Energie der Wärmepumpen	56
4.3.6 Warmwasserverbrauch.....	58
4.4 Energetische Auswertung und Vergleich mit den Planungswerten nach einem Betriebsjahr .	60
4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	67
4.6 Messkontrolle.....	71
4.6.1 Wichtiger Hinweis	71



4.6.2	Einsparungen auf Seite Bewohner mit den heutigen Tarifen.....	71
4.6.3	Einsparungen auf Seite Bewohner mit verschiedenen Tarif-Szenarien.....	87
4.6.4	Zusätzliche Überlegungen zur durchgeführten Messkontrolle	88
4.7	Umfrage unter den Bewohnern	89
5	Schlussfolgerungen und Fazit	91
5.1	Erreichte Kennzahlen auf einen Blick.....	91
5.1	Überlegungen zur tariflichen Situation	92
5.2	Funktion des Eigenverbrauchsmanagers und der Strombörse.....	93
5.3	Energetische Betrachtung	94
5.4	Gebäude-Monitoring	94
5.5	Vergleich mit den übergeordneten Projektzielen.....	94
5.6	Fazit aus Sicht des Auftraggebers (Architekt).....	96
6	Ausblick und zukünftige Umsetzung	97
7	Nationale und internationale Zusammenarbeit	98
8	Kommunikation	99
9	Publikationen	100
10	Literaturverzeichnis	102
11	Anhang: Umfrage Bewohner	103



Abkürzungsverzeichnis

BWW	Brauchwarmwasser
BUS, Bus	Digitales Bussystem zur Datenübertragung
COP	Coefficient of Performance (Wärmepumpe)
EG	Erdgeschoss
EVM, EvM	Eigenverbrauchsmanager (optimiert den Eigenverbrauch)
JAZ	Jahresarbeitszahl (Wärmepumpe)
HT	Hochtarif (Strom)
KNX	Gebäude-Bussystem
kW	Kilowatt (momentane Leistung)
kWh	Kilowatt-Stunden (Energie)
LAN	Local Area Network (Daten-Netzwerk)
MB	Messperiode Beginn
ME	Messperiode Ende
MID	Measuring Instruments Directive (Richtlinie 2004/22/EG)
MKZ	Minergie-Kennzahl (Gebäude)
MODBUS	Protokoll zur Kommunikation mit Geräten (Wärmepumpen, Ladestationen, etc.)
NT	Niedertarif (Strom)
OG	Obergeschoss
PC	Personal Computer (Industrie-PC = robuste Ausführung)
PV	Photovoltaik
PVT	Photovoltaik-Tarif (auch Solartarif genannt)
RTB	Regionale Technische Betriebe (Energieversorger Möriken-Wildegg)
SP	Speicher (Puffer)
WA	Wärmeabgabesystem
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Setz Architektur AG realisierte zusammen mit der Immo Treier AG in Möriken/Wildegg AG eine neue MFH-Areal-Überbauung nach Minergie-P-Eco-Standard. In einem lokalen Arealnetz mit PV-Anlagen auf 4 Häusern werden Wärmepumpen, Elektromobile und die Haushalte möglichst über den lokalen Solarstrom betrieben. Dazu wird ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) mit lokalem Arealnetz betrieben.

Zur Steigerung des Eigenverbrauchs wurde erstmals das Prinzip einer lokalen Strombörse mit variablem Stromtarif in Echtzeit für Endkunden (Bewohner) umgesetzt. Zudem wurden die lokalen Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektromobil-Ladestationen und Haushaltgeräte automatisch auf maximalen Eigenverbrauch optimiert.

Die Grundlagen wurden im abgeschlossenen BFE-Projekt «OPTEG - Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden» gelegt. Dabei wurde neben der Eigenverbrauchsoptimierung eine neue Methodik der Kostenoptimierung über variable Preise entwickelt, welche im Areal Möriken-Wildegg erstmals in grösserem Umfang Anwendung fand.

1.2 Motivation des Projektes

Mit diesem Projekt wurde ein aargauisches Leuchtturmprojekt realisiert, in welchem die Arealvernetzung zur Eigenverbrauchsoptimierung einen Beitrag zur 2000-Watt-Gesellschaft und Energiestrategie 2050 liefert.

Im vorliegenden Projekt wurde das Prinzip des variablen Strompreises als lokale Strombörse in Mehrfamilienhäusern umgesetzt. Diese gab den Bewohnern erstmals einen echten Anreiz, den lokalen Photovoltaik-Strom zu nutzen. Positives Verhalten im Sinne des Eigenverbrauchs wird in Echtzeit mit einem tieferen Preis belohnt, negatives Verhalten mit einem höheren Preis. Nach dem Verursacherprinzip profitiert jeder einzelne Haushalt vom Eigenverbrauch und trägt damit zur ökologischen Nutzung des Solarstroms bei. Zudem werden die Benutzer schon heute auf mögliche Zukunftsszenarien mit variablen Strompreisen im Netz sensibilisiert. Diese werden im Zusammenhang mit fluktuerender erneuerbarer Produktion und weiterer Marktöffnungen sowie Flexibilisierung auf dem Strommarkt unumgänglich sein.

1.3 Projektziele

Die wichtigsten Projektziele sind in folgenden Stichworten zusammengefasst:

- Kommunales und aargauisches Leuchtturmprojekt
- Arealvernetzung mit Eigenverbrauchsoptimierung des Photovoltaik-Ertrages
- Neuartiges Anreizsystem für Eigenverbrauchsgemeinschaft über lokale Strombörse
- Anzeige eines variablen Stromtarifs in Echtzeit für den Bewohner als Anreiz zur Optimierung
- Automatische Eigenverbrauchsoptimierung der grossen Verbraucher wie Wärmepumpe, Ladestationen für Elektromobile und Haushaltgeräte
- Abrechnung mit echtem Bonussystem für Eigenverbrauch
- Sensibilisierung für eine Zukunft mit variablen Stromtarifen
- Beitrag zur 2000-Watt-Gesellschaft
- Beitrag zur Energiestrategie 2050



- Solarpanels integriert in Holzbauarchitektur
- Solarer Deckungsgrad über die Jahresbilanz $\geq 100\%$ für Betrieb = PlusEnergie-Haus
- Minergie-P-Eco-Standard
- Elektromobilität im Konzept integriert, für jede Wohnung nachrüstbar
- Betriebsenergie zu 100% aus erneuerbarer Energie
- Dank total installierter PV-Leistung von 160 kWp und einem geschätzten jährlichen Energieertrag von ca. 140'000 kWh wurde ein Eigennutzungsgrad von 44% und ein Autarkiegrad von 46% als Zielgröße berechnet.

2 Anlagenbeschrieb

Die Minergie-P-Eco-Überbauung in Möriken-Willegg AG ist in Abbildung 1 zu sehen. Es wurden 4 Häuser mit insgesamt 35 Wohnungen und zusätzlichem Gemeinschaftsraum gebaut. Die Gebäude wurden in Holz- und Hybridbauweise nach dem Konzept «Swisswoodhouse» der Renggli AG Sursee realisiert.

Abbildung 2 zeigt den Innenhof mit Blick auf zwei Gebäude und den Gemeinschaftsraum. Die Wohnungen vom Erdgeschoss bis zum zweiten Obergeschoss haben eine natürliche Verschattung im Sommer durch die «Loggias». Die Dächer sämtlicher Gebäude und des Pavillons sind vollständig mit Photovoltaik-Panels bedeckt in Ost-West-Ausrichtung (Abbildung 3 links). Die Attika-Wohnungen haben grosse Dachterrassen, deren Brüstungen ebenfalls mit Photovoltaik-Panels bedeckt sind (Abbildung 3 rechts).

Auch die Fassaden wurden z.T. mit PV-Modulen ausgerüstet. Abbildung 4 zeigt die Module am Gebäude 4 mit südlicher und westlicher Ausrichtung. Damit wird auch die Winter- und Abendsonne optimal genutzt.

Die Wohnungen wurden speziell ausgerüstet zur Visualisierung und Interaktion mit dem Benutzer (Abbildung 5). Dazu gehört ein KNX-System zur Überwachung und Einstellung der Raumtemperatur. Die Raumtemperatur wird vom System gezielt beeinflusst, um mehr thermische Energie im Gebäude speichern zu können. Die Benutzer können jedoch nach ihren Wünschen eingreifen. Zudem wird der aktuelle Strommix in Echtzeit dargestellt. Grüne LED stehen für 100% Sonnenstrom, rote LED zeigen an, dass Netzstrom benötigt wird. Die Bewohner können die Haushaltgeräte automatisch über Sonnenstrom laufen lassen. Abbildung 5 zeigt die Anzeige für den Geschirrspüler (links), mit welcher zwischen manuellem Betrieb oder automatischem Betrieb gewechselt werden kann (blaue LED). Zudem ist in jeder Wohnung eine Solarsteckdose installiert, welche nur mit Sonnenstrom betrieben wird. Damit können z.B. Smartphones oder Notebooks tagsüber aufgeladen werden.



Abbildung 1: Areal-Überbauung in Möriken-Wildegg AG mit 4 Mehrfamilienhäusern (Quelle: Setz Architektur AG)



Abbildung 2: Blick in Innenhof (Quelle: Setz Architektur AG)



Abbildung 3: Links: Blick auf Dächer mit PV-Anlagen (Bauphase), Rechts: Solaranlagen auf Brüstungen der Dachterrassen (Quelle: Setz Architektur AG)

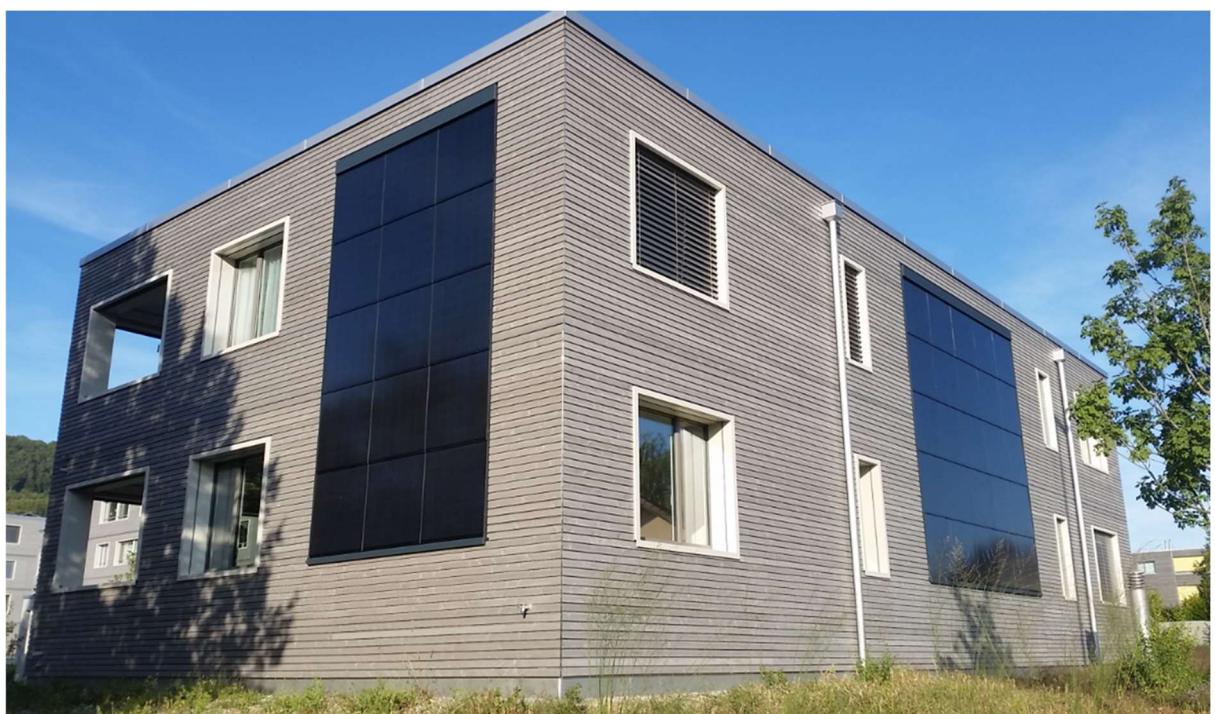


Abbildung 4: PV-Fassadenmodule (Quelle: Setz Architektur AG)



Abbildung 5: Ausrüstung der Wohnungen mit KNX: Temperaturüberwachung, Solarbetrieb für Geschirrspüler, Anzeige Stromtarif, Solarsteckdose (Quelle: Smart Energy Control)

Abbildung 6 zeigt die Visualisierungen auf, welche die extra entwickelte Software ermöglicht. Die Energiedaten können sowohl über ein Webportal auf dem PC betrachtet werden wie auch auf dem Smartphone. Der Bewohner sieht auf seinem Smartphone in Echtzeit den Strompreis, welcher anteilmässig aus dem aktuellen Solar- und Netzzanteil berechnet wird. Zudem kann er die aktuellen Leistungsverläufe seiner Wohnung und der gesamten Überbauung betrachten. Er hat auch Zugriff auf eine tägliche, monatliche sowie jährliche Energiestatistik für seinen eigenen Verbrauch sowie die gesamte Überbauung.

Das gesamte System wird über den Eigenverbrauchsmanager gesteuert (Abbildung 7). In jedem Gebäude befindet sich ein Industrie-PC mit der extra entwickelten Software. Die Software steuert sämtliche Geräte inkl. der Wärmepumpen und Haushaltgeräte in den Wohnungen und verarbeitet alle Daten eines Gebäudes. Die Systeme der verschiedenen Gebäude kommunizieren untereinander.

Abbildung 8 rechts zeigt die Elektroinstallationen in einem Gebäude. Sämtliche Wohnungen, Disporäume und Allgemeinverbraucher wie Wärmepumpen werden je mit einem separaten Stromzähler erfasst. Die Stromzähler sind geeicht und für Abrechnungszwecke zugelassen (MID-zertifiziert). Die Daten werden vom Eigenverbrauchsmanager in Echtzeit verarbeitet, sowohl für die Regelung des Systems wie auch für die Abrechnung des Stromverbrauchs.



Abbildung 6: Visualisierung für Bewohner und Betreiber. Grosses Bild: Webportal auf PC mit Energiestatistik. Kleine Bilder unten: Portal auf Smartphone mit aktuellem Strompreis, Autarkiegrad/Eigenverbrauchsgrad, Leistungsverläufe, Statistik (Quelle: Smart Energy Control)



Abbildung 7: Industrie-PC mit Eigenverbrauchsmanager-Software zur Steuerung aller Verbraucher in einem Gebäude (Quelle: Smart Energy Control)

Als Wärmeerzeuger dient pro Haus eine Erdsonden-Wärmepumpe der Firma Stiebel Eltron (Abbildung 8 links). Zudem ist in jedem Haus eine kontrollierte Lüftung eingebaut, welche über ein Register mit der Wärmepumpe gekoppelt ist. Pro Gebäude sind je ein Heiz- und Brauchwarmwasser-Speicher eingebaut (Abbildung 9). Die Speicher wurden etwas überdimensioniert (siehe Tabelle 1 auf Seite 36). Der Heizkreis speist die Fußbodenheizungen in den Wohnungen. Zusätzlich ist ein Wärmetauscher für ein «Natural Cooling» über die Erdsonden im Sommer eingebaut. Damit kann das Gebäude in den Hitzemonaten leicht gekühlt bzw. temperiert werden.



Abbildung 8: Links: Stiebel-Eltron Wärmepumpe für ein Gebäude und kontrollierte Lüftung (Hintergrund), Rechts: Installation der privaten Stromzähler für die einzelnen Wohnungen, Disporäume und Verbraucher (Quelle: Smart Energy Control)



Abbildung 9: Vordergrund: Wärmepumpe mit Heizkreis und Wärmetauscher für «Natural Cooling» über Sonde (eingerahmt), Mitte: Pufferspeicher für Heizung, Hintergrund: Speicher für Brauchwarmwasser (Quelle: Smart Energy Control)

Abbildung 10 zeigt eine Elektromobil-Ladestation, welche von den Bewohnern auf privater Basis nachgerüstet werden können. Eine vorbereitete Installation mit Flachbandkabel und Piercing-System vereinfacht die Installation. Leider wurden bisher trotz der tiefen Installationskosten nur zwei Elektromobil-Ladestationen eingebaut. Da wäre noch erhebliches Potential zum späteren Ausbau. Maximal können 10 Ladestationen auf einen Strang mit Flachkabel genommen werden. Da die Ladeleistung durch den Eigenverbrauchsmanager intelligent geregelt wird, gibt es dadurch keine Überlast des internen Stromnetzes. Die Ladestationen können durch den Benutzer wahlweise mit Sonnenstrom betrieben werden. In diesem Fall regelt der Eigenverbrauchsmanager den Ladestrom, so dass nur der überschüssige Solarstrom benutzt wird.



Abbildung 10: Elektromobil in Tiefgarage mit steuerbarer Ladebox 4..22kW (rechts), Flachbandkabel mit Piercing-System (oben rechts)
(Quelle: Smart Energy Control)

3 Vorgehen und Methode

3.1 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Für das gesamte Areal wurde ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) realisiert (Abbildung 11). Als Betreiber wurde in diesem Fall der lokale Energieversorger (RTB Möriken-Wildegg) gewählt, welcher die Anlage in einem Contracting-Modell betreibt. Die PV-Anlage samt der Steuerung (Eigenverbrauchsmanager) wurde vom Energieversorger erworben. Er stellt den Kunden (Bewohnern) den Strom und den Betrieb der ZEV als Dienstleistung zur Verfügung. Die Abrechnungen der ZEV laufen in diesem Fall also über den Energieversorger.

Im Vorfeld wurde auch die Lösung über einen privaten Betreiber der ZEV diskutiert. Eine Bewohnergemeinschaft hätte die Verantwortung für den Betrieb übernehmen können. Allerdings ist die Überbauung heterogen mit verschiedenen Eigentümern (Pensionskassen und privat) sowie Mietern ausgestattet. Auch für die Wartung und den Betrieb des eher komplexen Systems war es von Vorteil, einen erfahrenen Energieversorger ins Boot zu nehmen. Mit dem RTB Möriken-Wildegg wurde eine optimale Lösung gefunden, da sich der Energieversorger sehr offen zeigte für moderne Lösungen der Zukunft. Es ist auch zu bedenken, dass es zur der Zeit des internen Projektstarts 2016 noch keine standardisierte ZEV-Lösungen gab wie heute.

Abrechnungstechnisch läuft das Areal wie eine normale ZEV. Das heißt der Eigenverbrauch wird den Mietern zu einem lokalen, günstigeren Solartarif verrechnet. Der momentan überschüssige Strom wird in das Netz des Energieversorgers eingespeist und der Mehrverbrauch aus dem Netz bezogen. Das Ziel des Eigenverbrauchsmanagers ist die Regelungstechnische Optimierung des Eigenverbrauchs, welche sowohl im Interesse des Betreibers wie auch des Bewohners ist.

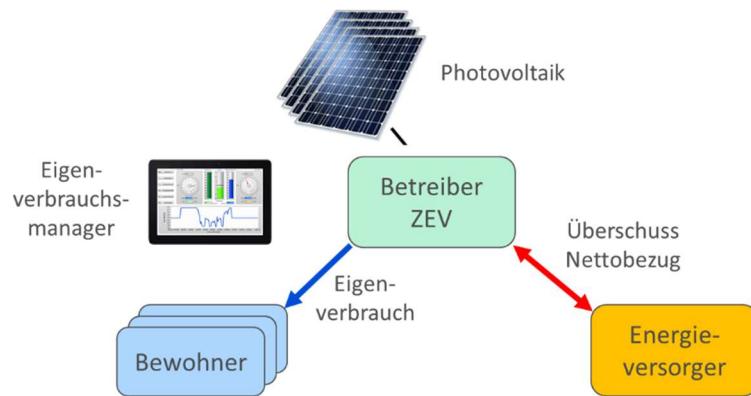


Abbildung 11: Prinzip eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch ZEV

Vertraglich wurden die heutigen Standard-Lösungen gemäss ZEV-Leitfaden [2019] gewählt. Abbildung 12 zeigt den ZEV mit Eigentümern, zu welchem ein Dienstbarkeitsvertrag und eine Nutzungs- und Verwaltungsordnung (Reglement) aufgesetzt wurde. Als Spezialfall wurde hier der Energieversorger in die Verträge mit aufgenommen, da er als Contracter auch die Rolle des Verwalters innehat.

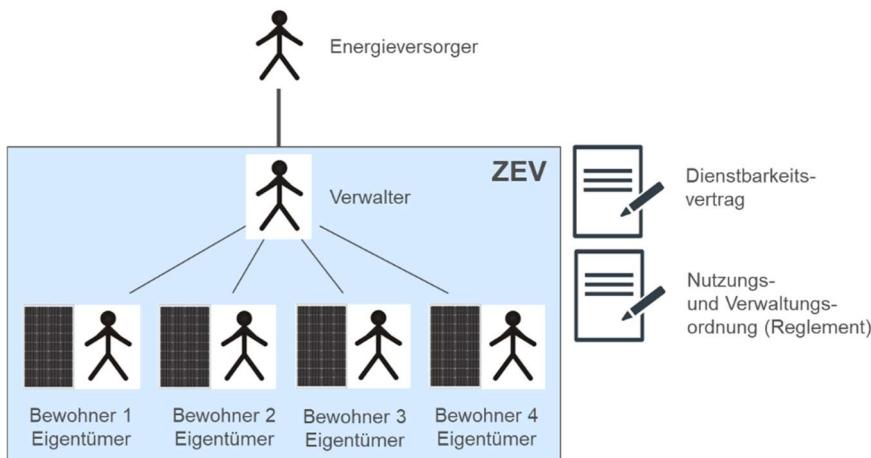


Abbildung 12: ZEV mit Eigentümern, vertragliche Situation

Auch die vertragliche Situation nach Abbildung 13 kam zur Anwendung für den Anteil der Bewohner, welche als Mieter wohnhaft sind.

Da es sich um eine neue Überbauung handelt, gab es keine Wahlmöglichkeit für die Bewohner. Sie konnten die Verträge nur unterschreiben, wenn sie in der ZEV mitmachen. Aufgrund des günstigeren Solartarifs war ein zusätzlicher Anreiz zum Mitmachen gegeben.

Auch an dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die vertragliche Situation bei Projektstart noch nicht dermassen standardisiert war wie heute. Deshalb war die Aufsetzung der Verträge in diesem Projekt Neuland und beanspruchten entsprechend Zeit.

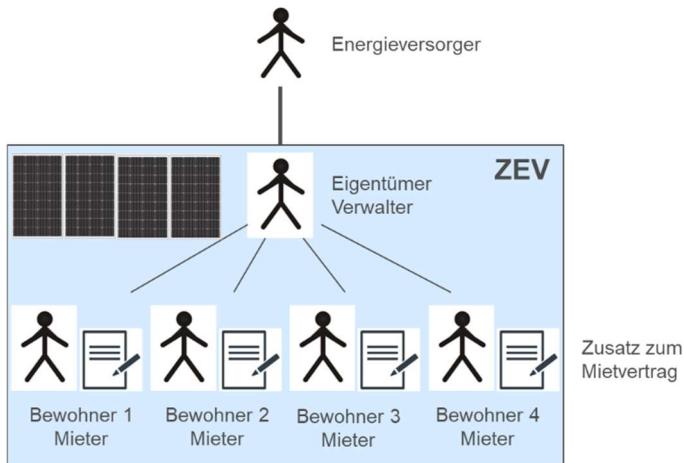


Abbildung 13: ZEV mit Miethern, vertragliche Situation

3.2 Arealnetz mit verteilter Intelligenz

Für die Stromversorgung wurde ein eigenes Arealnetz aufgebaut mit einem Netzanschlusspunkt (Abbildung 14). Neben dem lokalen Stromnetz wurde ein lokales Kommunikationsnetz aufgebaut, welches über LAN (Local Area Network) die vier Häuser und die Tiefgarage miteinander verbindet. Speziell für dieses Projekt wurde ein System mit verteilter Intelligenz entwickelt, welches mit einer Steuerung pro Gebäude auskommt. Dadurch konnte die Komplexität des Systems reduziert werden und die gestaffelte Inbetriebnahme der einzelnen Gebäude vereinfacht werden. Jede Steuerung bewirtschaftet ein Gebäude mit allen Produzenten und Verbrauchern. Die Wärmepumpen und Haushaltgeräte in den Wohnungen können solaroptimiert betrieben werden. Eine separate Steuerung in der Tiefgarage steuert die Ladestationen nach solarem Überschuss bzw. optimaler Lastverteilung. Die insgesamt 5 Steuerungen kommunizieren untereinander in Echtzeit und optimieren das gesamte Areal mit insgesamt 4 Wärmepumpen, 35 Wohnungen, ca. 70 Haushaltgeräten und aktuell 2 Elektromobil-Ladestationen (ausbaubar). Alle Verbraucher werden über separate Zähler mit MID-Zulassung gemessen und abgerechnet. Auch die Wärme- und Wasserabrechnung erfolgt über dasselbe System.

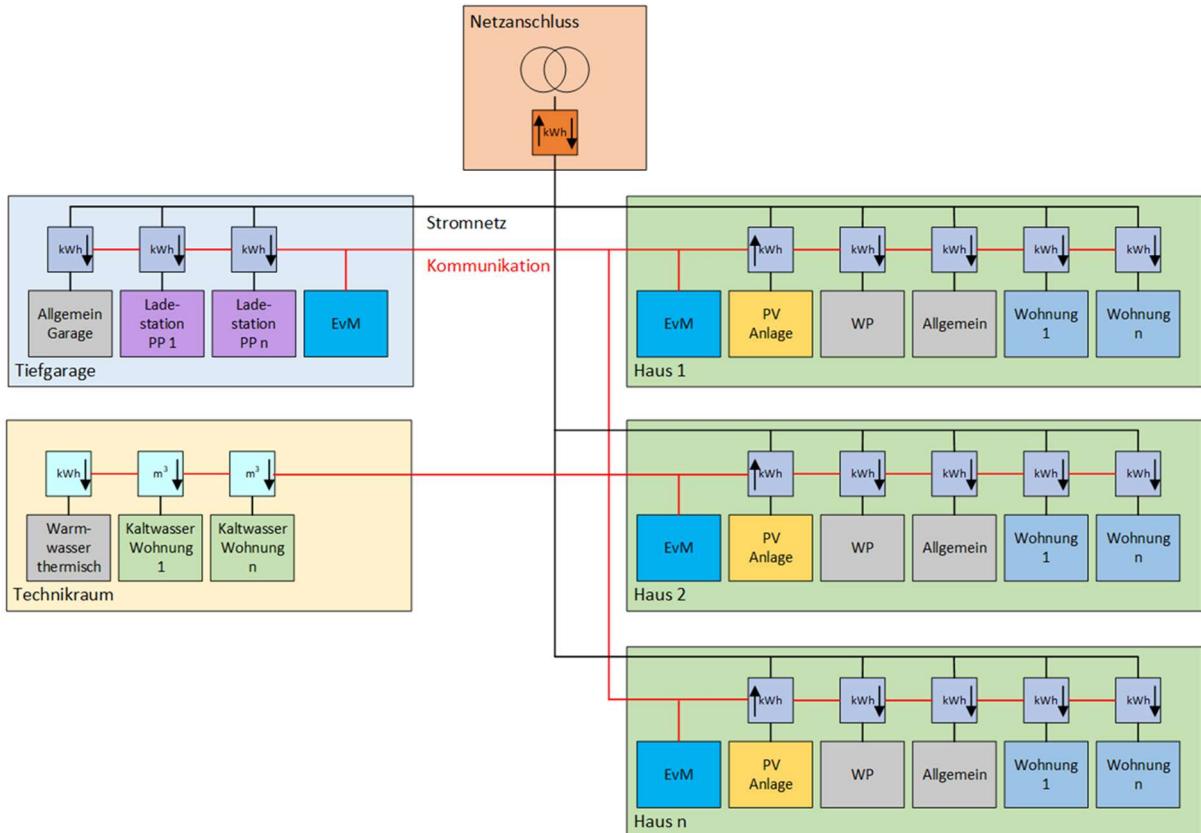


Abbildung 14: Areal-Vernetzung mit einem Netzanschlusspunkt und verteilter Intelligenz, EvM = Eigenverbrauchsmanager, WP = Wärmepumpe, PV = Photovoltaik, PP = Parkplatz (Quelle: Smart Energy Control)

3.3 Prinzip der Strombörse mit «Realtime-Pricing»

Auf dem Areal wurde erstmals ein innovatives Prinzip einer Strombörse mit «Realtime-Pricing» angewandt [BFE-Projekt OPTEG, 2016]. Dabei wird der Strompreis in Echtzeit berechnet aus aktuellem Solar- und Netanteil. Abbildung 15 zeigt an einem stark vereinfachten Beispiel, wie dieses Prinzip funktioniert. Im Bild oben ist ein Tagesverlauf mit variabler Photovoltaik-Produktion und konstantem Verbrauch (als Vereinfachung) angenommen. Die entsprechenden Stromtarife sind eingebettet (Werte in Rp/kWh). Der Netzbezug (rot) ist typischerweise mit einem Tag/Nachttarif hinterlegt (Beispiel 15/20 Rp/kWh). Der überschüssige Strom (grün) wird zum Einspeisetarif ins Netz geliefert (Beispiel 10 Rp/kWh). Der selbst verbrauchte Strom (blau, Eigenverbrauch) wird zu einem lokal festgelegten Solartarif an die Bewohner abgegeben (Beispiel 0, 10 oder 15 Rp/kWh). Der Solartarif kann im Prinzip beliebig festgelegt werden, muss aber gemäss aktuellem ZEV-Leitfaden [Energie-Schweiz, 2019] günstiger sein als der Referenztarif für Standard-Haushaltstrom. Der Nulltarif für den Solarstrom kommt hier nicht in Frage, da die Gestehungs- und Wartungskosten der Anlage amortisiert werden müssen. Zudem ist in diesem Zahlenbeispiel zu bedenken, dass heutige Einspeisetarife z.T. wesentlich tiefer sind (z.T. nur noch 5 Rp/kWh oder darunter). Es lohnt sich also (für einen privaten Betreiber) nicht mehr, Strom ins Netz einzuspeisen.

Abbildung 15 unten zeigt nun, wie der variable Strompreis berechnet wird. Zu Zeiten mit 100% Netzbezug wird der Netzbezugspreis in vollem Umfang an die Bewohner weitergegeben (rot, Beispiel 15 und 25 Rp/kWh). Zu Zeiten mit 100% solarer Deckung wird der Solartarif an die Bewohner weitergegeben (blau, Beispiel 0/10/15 Rp/kWh). Bei teilweise solarer Deckung wird der Strompreis



anteilmässig aus dem solaren Anteil und dem Netzanteil berechnet (variabler Verlauf der blauen Kurven).

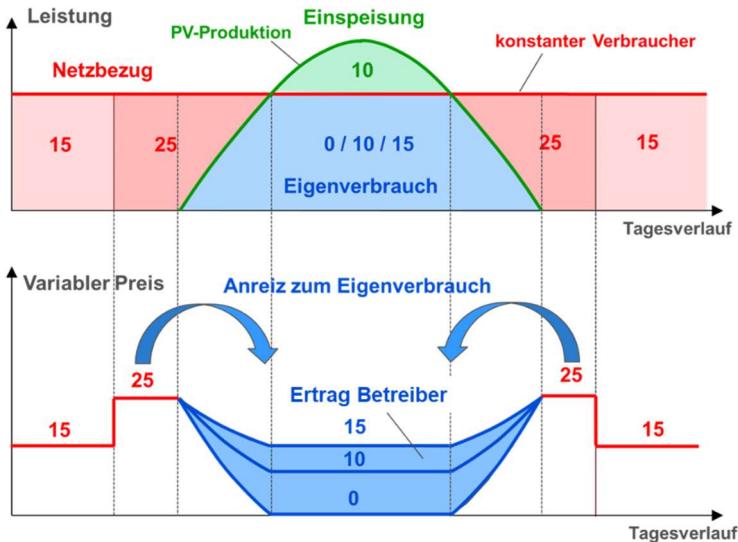


Abbildung 15: Prinzip der Strombörse mit «Realtime-Pricing», Zahlen-Beispiele für Tarife in Rp/kWh

Mit realen Daten sieht der Preisverlauf wie in Abbildung 16 aus. Aufgrund von Fluktuationen in der PV-Produktion oder variierendem Verbrauch reagiert die Preiskurve entsprechend. Für Regelungstechnische Zwecke wird der Preis alle 20 sec neu berechnet (Abtastzeit der Regler), für den Bewohner wird der Preis jedoch nur alle 15 Minuten neu berechnet aufgrund des letzten 15-minütigen Mittelwertes. Damit reagiert das Preissignal auf dem Smartphone nicht nervös. Das 15-Minuten-Intervall entspricht auch dem Intervall für die Stromabrechnung, womit der angezeigte Preis konsistent mit der Abrechnung ist.

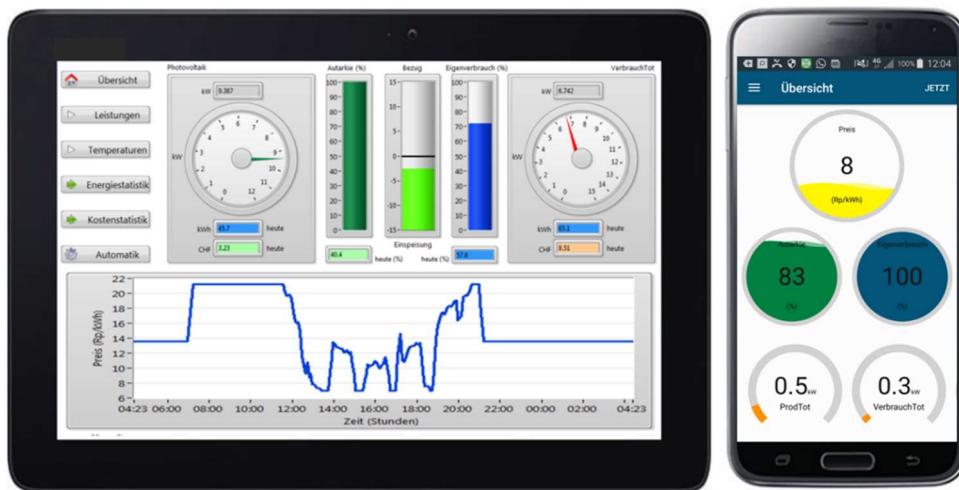


Abbildung 16: Strombörse mit «Realtime-Pricing» anhand realer Daten. Links: Berechnung des Preisverlaufs im Eigenverbrauchsmanager. Rechts: Anzeige auf dem Smartphone für die Bewohner (Quelle: Smart Energy Control)



3.4 Effektiv gewähltes Tarifsystem

Die vom lokalen Energieversorger (RTB) vorgegebenen Tarife waren im Q1/2020 wie folgt:

- Netz Hochtarif: 21.12 Rp/kWh
- Netz Niedertarif: 17.89 Rp/kWh
- Solartarif: 16.81 Rp/kWh
- Einspeisetarif: 5.8 Rp/kWh

Mit dem Energieversorger wurde vertraglich festgelegt, dass der Solartarif tiefer sein muss als der Niedertarif aus dem Netz. Aus Gründen der Rentabilität hat der Energieversorger obigen Solartarif gewählt, welcher ca. 1 Rp/kWh tiefer ist als der Niedertarif. Der Nieder- und Hochtarif wurde gleich gewählt wie für Kunden ausserhalb des ZEV, um Benachteiligungen zu vermeiden.

Die Hochtarif-Zeiten sind wie folgt (Stand 2020):

- Mo-Fr 07:00 - 20:00
- Sa 07:00 – 13:00

3.5 Wahl der Regler und Optimierungskriterien aufgrund des gewählten Tarifsystems

Im Verlaufe des Projektes wurde schnell klar, dass der monetäre Anreiz durch den kleinen Unterschied zwischen Solar- und Niedertarif von nur 1 Rp/kWh zu gering war für effektive Kosteneinsparungen auf Seite Bewohner. Deshalb wurde entschieden, auf einen ökologischen Anreiz mit Solaroptimierung zu setzen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen

Auf Seite Betreiber wurde eine Kostenoptimierung für die Wärmepumpen durchgeführt. Für diese Optimierung wurde der Solartarif zu 0 Rp/kWh angenommen, da der Betreiber für den lokal produzierten PV-Strom nichts zahlen muss. Dies führt zu einem eigenverbrauchsoptimierten Betrieb. Die Idee dahinter ist, dass der Betreiber seine Investition über den lokal verkauften Solarstrom amortisieren muss. Er hat also das Interesse, möglichst viel Solarstrom von der eigenen PV-Anlage zu nutzen.

Folgend werden Funktionsweise und Optimierungskriterien der Regler anhand von beispielhaften Verläufen einzelner Tage aufgezeigt.

Abbildung 17 zeigt den Preisverlauf an einem Beispiel-Tag. Grün ist der Nachfragepreis, abhängig von der mittleren Raumtemperatur im Gebäude. Blau ist der Angebotspreis in Abhängigkeit des Tarifs und des solaren Anteils. Die Differenz zwischen grüner und blauer Kurve wirkt proportional auf die Solltemperatur der Wärmepumpe. Bei positiver Differenz (grün > blau) wird der Sollwert angehoben, bei negativer Differenz (grün < blau) abgesenkt.

Wie man sieht, geht die blaue Kurve um die Mittagszeit auf 0, der Solartarif ist für die Optimierung also auf 0 gesetzt. Dies ist klar aus Sicht des Betreibers das Optimum, da so möglichst viel Solarstrom verkauft werden kann. Der Ertrag ist dann die Differenz zum effektiv verrechneten Solartarif. In der blauen Kurve ist auch den Einfluss des Nachttarifs (von 20:00 bis 07:00) ersichtlich, dieser ist aber sehr hoch im Vergleich zum Solartarif. Es findet also eindeutig ein solaroptimierter Betrieb statt.

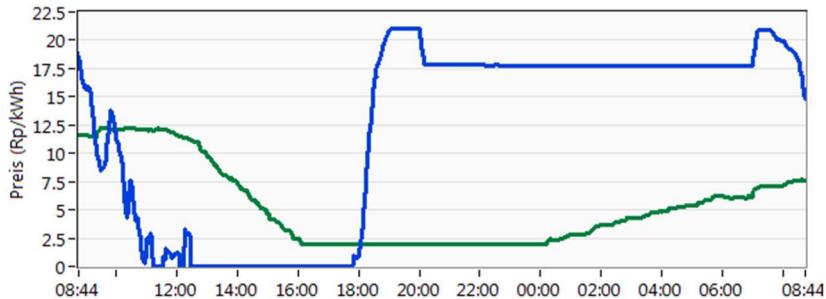


Abbildung 17: Preisverlauf für den Wärmepumpen-Regler im Heizmodus, Beispieltag 1. Blau = Angebotspreis, grün = Nachfragepreis

Im Prinzip könnte der Wärmepumpen-Regler auch mit einem anderen Optimierungskriterium aus Sicht des Bewohners laufen gelassen werden. Dann wäre der Solartarif nicht 0, sondern auf dem effektiv bezahlten Solartarif von 16.8 Rp/kWh. Der Kurvenverlauf würde dann komplett anders aussehen und der Regler würde die Wärmepumpe eher in der Nacht laufen lassen. Damit hätte der Betreiber aber keinen Ertrag mehr und der ökologische Gedanken wäre weg. Deshalb wurde dies *nicht* gemacht.

Abbildung 18 zeigt einen weiteren Tag als Beispiel. Die mittlere Temperatur im Gebäude ist am Morgen um 07:00 bis 10:00 am tiefsten, weshalb die Nachfrage in diesem Zeitraum am höchsten ist. Trotz kurzem Hochtarif wird hier geheizt, allerdings mit verminderter Sollwert. Sobald die solare Produktion startet, erhöht der Regler tagsüber die Solltemperatur (grün > blau). Ein kurzer Netzbezug um 14:00 reduziert den Sollwert, allerdings nur schwach.

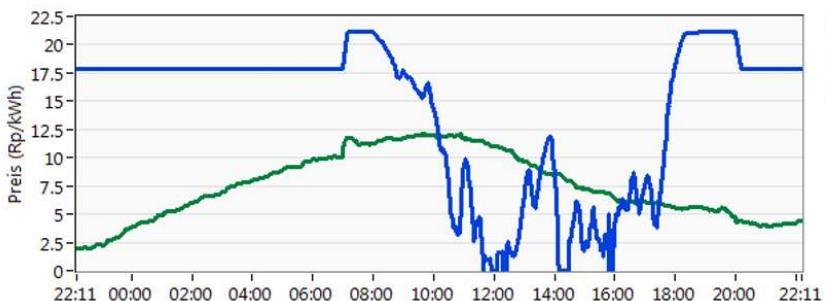


Abbildung 18: Preisverlauf für den Wärmepumpen-Regler im Heizmodus, Beispieltag 2. Blau = Angebotspreis, grün = Nachfragepreis

Ähnlich verhält es sich beim Warmwasser-Regler für die Wärmepumpe. Dieser kennt jedoch nur den blauen Verlauf (Angebotspreis) und beeinflusst die Solltemperatur des Warmwassers indirekt proportional (hohe Temperatur bei tiefem Preis). Auch hier ist 0 als Solartarif hinterlegt, weshalb die WW-Produktion vornehmlich tagsüber stattfindet, auch wenn es einen gewissen Netzanteil gibt. Zudem ist hier noch ein Zeitprogramm hinterlegt, welches die Warmwasserproduktion auf den Tag zwingt, und zwar gestaffelt für die verschiedenen Gebäude. Auch diese Optimierung ist im Sinne des Betreibers, welcher möglichst viel Solarstrom für die WW-Produktion verwenden möchte.

Die Regler für die Haushaltgeräte der Bewohner (Geschirrspüler, Waschmaschine) wurden im Hinblick auf den ökologischen Anreiz solaroptimiert eingestellt.

Abbildung 19 zeigt die Funktionsweise des solaroptimierten Reglers an einem Beispiel-Tag. Diese Regler basieren auf dem solaren Deckungsgrad (blaue Kurve). Dieser ist definiert als solarer Überschuss in Bezug auf den typischen Verbrauch des Gerätes in Prozent (%). Bei einer Schwelle von 100% (grüne Linie) schalten die Regler die Haushaltgeräte ein und lassen diese dann eine



vorgegebene Zeitdauer laufen (z.B. 3-4 Stunden, so dass das Programm nicht unterbrochen wird). Diese Regler sind also auf eine möglichst hohe solare Deckung ausgelegt und berücksichtigen die tarifliche Situation nicht. Den Bewohnern wurde ja auch kommuniziert, dass die Geräte im Automatik-Modus möglichst mit Solarstrom laufen.

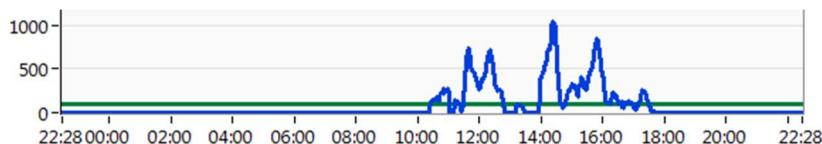


Abbildung 19: Solarer Deckungsgrad-Verlauf für einen Haushaltgeräte-Regler, Beispieltag 3. Blau = solarer Deckungsgrad (%), grün = Einschaltschwelle (100%).

Auch für die Haushaltgeräte könnte ein Preisregler gewählt werden mit einer Kostenoptimierung für die Bewohner. Das wurde aber absichtlich nicht gemacht, da sonst die Haushaltgeräte vermehrt in der Nacht betrieben worden wären und der ökologische Grundgedanke verloren wäre.

Ähnlich funktionieren die Regler für die Elektromobil-Ladestationen. Die Ladestationen werden tagsüber entsprechend dem solaren Überschuss angesteuert, also solaroptimiert. Ausserhalb der Produktion werden sie mit einer konstanten Ladeleistung gefahren (aktuell 4 kW), unabhängig vom Tarif. Hier gäbe es auch noch die Möglichkeit, eine intelligente Ladeplanung mit Vorgabe der Reichweite für den nächsten Tag zu aktivieren. Diese würde dann auch die tarifliche Situation berücksichtigen (Ladung tagsüber oder nachts im Niedertarif). Dies intelligente Ladeplanung ist zwar in der Software vorbereitet, wurde aber noch nicht aktiviert. Der Grund war, dass das Projektteam angenommen hat, die Bedienung sei für die Bewohner zu kompliziert. Zudem gibt es Fahrzeuge, welche kritisch reagieren auf das Aus- und Einschalten des Ladestroms während dem Ladevorgang (z.B. Renault ZOE, ein solches Fahrzeug ist vorhanden). Deshalb wurde hier die einfache Variante ohne Ladeplanung, also mit 4 kW «Grundlast» und solaroptimiertem Betrieb verwendet.

3.6 Optimierung der Wärmepumpen mit intelligentem Thermomanagement

Als Novum wurde im Projekt auch die aktive Einbindung der Gebäudemasse als thermischer Speicher und eine intelligente Anbindung der Wärmepumpen umgesetzt (Abbildung 20). Um möglichst viel Energie im Gebäude speichern zu können ohne merklichen Komfortverlust, wurde je ein Raumföhler pro Wohnung installiert (im Wohnzimmer). Diese überwachen die Raumtemperatur permanent und liefern die Information an den Eigenverbrauchsmanager. Dieser beeinflusst die Sollwerte der Raumtemperaturen über den Tagesverlauf leicht, um tagsüber bei Sonnenstrom über die Wärmepumpe thermische Energie im Gebäude speichern zu können. Mit einem geringen Temperaturhub kann so auf effiziente Weise eine grosse Menge an Energie gespeichert werden aufgrund der hohen Wärmekapazität des Gebäudes.

Der Vorteil des gewählten Algorithmus liegt darin, dass er auf dem Prinzip der Strombörse basiert und sehr einfach einzustellen ist. Es ist kein Gebäudemodell notwendig und es müssen keine gebäudespezifischen Parameter eingegeben werden. Der Algorithmus ist universell auf unterschiedliche Gebäude anwendbar (was auch in ca. 50 weiteren Installationen gezeigt werden konnte).

Wir haben es hier mit einer Hybridbauweise (Geschossdecken und Innenwände massiv, Außenwände und Attikageschoss Holzelementbau) zu tun mit Fußbodenheizungen. Die thermische



Speicherfähigkeit ist also auf «mittlerer» Stufe (höchste Stufe wäre ein reiner Beton- bzw. Steinbau, tiefste Stufe wäre ein reiner Holz- oder Metallbau).

Neben dem Gebäude werden auch die technischen Speicher genutzt, um solare Energie einzuspeichern, wie dies heutzutage auch in konventionellen Eigenverbrauchsoptimierungen gemacht wird. Die Speicher wurden leicht überdimensioniert, es wurden absichtlich keine extra grossen Speicher eingebaut, um a) die Kosten im Griff zu haben (Platzverbrauch) und b) zu zeigen, dass es sinnvoller ist, die Gebäudemasse als thermischen Speicher zu nutzen.

Für die Einbindung der Wärmepumpe wurde ebenfalls eine neue Lösung entwickelt. Anstelle einer Standard-Schnittstelle (EVU-Sperre oder SG-Ready bwp [2013]) wurde eine intelligente Schnittstelle über MODBUS® implementiert. Die Wärmepumpe ist über das LAN-Netz mit dem Eigenverbrauchsmanager verbunden. Dieser steuert vereinfacht folgende Sollwerte variabel an:

- Komfort-Wert des Heizkreis-Vorlaufs ins Gebäude
- Komfort-Wert des Pufferspeichers für die Heizung
- Komfort-Wert des Brauchwarmwasser-Speichers

Die Komfort-Werte für Heiz- und Pufferspeicher entsprechen den Fusspunkten der Heizkurve. Die Heizkurve wird entsprechend nach oben oder unten geschoben je nach solarer Produktion und Bedarf des Gebäudes (durch die Raumtemperatur erfasst). Der Komfort-Wert für Brauchwarmwasser entspricht dem effektiven Sollwert. Dieser wird auch nach oben geschoben in Abhängigkeit der solaren Produktion.

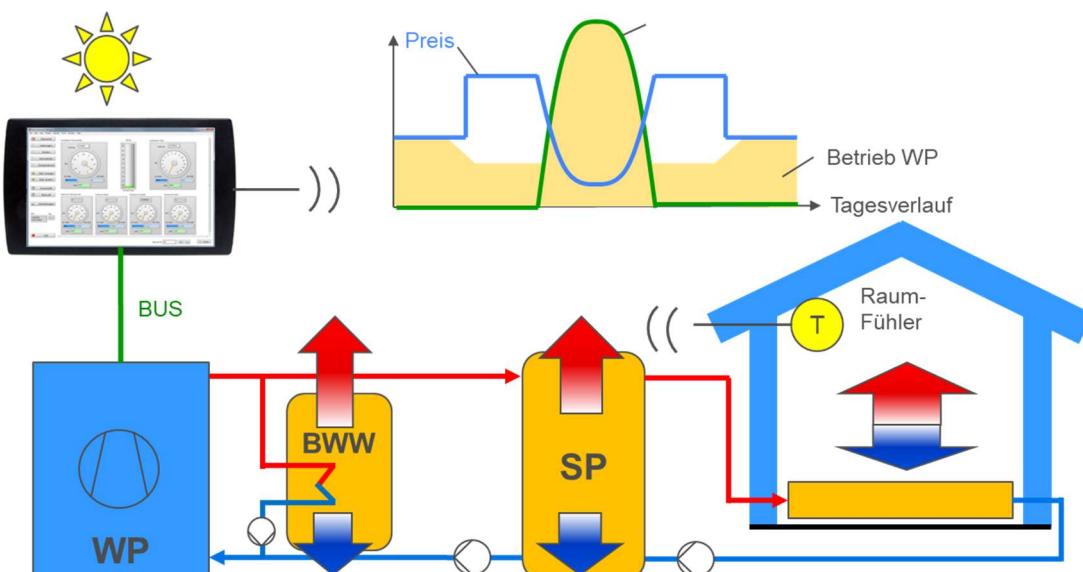


Abbildung 20: Intelligente Einbindung der Wärmepumpe mit Speicherung der thermischen Energie in den technischen Speichern und im Gebäude inkl. Raumtemperaturüberwachung. WP = Wärmepumpe, BWW = Brauchwarmwasser-Speicher, SP = Pufferspeicher, T = Temperaturmessung, BUS = digitales Bussystem zur Kommunikation mit der Wärmepumpe

Auch für die Einbindung der Raumfühler wurde im Rahmen des Projektes eine neue Lösung entwickelt. Diese dienen nicht zur Messung der Raumtemperaturen, sondern auch zur Beeinflussung. Dazu wurden sogenannte KNX®-Raumstationen ins System eingebunden (Abbildung 21 rechts). Über diese können die Sollwerte der einzelnen Wohnungen leicht nach oben oder unten geschoben werden, ohne dass die Bewohner dies merken. Selbstverständlich wurde diese Möglichkeit in den Kauf- bzw. Mietverträgen transparent kommuniziert. Damit kann tagsüber gezielt Energie



eingespeichert werden, ohne dass die Wohnungen überhitzen. Die Bewohner haben jedoch die Möglichkeit, den Sollwert als Ganzes nach oben (+) oder unten (-) zu schieben (im Beispiel-Bild +1°C).

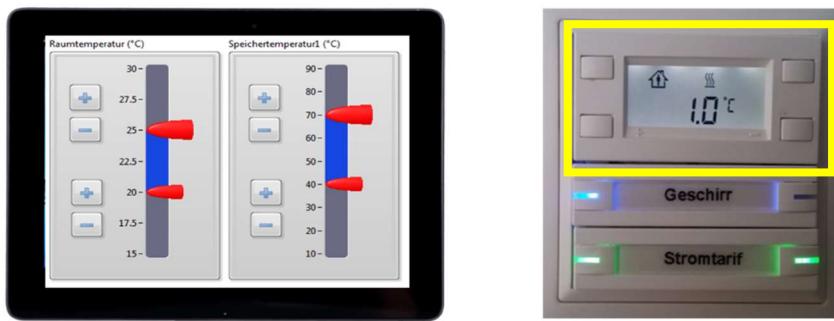


Abbildung 21: Thermomanagement mit zentraler Einstellung des Temperaturbereichs für die Räume und Speicher (links) und Integration der KNX-Raumstationen zur Messung und Beeinflussung der Raumtemperatur (rechts) (Quelle: Smart Energy Control)

Die oben dargestellten Werte sind nur Beispiele. Effektiv wurden folgende Temperaturbereiche eingestellt (Stand Q2/2020):

- Raumtemperatur-Sollwert 21...23°C (für alle Wohnungen gleich, können individuell verstellt werden)
- Pufferspeicher-Komfortwert 21..28°C (abhängig von den Wohnungseinstellungen)
- Komfortwert für Vorlauf ins Gebäude wie Pufferspeicher (über Heizkurve korrigiert)
- Brauchwarmwasser-Sollwert 55..60°C während den Produktionszeiten tagsüber (gestaffelt nach Gebäude) und 45°C ausserhalb der Produktionszeiten (über Zeitprogramme gesteuert)

Im Verlaufe des Projektes wurde festgestellt, dass die alleinige Beeinflussung der Raumtemperaturen über die KNX-Stationen für die Bewohner nicht ausreichten. Deshalb wurde nachträglich eine individuelle Einstellmöglichkeit über das Smartphone implementiert (Abbildung 22).

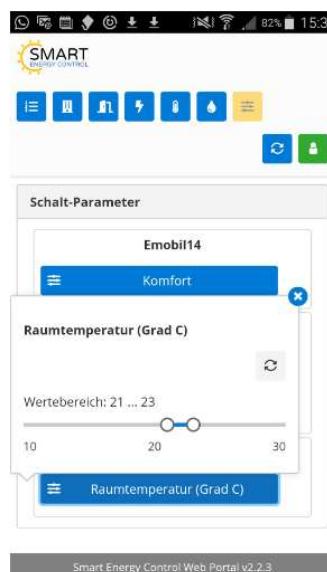


Abbildung 22: Individuelle Einstellmöglichkeit des Raumtemperaturbereichs über das Smartphone (Quelle: Smart Energy Control)





3.7 Intelligente Einbindung der Emobil-Ladestationen

Wichtig für die Optimierung des Eigenverbrauchs im Sommer sind die Elektromobile. Nur mit diesen kann der massive Überschuss der PV-Anlagen auch im Sommer genutzt werden. Abbildung 23 zeigt die Einbindung mehrerer Ladestationen. Der Eigenverbrauchsmanager kommuniziert mit jeder Ladestation via lokales Netzwerk (LAN) über das MODBUS®-Protokoll. Die Ladestation kommuniziert mit dem Fahrzeug über den heutigen IEC-Standard 61851 (Mode 3, PWM-Signal) und verfügt über einen Standard-Stecker Typ 2 für 3phasiges Laden. Sie kann mit maximal 22 kW betrieben werden (32A). Der Ladestrom ist jedoch regelbar in einem Bereich von 6...32A, was einer Leistung von 4..22 kW entspricht.

Der Eigenverbrauchsmanager regelt die Ladestationen wie folgt:

- Laden mit Sonnenstrom (tagsüber): Der aktuelle Überschuss der PV-Anlagen wird in Echtzeit ermittelt und auf die aktiven Ladestationen verteilt. Damit kann 100% Sonnenstrom getankt werden.
- Verteiltes Laden mit Netzstrom (nachts): Der Eigenverbrauchsmanager verteilt die Ladeleistung auf die Ladestationen, so dass diese möglichst gleichmäßig laden und das lokale Stromnetz möglichst wenig belasten (Lastmanagement).

Vor allem der zweite Punkt ist wichtig für einen zukünftigen Ausbau mit vielen Ladestationen. Es können bis zu 10 Ladestationen pro Strang installiert werden, ohne das lokale Stromnetz zu überlasten (bzw. ohne den externen Netzanschluss auszubauen). Wie bereits erwähnt wurden bis jetzt leider erst 2 Ladestationen installiert und das Lastmanagement wird noch nicht benötigt. Allerdings wird die erste Funktion des solaren Ladens z.T. genutzt.

Als weitere Ausbaustufe wurde eine intelligente Ladeplanung in der Software implementiert. Die Benutzer können die Abfahrtszeit und Distanz (km) der nächsten Fahrt eingeben, worauf die Software die optimale (d.h. minimale) Ladeleistung zum Erreichen der gefragten Reichweite berechnet bzw. mit Sonnenstrom lädt, wenn möglich. Auch eine Anbindung an das Smartphone mit Kalender-Synchronisation ist möglich. Leider wird diese Funktion von den Bewohnern aber nicht genutzt, da sie offenbar noch als zu kompliziert empfunden wird. Die Bewohner können jedoch über eine «Komfort»-Funktion das Ladeverhalten leicht beeinflussen (ökologisches vs. Netzladen) bzw. durch einfaches Ein- und Ausstecken tagsüber den Eigenverbrauch erhöhen.

Die Ladestationen sind zudem mit einem geeichten Zähler nach «MID-Vorgabe» bestückt und werden automatisch in die Stromabrechnung der jeweiligen Wohnung miteinbezogen. Der Strompreis wird ebenfalls mit dem variablen Tarif berechnet und entsprechend abgerechnet.

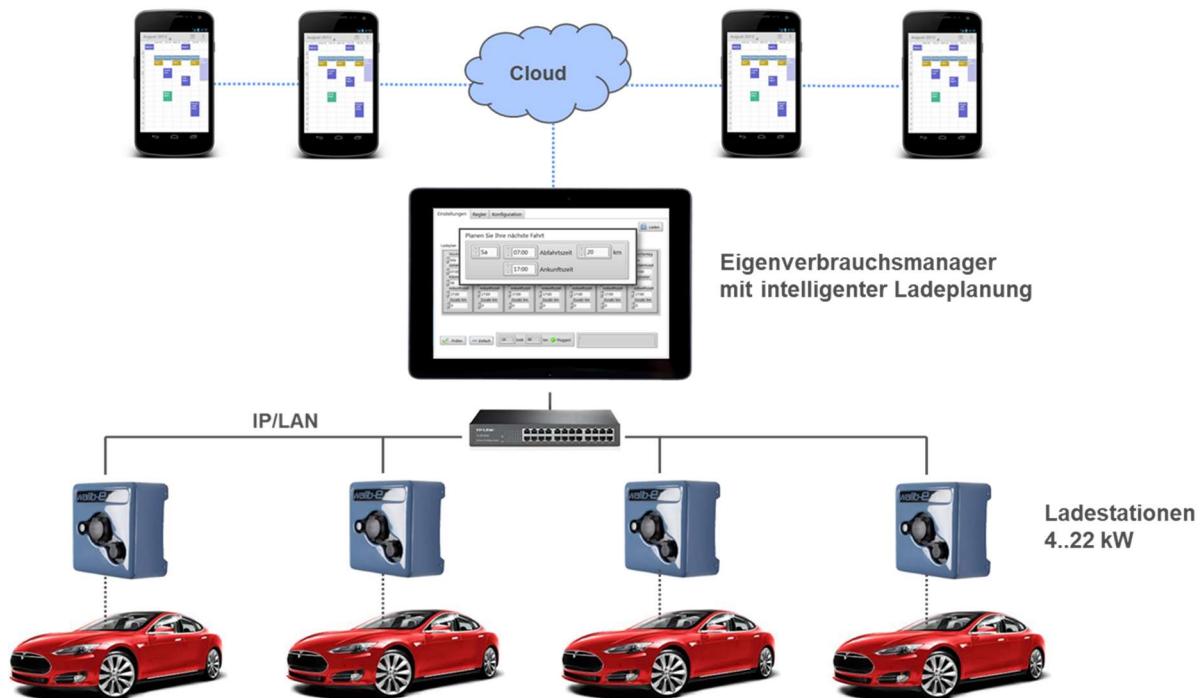


Abbildung 23: Intelligente Einbindung mehrerer Ladestationen (Quelle: Smart Energy Control)

3.8 Intelligente Einbindung der Haushaltgeräte

Über das Areal verteilt sind ca. 70 Haushaltgeräte in den Wohnungen installiert. Dazu gehören die Geschirrspüler, Waschmaschinen und Tumbler. Auch die Haushaltgeräte können über den Eigenverbrauchsmanager intelligent mit Sonnenstrom betrieben werden. Die Einbindung erfolgt über die KNX-Bediengeräte in den Wohnungen (Abbildung 24 Mitte). Über diese kann der Benutzer wählen, ob er die Geräte automatisch mit Sonnenstrom oder manuell betreiben will. Die gleiche Funktion ist über das Smartphone verfügbar, wobei der Benutzer dort noch vorgeben kann, wann das Programm beendet sein soll (Abbildung 24 links).



Abbildung 24: Intelligente Einbindung der Haushaltgeräte. Links: Bedienung über das Smartphone, Mitte: Bedienung über die KNX-Station, Rechts: Waschmaschine und Tumbler als Beispiel (Quelle: Smart Energy Control)



Die Bedienung im Automatik-Modus ist wie folgt (Bespiel Waschmaschine):

- 1) Der Benutzer füllt die Waschmaschine mit Wäsche und drückt an der Maschine den Startknopf
- 2) Der Benutzer drückt den Automatik-Taster an der KNX-Station
- 3) Die Waschmaschine wird vom Eigenverbrauchsmanager automatisch eingeschaltet, wenn genügend Sonnenstrom vorhanden ist. Selbstverständlich wird ein gestartetes Waschprogramm nicht unterbrochen (auch wenn die PV-Produktion abnimmt).
- 4) Optional kann der Benutzer über das Smartphone die gewünschte Zeit eingeben, wann das Programm beendet sein soll (die Wäsche wird dann garantiert bis zu diesem Zeitpunkt gewaschen, auch wenn nicht genügend PV-Produktion vorhanden wäre).
- 5) Der Benutzer kann nach der Arbeit am Abend die gewaschene Wäsche aus der Maschine nehmen.

Selbstverständlich kann der Benutzer jederzeit auch manuell Waschen, indem er auf dem KNX-Taster einfach «manuell» wählt. Durch dieses System ist gewährleistet, dass auch Bewohner vom Eigenverbrauch profitieren können, welche tagsüber nicht zu Hause sind.

Technisch wurde die Integration sehr einfach über Relais gelöst, welche den Stromfluss zum entsprechenden Gerät unterbrechen oder freigeben. Voraussetzung ist ein Haushaltgerät, welches das gewählte Programm auch bei Stromunterbruch hält und von selbst startet. Das ist bei den meisten heutigen Geräten gegeben, wurde aber vorgängig getestet. Waschmaschinen und Geschirrspüler konnten auf diese Weise eingebunden werden. Einzig beim Tumbler gab es Probleme mit der Sicherheit, wenn dieser von selbst gestartet wäre. Deshalb wurden die Tumbler nicht eingebunden.

3.9 Energievisualisierung über Smartphone

Der Benutzer kann seinen eigenen Energieverbrauch und den Verbrauch des gesamten Areals über sein Smartphone (oder über den Webbrowser am PC) visualisieren. Dazu wurde das von Smart Energy Control entwickelte Webportal verwendet. Die folgenden Abbildungen zeigen einige Eindrücke, welche selbsterklärend sind.

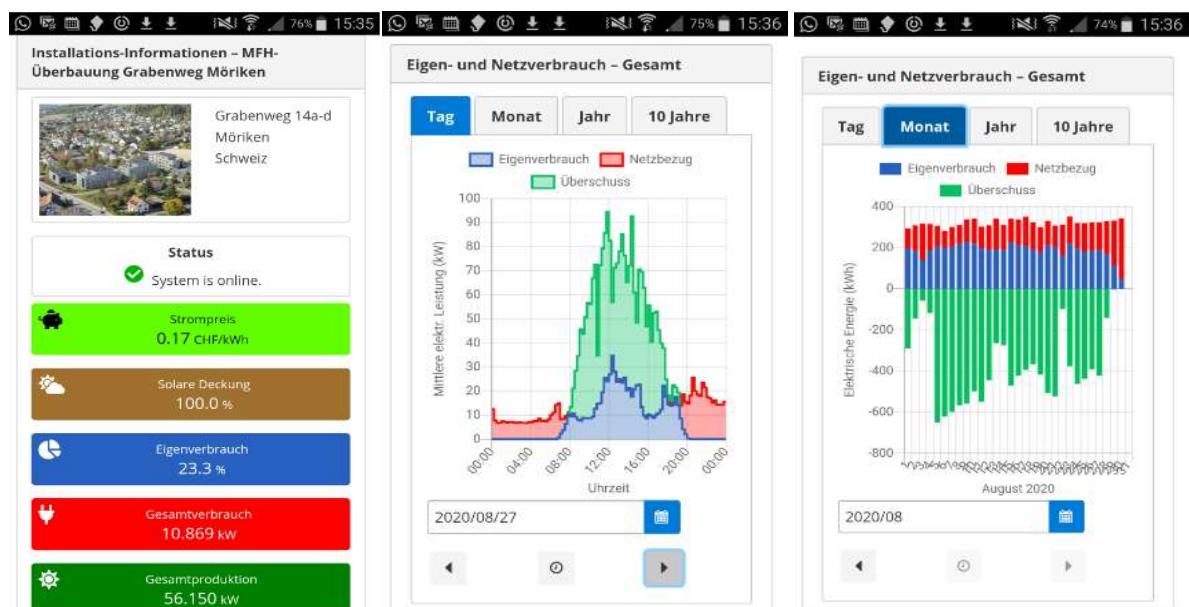


Abbildung 25: Visualisierungen für gesamtes Areal. Links: Einstiegsseite mit Strompreis und Kennzahlen, Mitte: Leistungsverläufe des gesamten Areals, Rechts: tägliche Statistik mit Eigenverbrauch, Netzbezug und Überschuss (Quelle: Smart Energy Control)

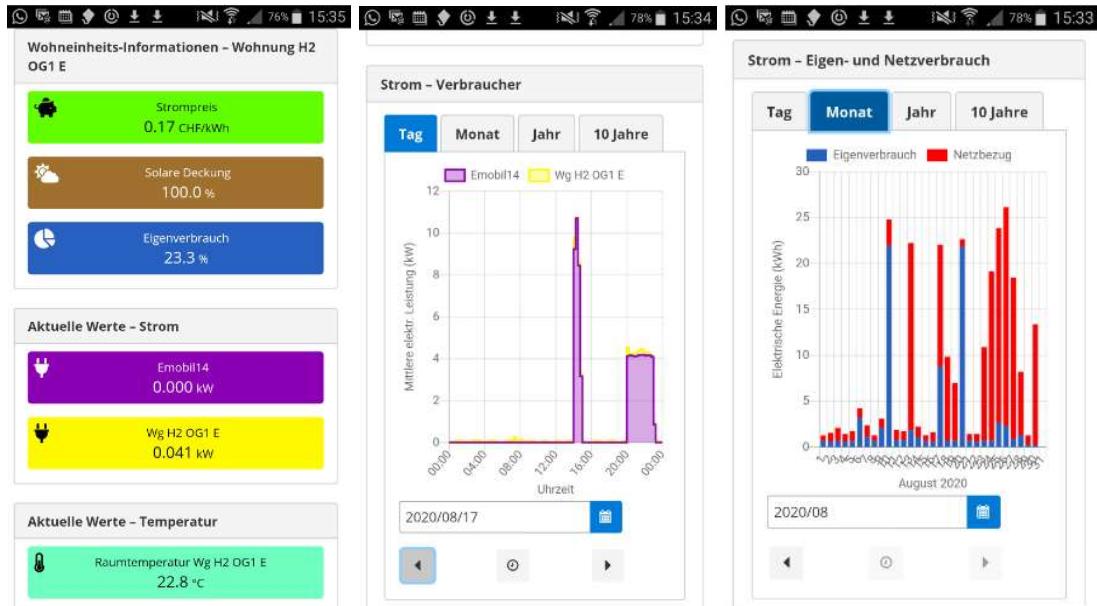


Abbildung 26: Visualisierungen für eine Wohnung. Links: Einstiegsseite mit Strompreis, Kennzahlen und aktuellem Verbrauch, Mitte: Leistungsverläufe der Wohnung (hier mit Elektromobil), Rechts: tägliche Statistik mit Eigenverbrauch und Netzbezug (Quelle: Smart Energy Control)

Durch die Visualisierungen sollen folgende Anreize geschaffen werden:

- Primärer Anreiz: Möglichst viel Sonnenstrom nutzen, Eigenverbrauch maximieren
- Sekundärer Anreiz: Den Verbrauch möglichst tief halten, eigenes Verhalten optimieren

3.10 Abrechnungslösung

In Konsistenz zur Anzeige des variablen Strompreises für die Bewohner wurde ein eigenes Abrechnungssystem entwickelt. Im Gegensatz zu konventionellen Abrechnungssystemen wurde hier eine Abrechnung mit individuellem Anreiz zum Eigenverbrauch implementiert (Abbildung 27). Bewohner mit einem höheren Eigenverbrauchsanteil werden durch tiefere Stromkosten belohnt.

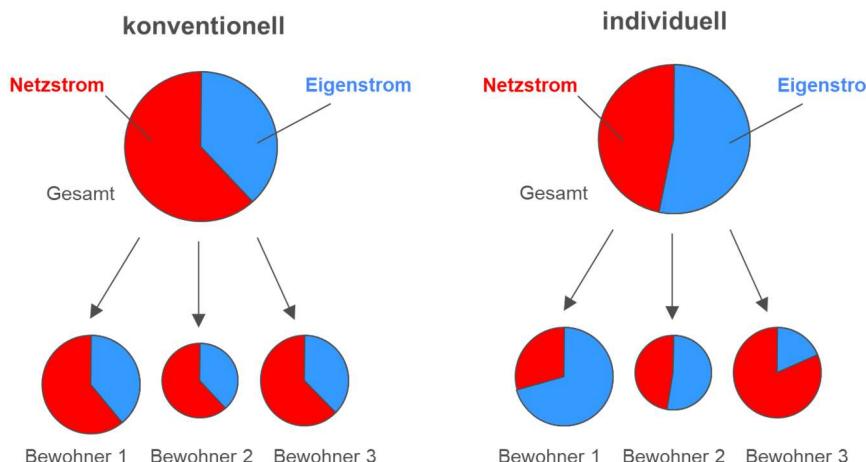


Abbildung 27: Konventionelle vs. individuelle Stromabrechnung mit individuellem Anreiz zum Eigenverbrauch (Quelle: Smart Energy Control)



Damit dies möglich ist, werden die Stromzähler alle 15 Minuten von der Software ausgelesen und gemäss Abbildung 28 der individuelle Eigenverbrauch aus dem Lastgang und dem variablen Eigenverbrauchsanteil berechnet. Die Summe der täglichen Energiewerte werden in verschiedene Tarif-Register geschrieben für Eigenverbrauch und Netzbezug. Diese Abrechnungsart ist einerseits konsistent zum variablen Strompreis und hat andererseits den Vorteil, dass sie einfach nachvollziehbar ist.

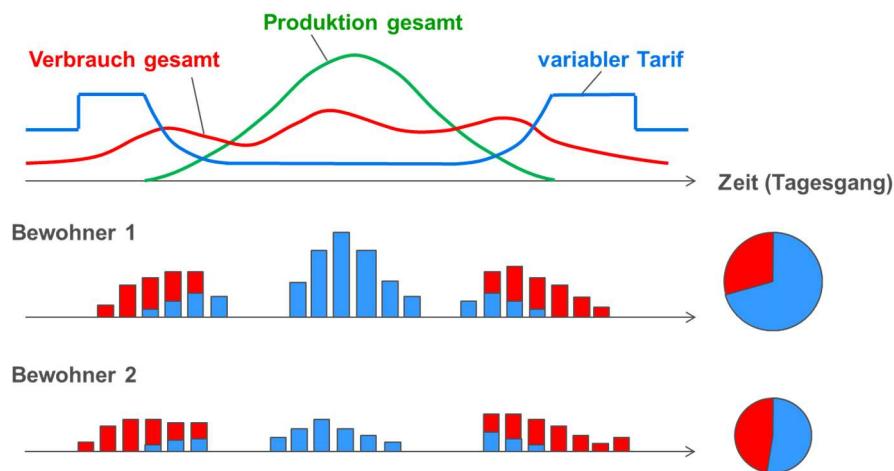


Abbildung 28: Abrechnung mit individuellem Lastgang (Quelle: Smart Energy Control)

Ein Beispiel einer Abrechnung für einen Bewohner ist in Abbildung 29 gezeigt. Wie sofort ersichtlich ist, orientiert sich diese stark an konventionellen Abrechnungslösungen. Der grosse Unterschied ist der Solartarif (grün eingehaumt), mit welchem der Eigenverbrauch bewertet wird. Hier werden die oben berechneten Energiewerte (kWh) der verschiedenen Tarif-Register wiedergegeben. Um möglichst allgemeingültig zu sein, wurde ein Vier-Tarif-System gewählt:

- Netzbezug Hochtarif (HT)
- Netzbezug Niedertarif (NT)
- Solartarif Hochtarif (HT)
- Solartarif Niedertarif (NT)

Typischerweise wird für den Solartarif ein Einheitstarif gewählt (also HT = NT). Der Netztarif wird allerdings in maximaler Transparenz im ursprünglichen Tarifsystem mit HT und NT an den Kunden weitergegeben.



Individuelle Energiekosten

Tarif Rp./kWh	10	10	18.5	11.8	Kosten
Periode	Strom Solar HT	Strom Solar NT	Strom Netz HT	Strom Netz NT	CHF
von	kWh	kWh	kWh	kWh	
01.07.2017	98.40	11.76	63.24	94.50	33.87
01.08.2017	75.80	24.70	75.60	108.30	36.82

	Strom Solar HT	Strom Solar NT	Strom Netz HT	Strom Netz NT	Kosten
	kWh	kWh	kWh	kWh	CHF
Haushalt_EG	69.68	12.03	62.48	113.57	33.13
E-Mobil	104.52	24.43	76.36	89.23	37.55
Total	174.20	36.46	138.84	202.80	70.68

Anteil Allgemeine Energiekosten

Periode	Abrechnungsmethode: Proportional zur Wohnfläche					
	01.07.2017	bis	31.08.2017	10	10	18.5 11.8 Kosten
Tarif Rp./kWh	Strom Solar HT	Strom Solar NT	Strom Netz HT	Strom Netz NT	CHF	
El. Energie Allgemein	21.40	10.20	34.40	53.10	15.79	
Verteilschlüssel Allg. Energiekosten		45.000 %				
Anteil Kosten el. Energie Allgemein		7.11 Fr			7.11	

Anteil Heizkosten

Periode	Abrechnungsmethode: Proportional zur Wohnfläche					
	01.07.2017	bis	31.08.2017	10	10	18.5 11.8 Kosten
Tarif Rp./kWh	Strom Solar HT	Strom Solar NT	Strom Netz HT	Strom Netz NT	CHF	
Produktionskosten Heizenergie	0.50	0.10	0.60	1.10	0.30	
Verteilschlüssel Heizkosten		45.000 %				
Anteil Heizkosten		0.14 Fr			0.14	

Zusammenfassung

Individuelle Abrechnung	70.68
Anteil Allgemeine Energiekosten	7.11
Anteil Heizkosten	0.14
Subtotal	77.92
Rundungsbetrag	-0.02
Rechnungsbetrag	01.07.2017 bis 31.08.2017
	77.90

Abbildung 29: Beispiel-Abrechnung für einen Bewohner, willkürliche Zahlen (Quelle: Smart Energy Control)

Das obige Zahlenbeispiel ist willkürlich, die effektiv gewählten Tarife wurden in Abschnitt 3.3 genannt.

Ansonsten ist die Abrechnung wie folgt aufgeteilt:

- Individuelle Energiekosten: Haushaltstrom in der gewählten Periode inkl. zusätzlichen Komponenten wie z.B. Elektromobil-Ladestationen oder Dispo-Räume (optional)
- Allgemeine Energiekosten: Allgemeinstrom für Beleuchtung des Areals, Liftsystem, usw., mit einem Verteilschlüssel auf die Wohnungen zugeordnet
- Anteil Heizkosten: Produktionskosten für die Heizenergie (hier der elektrische Verbrauch der Wärmepumpen), mit einem Verteilschlüssel auf die Wohnungen verteilt. Wegen dem Minergie-P-Zertifikat und tiefem Heizenergieverbrauch wurde hier keine individuelle Heizkostenabrechnung implementiert.
- Anteil Warmwasserkosten: Produktionskosten für die Brauchwarmwasseraufbereitung (hier der elektrische Verbrauch der Wärmepumpen), mit individueller Verteilung auf die Wohnungen gemäss Wassermengenzähler (im Beispiel nicht dargestellt).

Die Stromrechnungen (inkl. Strom für WW und Heizung) werden automatisch durch die Software erstellt. Quartalsweise werden diese per Email an den Energieversorger (RTB) gesandt, welcher die Rechnungen an die Bewohner verschickt. Die Wasserabrechnungen werden durch die Verwaltung in Rechnung gestellt.



4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Energetische Berechnungen und Auslegung im Vorfeld des Projektes

In der Planungsphase wurden die Leistungen und Energieerträge der Photovoltaik-Anlagen berechnet, siehe Abbildung 30. Die jährliche Produktionsmenge wurde mit 132'547 kWh veranschlagt gegenüber einem Verbrauch von 129'000 kWh, was einer Plus-Energie-Bilanz entspricht. Zudem wurde mit einem Eigennutzungsgrad (Eigenverbrauchsgrad) von 44% und einem Autarkiegrad von 46% für das Areal gerechnet. Für den Netzbezug über das Jahr ist der Autarkiegrad massgebend. Diese Kennzahl ist für die Netznahme relevant. Der jährliche Eigenverbrauchsgrad ist vor allem abhängig von der Grösse der Verbraucher im Sommer im Verhältnis zur PV-Produktion.

Variante	Leistung Dach [kWp]	Leistung Balkon [kWp]	Leistung Fassade [kWp]	Energieer- trag/Jahr [kWh]	Deckungs- grad [%]	Eigennutzungs- grad ¹ [%]	Autarkie [%]
Haus 1 + Garten- haus	33.000	7.650	7.140	37'951	101	45	45
Haus 2	28.050	7.650	0	30'137	161	31	51
Haus 3	28.050	7.650	3.570	32'438	173	30	51
Haus 4	31.020	0	10.200	32'021	244	25	60
Areal	120.120	22.950	20.910	132'547	106	44	46

Abbildung 30: Berechneter Energieertrag Photovoltaik-Anlagen (Quelle: BE Netz AG)

Abbildung 31 zeigt den berechneten monatlichen Verlauf der Produktion und des Verbrauchs mit den beiden Kennzahlen Eigennutzungsgrad und Autarkiegrad. Demnach sollte sich der Eigennutzungsgrad zwischen ca. 30% im Sommer und ca. 90% im Winter bewegen. Der berechnete Autarkiegrad bewegt sich gegenläufig mit ca. 70% im Sommer und ca. 20% im Winter.

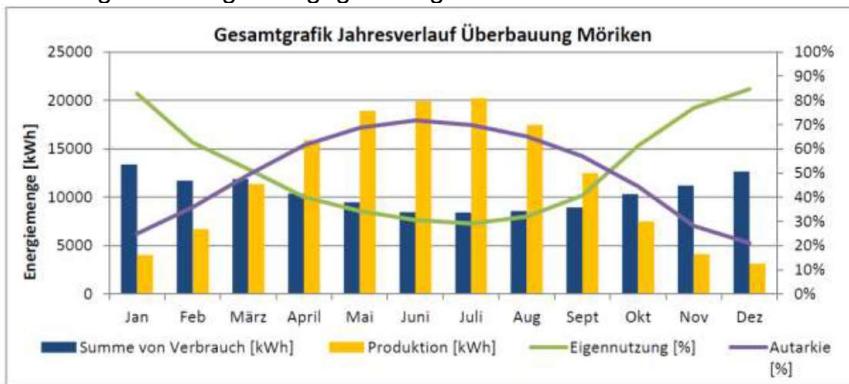


Abbildung 31: Berechneter Jahresverlauf elektrischer Verbrauch / Erzeugung (Quelle: BE Netz AG)

Die thermischen Speicher und Wärmepumpen wurden im Hinblick auf die Eigenverbrauchsoptimierung leicht überdimensioniert. Die Tabelle 1 gibt einen Überblick zu den gewählten Systemen zusammen mit dem Faktor der Überdimensionierung.



Tabelle 1: Dimensionierung der Speicher und Wärmepumpen (Faktoren in Klammern: Überdimensionierung gegenüber Standard-Auslegung)

	Häuser 1 bis 3	Haus 4
Inhalt Pufferspeicher	1'500 Liter (Faktor 3)	720 Liter
Inhalt WW-Speicher	2'190 Liter (Faktor 2)	1'000 Liter
Typ WP	Stiebel Eltron WPF 27 Erdsonden, Passivkühlung, taktend	Stiebel Eltron WPF 10 cool Erdsonden, Passivkühlung, taktend
Heizleistung WP (B0W35)	29.69 kW (Faktor 1.2)	10.31 kW
Elektrische Leistungsaufnahme (B0W35)	6.12 kW	2.05 kW
Leistungszahl, COP (B0W35)	4.85	5.02

Es ist zu beachten, dass obige Dimensionierung der Speicher durch die Grösse des Technikraums begrenzt war und deshalb die angegebenen Faktoren nicht als generelle Empfehlung übernommen werden können. Es wird jedoch für MFH empfohlen, beim WW-Speicher eine Überdimensionierung zu fahren. Die Überdimensionierung des Pufferspeichers spielt bei der thermischen Nutzung der Gebäudemasse als Speicher eine untergeordnete Rolle. Bei der Wärmepumpe wird auch eine leichte Überdimensionierung empfohlen (nächstgrösseres Gerät wählen), damit die kürzeren Laufzeiten durch eine höhere Leistung kompensiert werden.

4.2 Inbetriebnahme und Optimierungen

Um die Auswertungen in den folgenden Abschnitten zu verstehen, muss zunächst der Verlauf der Inbetriebnahme der verschiedenen Gebäude sowie die durchgeföhrten Optimierungen erläutert werden. Da es sich um ein komplett neues System im ersten Betriebsjahr handelte, mussten im Verlaufe des Jahres einige Anpassungen an den Software-Einstellungen vorgenommen werden. Die folgende Tabelle zeigt die wesentlichen Ereignisse mit den jeweiligen Terminen.

Tabelle 2: Inbetriebnahme-, Bezugs- und Supportplan Möriken-Wildegg. IBN = Inbetriebnahme (Quelle: Smart Energy Control, Abrechnungs- und Supportplan)

Datum	Typ	Ereignis
Jan-Feb 2019	IBN	Inbetriebnahme des «Eigenverbrauchsmanagers» und Test aller Funktionen
01.04.2019	Bezug	Bezug erste Wohnungen in den Gebäuden 1 und 2
01.07.2019	Bezug	Alle Wohnungen im Gebäude 1 bezogen
01.08.2019	Bezug	Bezug erste Wohnungen im Gebäude 3 und 4
01.09.2019	MB	Messperiode Beginn
13.09.2019	Bezug	Alle Wohnungen im Gebäude 2 bezogen
01.10.2019	Bezug	Weitere Wohnungen in den Gebäuden 3 und 4 bezogen
25.10.2019	Support	Diverse Meldungen der Bewohner: Wohnungen zu kühl. → Komfort-Vorgaben für die Wärmepumpe wurde in allen Gebäuden erhöht (Pufferspeicher-Sollwert von 18..22°C auf 25..30°C).
16.12.2019	Support	Wasserzähler liefern z.T. falsche Werte (Gebäude 4 10x zu hohe Werte) → Wasserzähler IDs getauscht und Wärmezähler-Faktor in Software angepasst
Ende 2019	Bezug	Alle Wohnungen bezogen.
07.01.2020	Support	Diverse Beschwerden der Bewohner: Wohnungen zu kalt. → Raumtemperatur-Vorgaben für alle Wohnungen auf 24..25°C hochgestellt.



9./10.04.2020	Support	Gemessene Raumtemperaturen viel zu hoch → Raumtemperatur-Vorgaben für alle Wohnungen auf 22..24°C reduziert.
10./11.04.2020	Support	Software-Bugs im Regler für Heizungsoptimierung behoben (Stellwerte waren am oberen oder unteren Anschlag) → Komfort-Stellwerte verteilen sich nun wie ursprünglich vorgesehen proportional auf den vorgegebenen Bereich.
14.04.2020	Support	Warmwasser-Zeitprogramme verlängert → Zeitprogramme für alle Gebäude verlängert, so dass auch noch gegen Abend WW produziert werden kann.
21.04.2020	Support	Warmwasser-Zeitprogramme gestaffelt → Gestaffelte Zeitprogramme für die verschiedenen Gebäude, so dass weniger Überschneidungen stattfinden.
1.-5.5.2020	Support	Wunsch der Bewohner nach individueller Vorgabe der Raumtemperaturen → Software-Update mit der Möglichkeit, dass die Bewohner ihre individuellen Raumtemperatur-Bereich über das Smartphone beeinflussen können. → Default-Vorgaben 21..23°C → Die Vorgaben der Wohnungen beeinflussen auch automatisch die Vorgaben der Wärmepumpe
06.05.2020	Support	Gestaffeltes WW-Zeitprogramm nochmals leicht optimiert
12.05.2020	Support	Hohe WW-Verluste durch Zirkulationsleitungen. → Zirkulationsleitung in Gebäude 1 über Zeitschaltuhr nachts von 22:00 bis 05:00 deaktiviert.
Jun-Aug 2020	Support	Diverse Meldungen der Bewohner wegen zu hohen Raumtemperaturen im Sommer → Kann durch «Eigenverbrauchsmanager» nicht direkt beeinflusst werden
31.08.2020	ME	Messperiode Ende



4.3 Visualisierungen und detaillierte energetische Auswertung

Smart Energy Control hat ein Webportal entwickelt, über welches detaillierte Energiestatistiken abgefragt werden können. Folgend sind die wichtigsten Daten der vergangenen Betriebsperiode bis Ende August 2020 wiedergegeben.

4.3.1 Elektrische Energie gesamtes Areal

Abbildung 32 zeigt die monatliche Energiestatistik des gesamten Areals im Jahre 2019 seit Inbetriebnahme. Im Verlaufe des März wurde das System in Betrieb genommen, Ende April wurden die ersten Wohnungen in den Häusern 1 und 2 bezogen. Die Wohnungen in den Häusern 3 und 4 wurden erst später bezogen (Anfang August bis Anfang Oktober). Ab Oktober war das Areal praktisch voll besetzt, es gab aber noch einige Wohnungswechsel und Optimierungen am System (siehe Abschnitt 4.2).

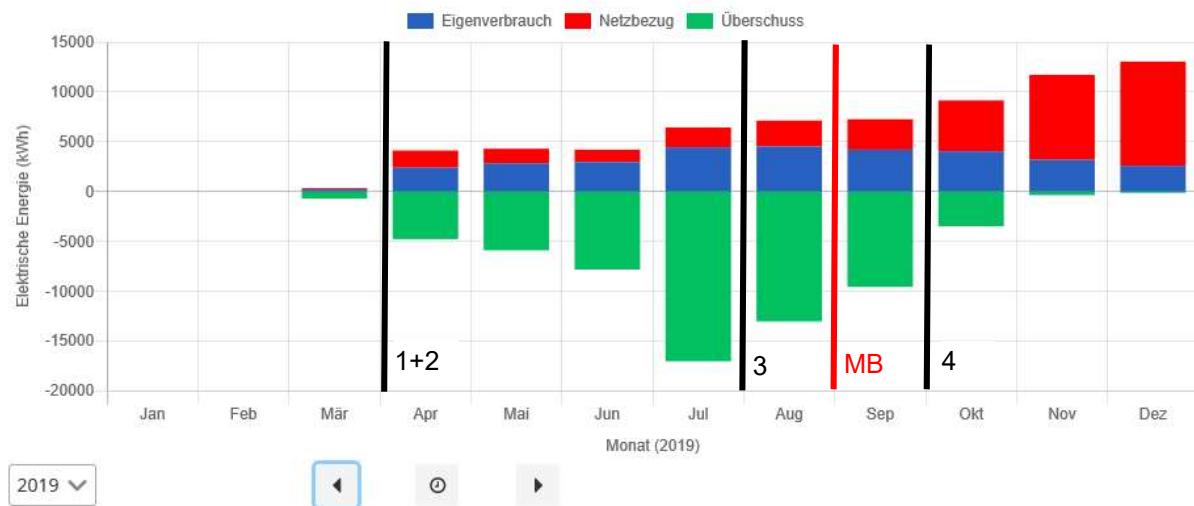


Abbildung 32: Gemessener monatlicher Eigenverbrauch, Netzbezug und Überschuss in kWh im Jahr 2019. 1+2 = Bezug erste Wohnungen im Haus 1 und Haus 2, 3 = Bezug Wohnungen im Haus 3, 4 = Bezug aller Wohnungen im Haus 4, MB = Messbeginn

Abbildung 33 zeigt die monatliche Statistik im Jahre 2020 bis zum Ende der Messperiode. Auch in dieser Periode wurden noch einige Optimierungen am System vorgenommen (siehe Abschnitt 4.2).

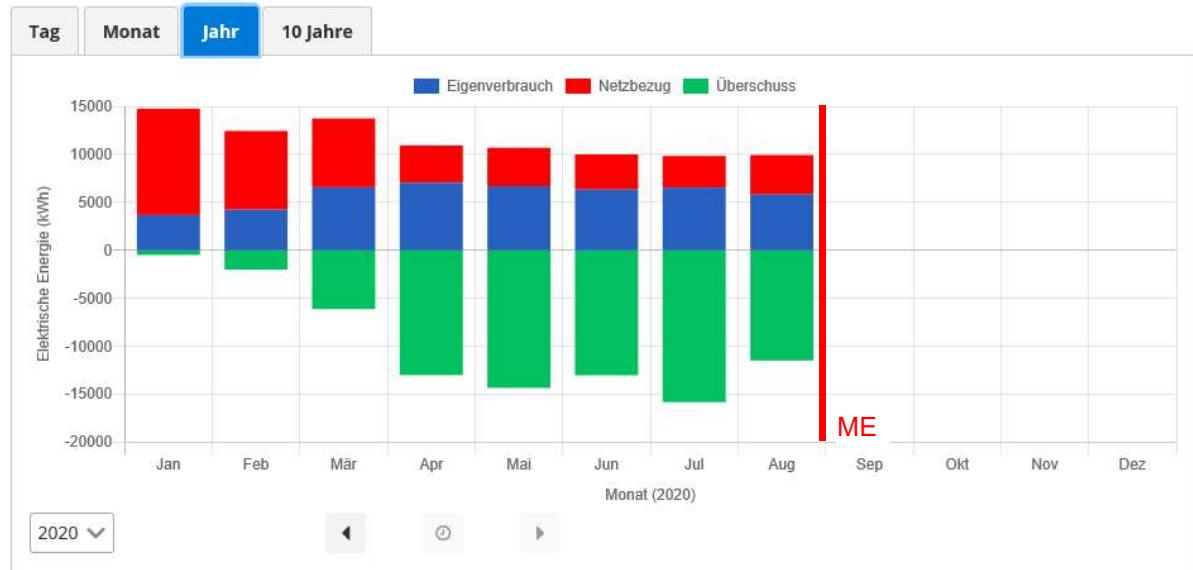


Abbildung 33: Gemessener monatlicher Eigenverbrauch, Netzbezug und Überschuss in kWh im Jahr 2020, ME = Messende

Dennoch können für das Areal erste Aussagen gemacht werden aus der jährlichen Messperiode. Dazu wird der Eigenverbrauch (blau) im Verhältnis zum Netzbezug (rot) und dem eingespeisten Überschuss (grün) betrachtet. Auf den ersten Blick wird deutlich, dass im Sommer eine hohe Menge an Strom ins externe Netz eingespeist wird. Dies ist mit der grossen PV-Installationsleistung von 160 kWp zu begründen. Demgegenüber sind im Sommer wenig elektrische Verbraucher vorhanden. Auf den zweiten Blick ist der relativ hohe Netzbezug im Winter auffällig. Die «Durststrecke» mit tiefer PV-Produktion läuft von November bis Januar, da sich in dieser Zeit häufig Nebelsituationen einstellen. Demgegenüber wird in derselben Periode praktisch keine Energie ins Netz eingespeist (grüne Balken). Die Eigenverbrauchsoptimierung nutzt also praktisch den gesamten Solarstrom für die lokale Deckung (blaue Balken). Eine Reduktion des Netzbezugs könnte demnach nur über eine Reduktion des Bedarfs erreicht werden. Das grösste Optimierungspotential liegt in den «Übergangsperioden» im Herbst und Frühling. Ab März ist eine markante Steigerung des Eigenverbrauchs erkennbar, welche bis in den Herbst anhält.

Folgend sind tägliche Statistiken für jeweils einen Monat der vier Jahreszeiten aufgezeigt. Abbildung 34 zeigt die Statistik für den Sommer-Monat Juli. Hier wird ein grosser Überschuss ins Netz eingespeist, aber nur eine kleine Menge an Energie aus dem Netz bezogen (nachts). Mit einer stationären Batterie von ca. 150 kWh könnten alle Netzbezüge auf null reduziert werden (rote Balken) und das Areal wäre vollständig autark. Der Eigenverbrauch könnte nur erhöht werden, indem mehr Verbraucher zugeschaltet würden (z.B. Elektromobile).



Abbildung 34: Tägliche Statistik Juli 2020

Im Gegensatz zu oben zeigt Abbildung 35 den Wintermonat Dezember. Hier wird sofort ersichtlich, dass praktisch kein Überschuss ins Netz eingespeist wird. Es wird also das regelungstechnische Maximum an Eigenverbrauch rausgeholt. Die Produktion ist wegen häufigen Nebels im Dezember klein, weshalb auch der Eigenstromanteil klein ist (blau). Auch mit einer stationären Batterie könnte der Netzbezug nicht wirklich reduziert werden (diese wäre praktisch immer leer).

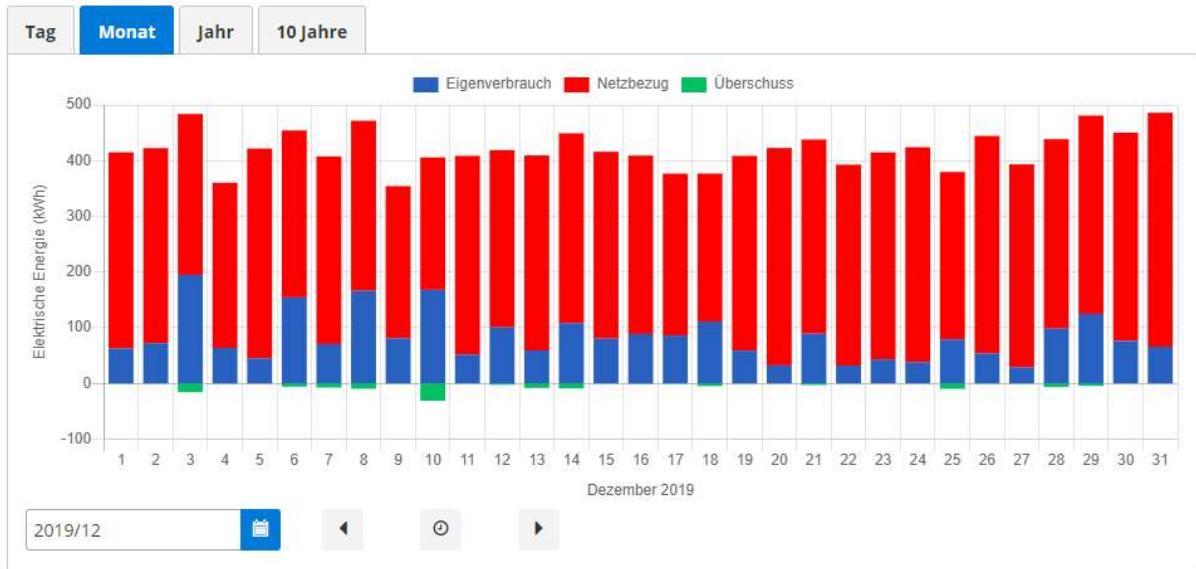


Abbildung 35: Tägliche Statistik Dezember 2019

Interessanter sind nun die Übergangsmonate im Herbst und Frühling. Abbildung 36 zeigt den Herbstmonat Oktober. Hier sind die einzelnen Tage recht unterschiedlich. Es gäbe noch Optimierungspotential zwischen Tag und Nacht. Eine grosse stationäre Batterie (150..200 kWh) könnte einzelne Nächte überbrücken, jedoch nicht alle (ab 28. Oktober wäre sie schnell leer). Mit



gezieltem Laden von Elektromobilen oder zusätzlichen Verbrauchern könnte der Eigenverbrauch an den sonnigen Tagen noch gesteigert werden. Dieselben Aussagen gelten im Prinzip auch für den Frühlingsmonat März in Abbildung 37.

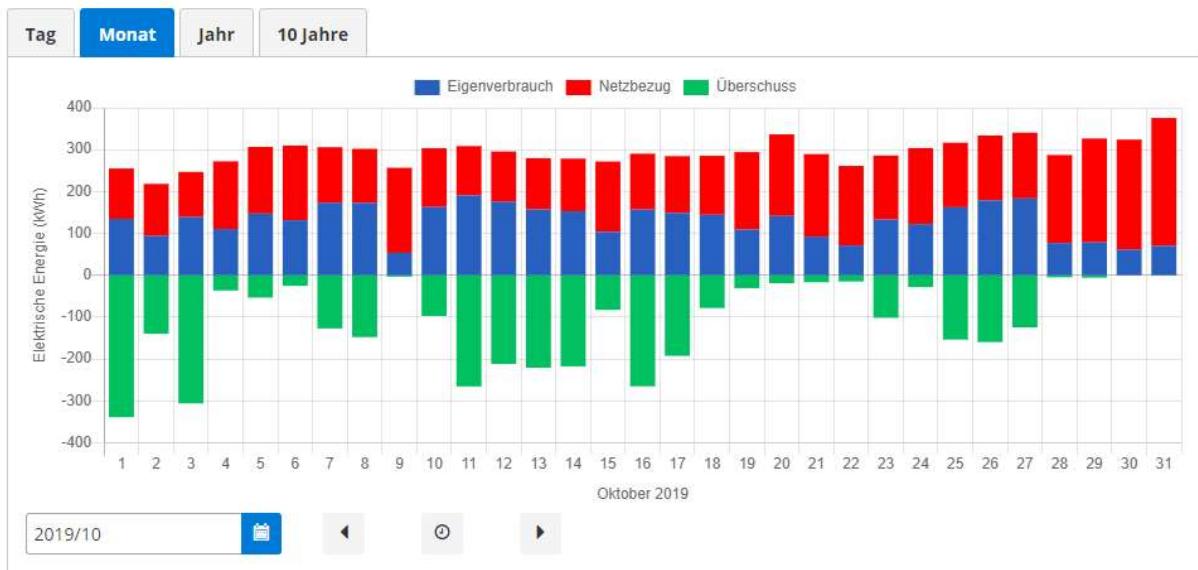


Abbildung 36: Tägliche Statistik Oktober 2019

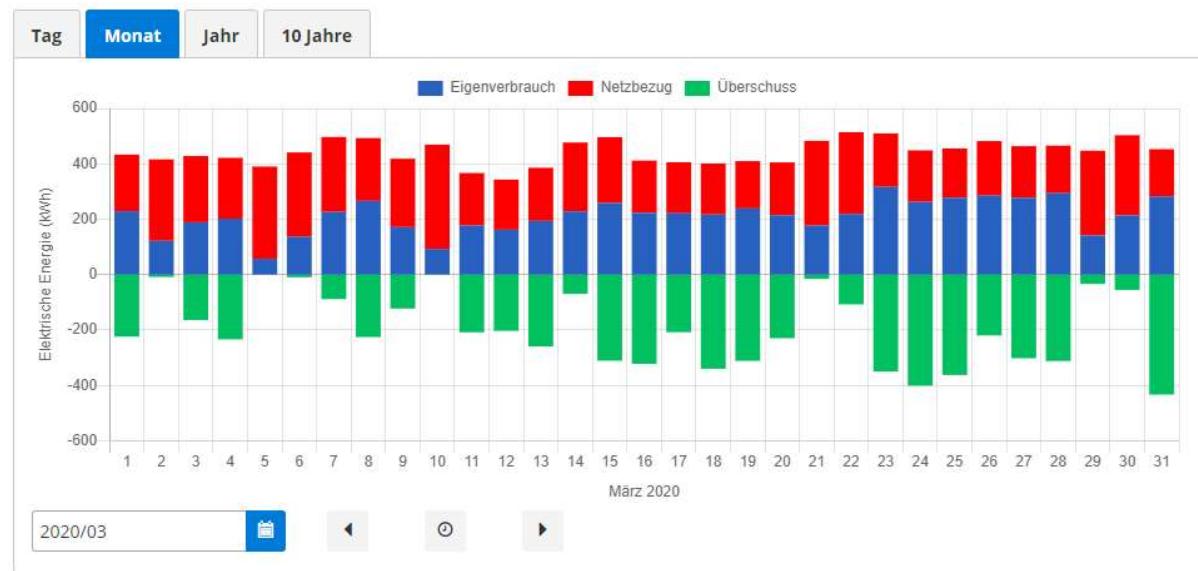


Abbildung 37: Tägliche Statistik März 2020

Folgend sind einzelne Beispieldage aus den vier Jahreszeiten wiedergegeben, um die Situation näher zu betrachten. Abbildung 38 zeigt einen schönen Sommertag. Hier ist die hohe Produktion der PV-Anlagen mit einer effektiven Peak-Leistung von über 100 kW ersichtlich. Der Verbrauch wird tagsüber regelungstechnisch etwas angehoben im Gegensatz zur Nacht. Dennoch ist ein hoher Überschuss



vorhanden, welcher ins Netz eingespeist wird. Dieser könnte nur durch zusätzlich steuerbare Verbraucher reduziert werden (z.B. Elektromobile). Hier wurde aus Effizienzüberlegungen bewusst auf Elektro einsätze in Boilern verzichtet. Auch auf eine aktive Klimatisierung der Gebäude wurde verzichtet, obwohl hier ein erhebliches Potential wäre.

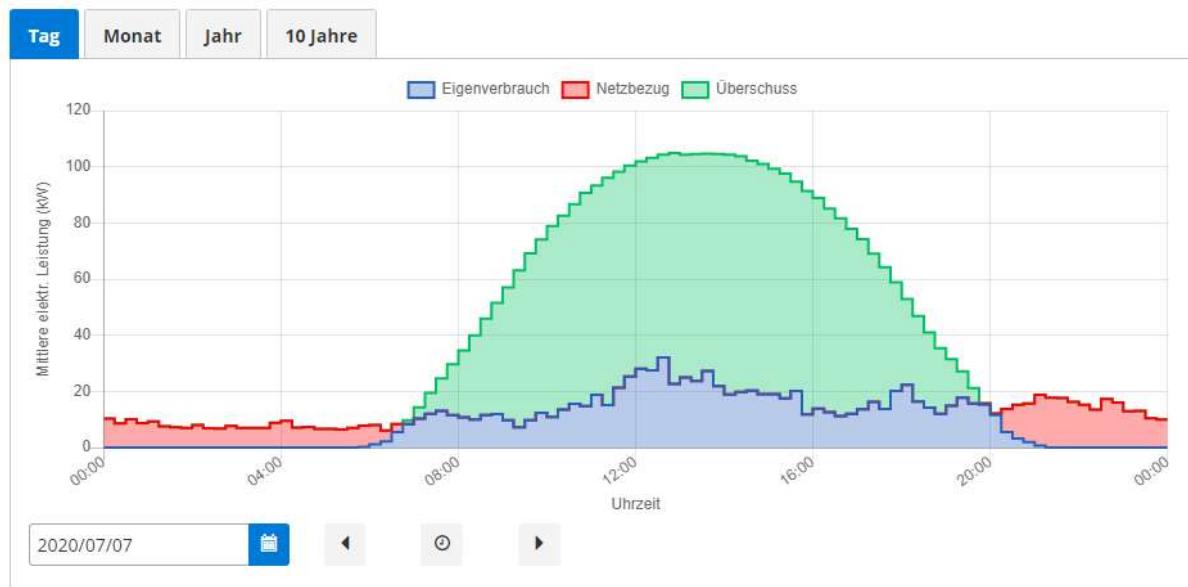


Abbildung 38: Beispiel sonniger Sommertag, 7. Juli 2020

Im Gegensatz zu oben zeigt Abbildung 39 einen Wintertag ohne solaren Überschuss, wie er in den Monaten November bis Januar aufgrund der Nebelsituationen häufig vorkommt. Regelungstechnisch wurde hier das Maximum rausgeholt. Es wird deutlich, dass der Verbrauch tagsüber angehoben wird, um den Netzbezug gleichmäßig auf die 24 Stunden zu verteilen (roter Anteil). Damit wird ein weiteres regelungstechnisches Ziel erfüllt, den Spitzenbezug im Winter zu reduzieren (an diesem Tag beträgt er nur ca. 25 kW). Die kleine solare Produktion wird vollständig verbraucht (blauer Anteil).

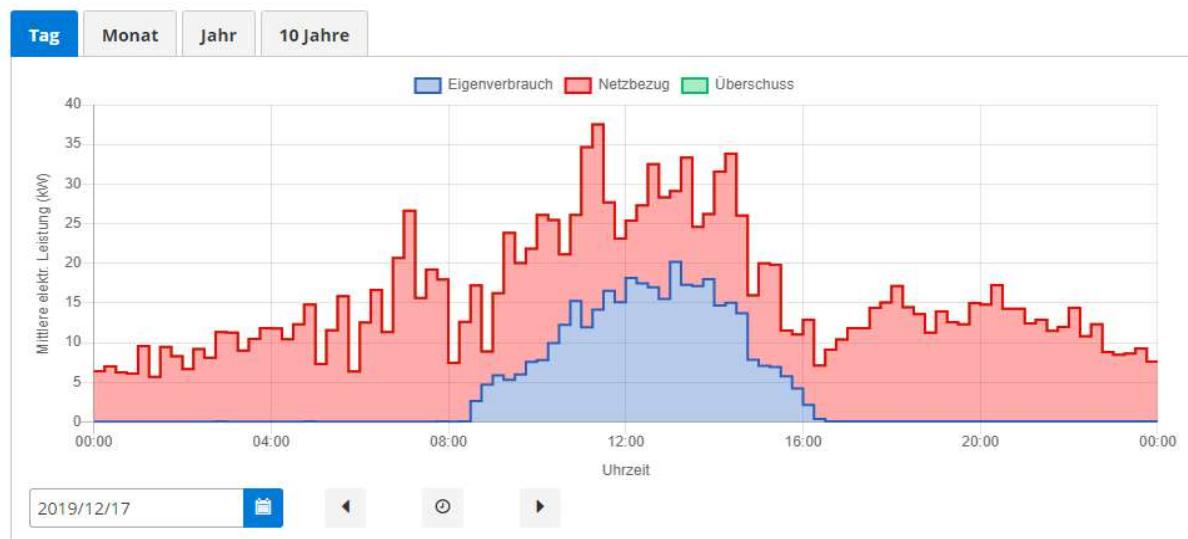


Abbildung 39: Beispiel nebliger Wintertag, 17. Dezember 2019



Abbildung 40 zeigt einen wechselhaften Herbsttag mit Wolken. Dies führt zu erheblichen Schwankungen in der PV-Produktion. Dennoch kann ein relativ grosser Anteil selbst verbraucht werden. Die Einspeisespitzen können leicht gebrochen werden (an diesem Tag ca. 20 kW Reduktion der maximalen Spitze).

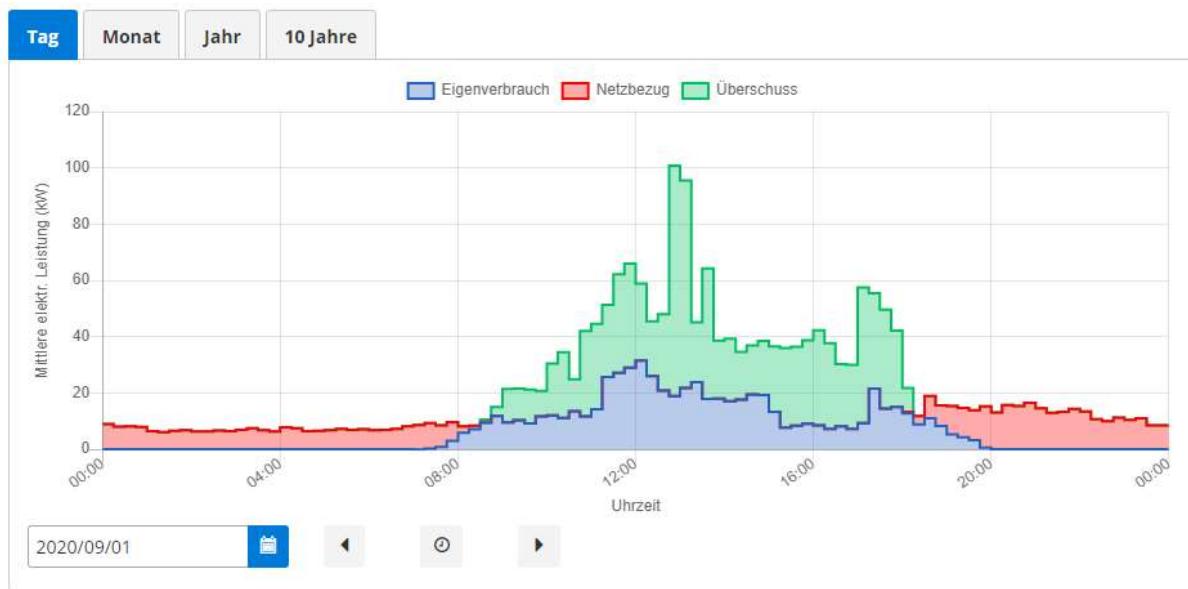


Abbildung 40: Beispiel wechselhafter Herbsttag, 1. Sept. 2020

Abbildung 41 zeigt einen sonnigen Frühlingstag, welcher allerdings im Vergleich zum Sommertag in Abbildung 38 einen wesentlich tieferen Sonnenstand mit späterem Produktionsstart am Morgen und früherem Produktionsende am Abend aufzeigt. Der Eigenverbrauchsanteil ist an diesem Tag relativ hoch und wurde regelungstechnisch optimiert (höchster Verbrauch am Mittag). Allerdings liegt der Netzbezug am Abend bei ca. 20...30 kW aufgrund des Stromverbrauchs in den Haushalten. Im März ist zudem noch Heizsaison und die Wärmepumpen laufen.

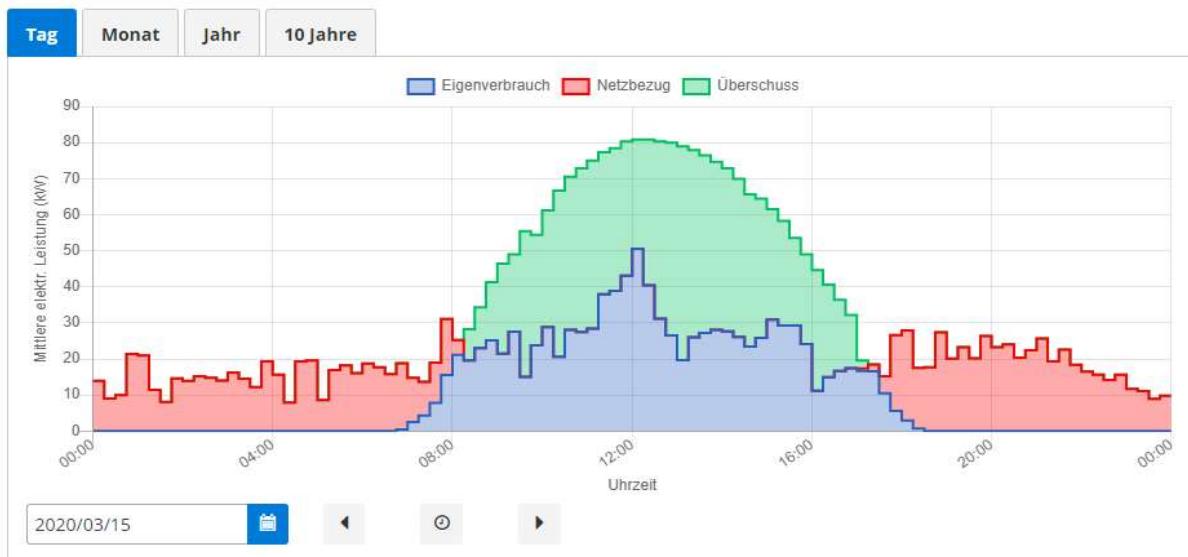


Abbildung 41: Beispiel schöner Frühlingstag, 15. März. 2020



Abbildung 42 zeigt einen teilweise sonnigen Herbsttag. Hier ziehen nachmittags Wolken auf. Dennoch liegt die Verbrauchskurve gut in der Produktion. Abends liegt der Netzbezug auf ca. 15..20 kW und reduziert sich dann nachts auf unter 10 kW. Auch hier läuft noch mindestens eine Wärmepumpe, was an den Taks in der Nacht klar ersichtlich ist.

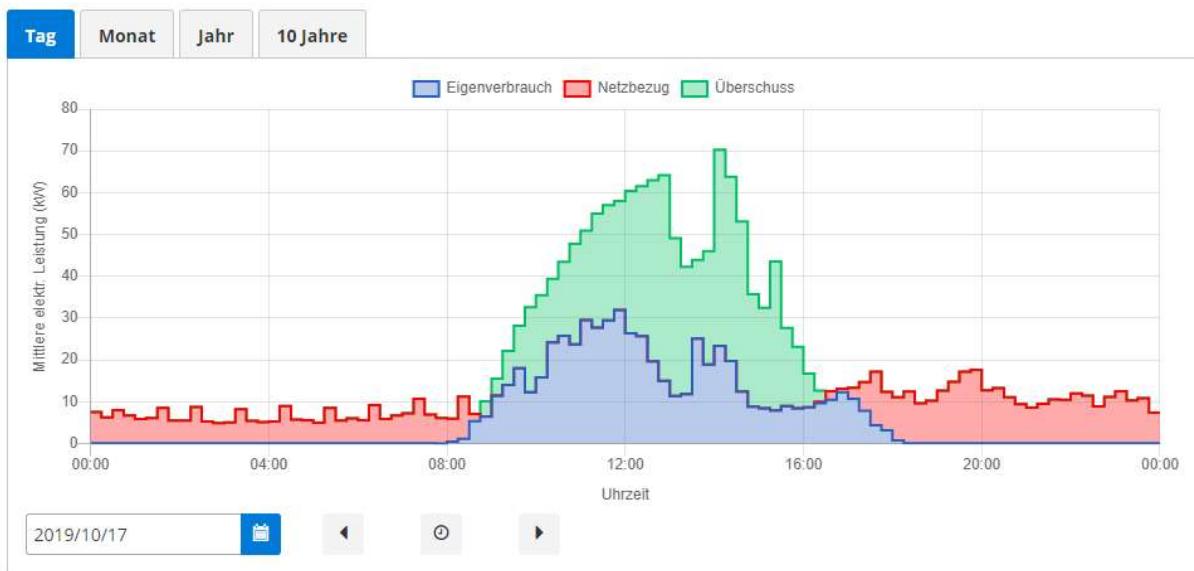


Abbildung 42: Beispiel teilweise sonniger Herbsttag, 17. Oktober 2019

4.3.2 Elektrische Energie einzelner Gebäude

Folgend werden die Verbräuche einzelner Gebäude betrachtet. Abbildung 43 zeigt die Situation für das Gebäude 1 mit den Allgemeinverbrauch (orange) sowie den elektrischen Verbrauch der Wärmepumpe für das Heizen (dunkelblau) und die Warmwasserproduktion (hellblau). Zum Allgemeinverbrauch gehören Beleuchtung und Lift. Entsprechend der Witterung nimmt der Energieverbrauch für das Heizen in den Wintermonaten stark zu. Der Energieverbrauch für das Warmwasser nimmt ebenfalls leicht zu, was neben dem etwas höheren Verbrauch auch auf die zunehmende Belegung der Wohnungen zurückzuführen ist. Die Verbräuche für «WP Heizen» im Sommer sind natürlich nicht auf das Heizen zurückzuführen, sondern auf den Energieverbrauch der Umwälzpumpen und der WP-Steuerung, welche ebenfalls dem «Heizen» zugeschlagen wird. In den Hitzemonaten Juli-August läuft zudem das «Natural Cooling» über die Sonde. Dieser Verbrauch ist jedoch nicht merklich sichtbar, da nur die entsprechenden Umwälzpumpen laufen (für Sonden- und Gebäudekreislauf).

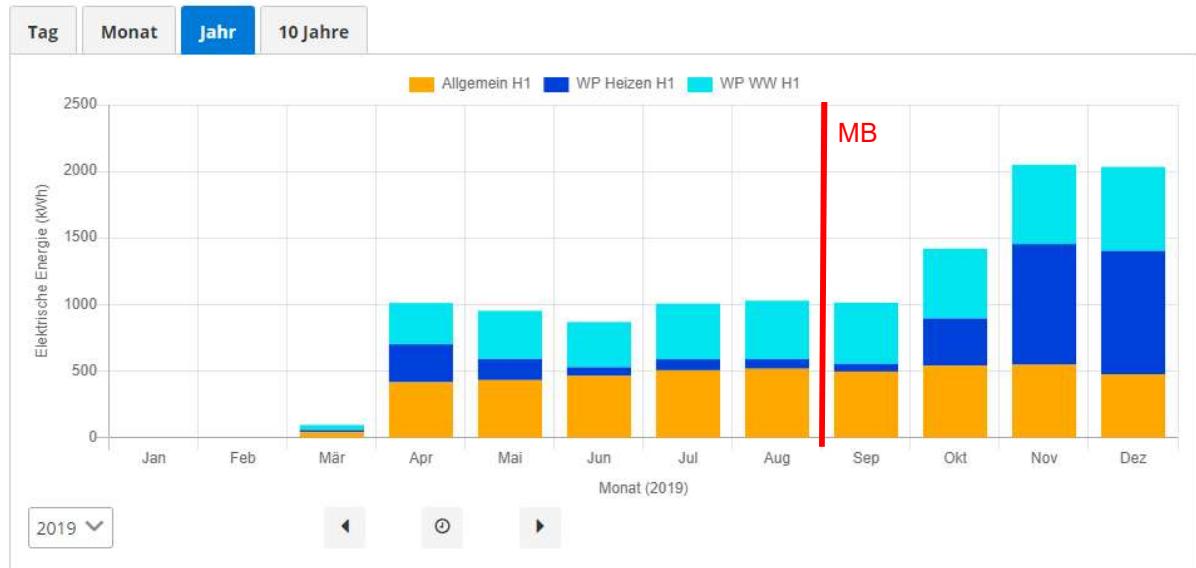


Abbildung 43: Gebäude 1, Allgemeinstrom und Wärmepumpen: gemessener monatlicher Verbrauch in kWh im Jahr 2019, MB = Messbeginn

Der höchste Verbrauch für das Heizen war im Januar 2020. Hier ist anzumerken, dass die Raumtemperaturen aufgrund von Beschwerden einzelner Bewohner anfangs Januar stark erhöht wurden (siehe Abschnitt 4.2). Diese wurden dann im April wieder auf vernünftige Werte reduziert.

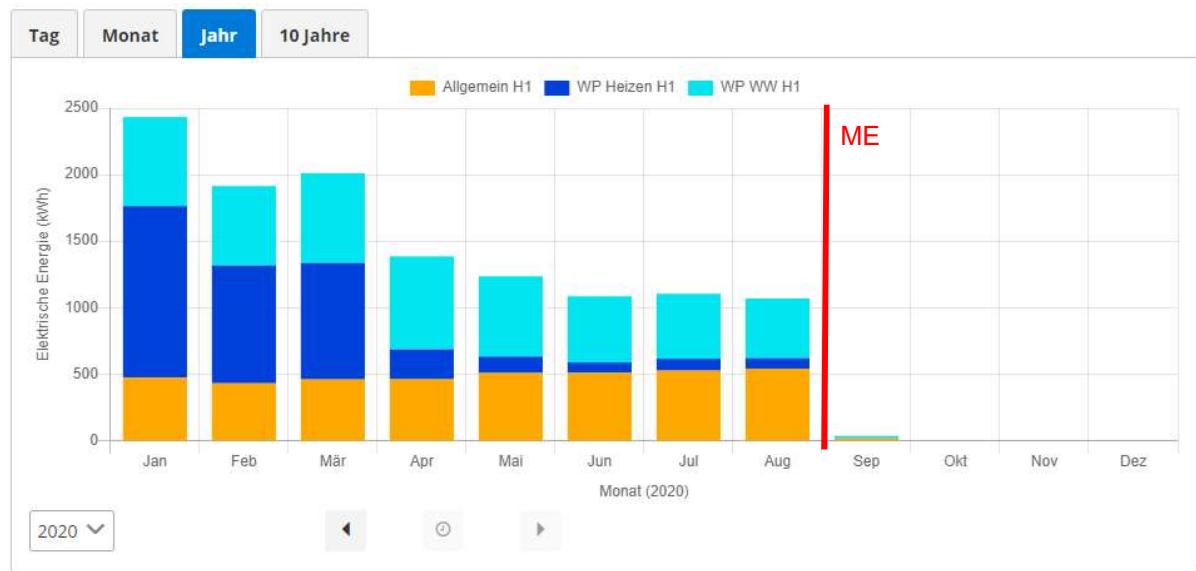


Abbildung 44: Gebäude 1, Allgemeinstrom und Wärmepumpen: gemessener monatlicher Verbrauch in kWh im Jahr 2020, ME = Messende

Die Statistik der Gebäude 2 und 3 sind ähnlich wie bei Gebäude 1, weshalb sie hier nicht separat dargestellt werden. Bei Gebäude 4 ist der Verbrauch wesentlich tiefer, da dieses Gebäude kleiner ist und weniger Wohnungen hat. Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen die entsprechenden Daten. Relativ gesehen sind die Verläufe ähnlich wie bei Gebäude 1, allerdings ist die Inbetriebnahme und



Bezug der Wohnungen später, was sich in tiefen Verbräuchen für das Heizen bis im Oktober widerspiegelt. Im Gebäude 1 wird jedoch im Verhältnis mehr Warmwasser produziert, dies ist speziell im Sommer 2020 ab Juni ersichtlich. Offenbar ist da bei einzelnen Bewohnern ein erhöhter Warmwasserbedarf vorhanden.

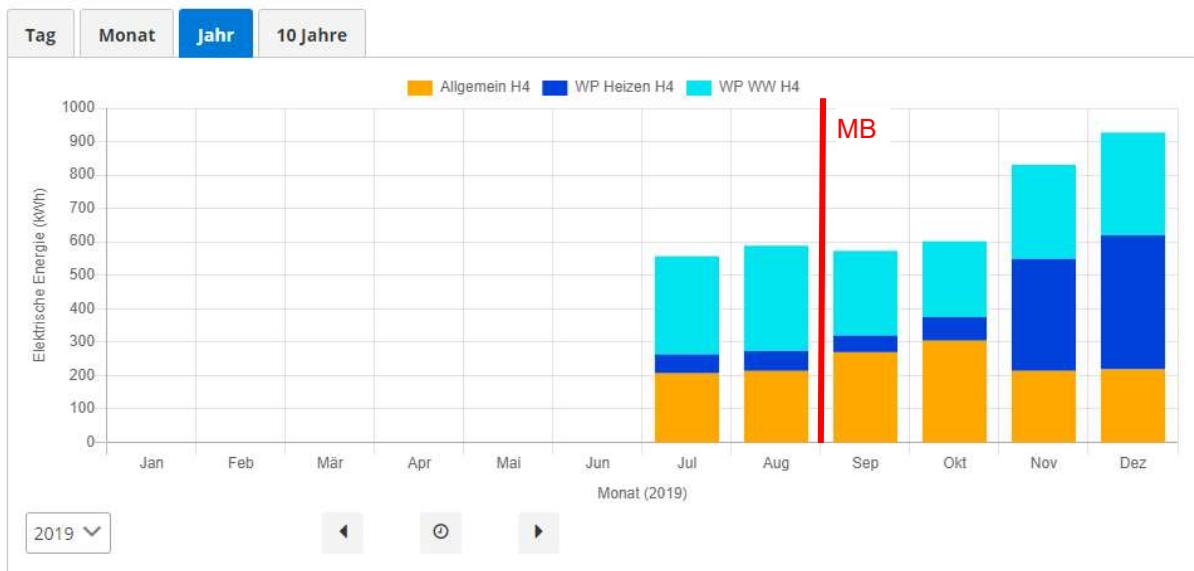


Abbildung 45: Gebäude 4, Allgemeinstrom und Wärmepumpen: gemessener monatlicher Verbrauch in kWh im Jahr 2019, MB = Messbeginn

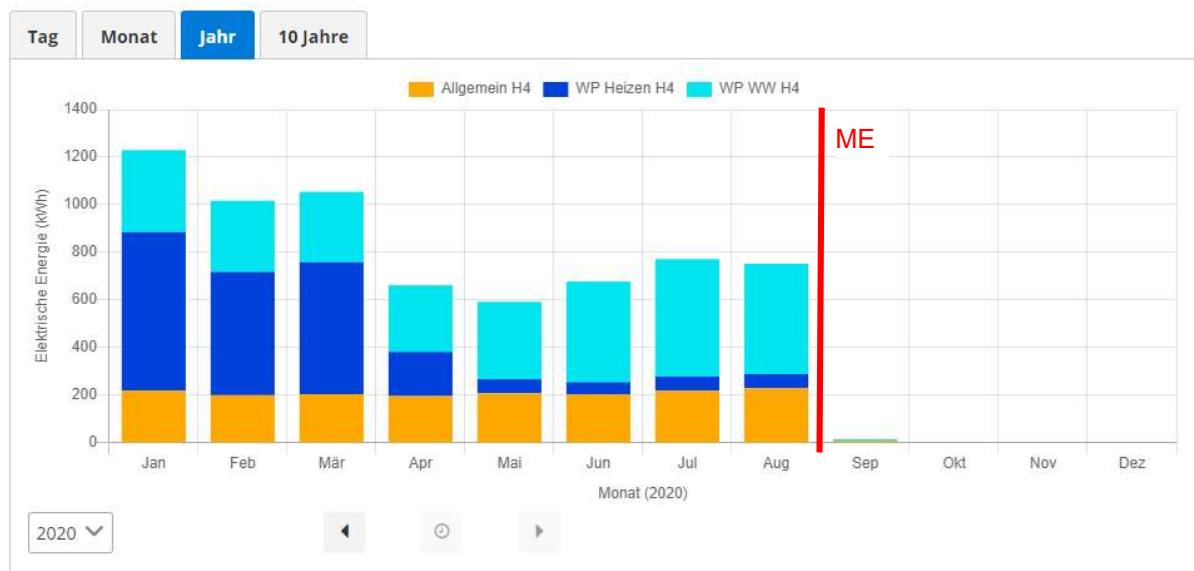


Abbildung 46: Gebäude 4, Allgemeinstrom und Wärmepumpen: gemessener monatlicher Verbrauch in kWh im Jahr 2020, ME = Messende

Beispielhaft ist in Abbildung 47 der tägliche Verlauf des Allgemeinstroms und der Wärmepumpe für den Monat Dezember im Gebäude 1 dargestellt. Man sieht die täglich relativ starken Schwankungen.

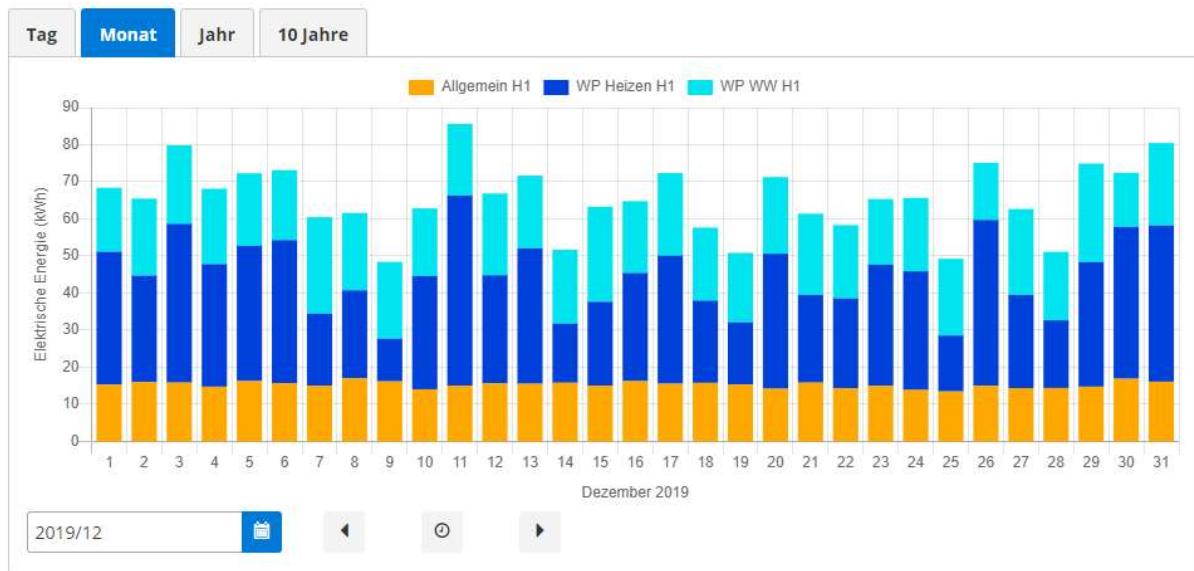


Abbildung 47: Gebäude 1, Allgemeinverbrauch und Wärmepumpe: Tägliche Statistik Dezember 2019

4.3.3 Temperaturverläufe und eigenverbrauchsoptimierte Regelung der Wärmepumpen

Die elektrische Energieaufnahme aus Abbildung 47 kann nun den gemittelten täglichen Temperaturverläufen in Abbildung 48 entgegengestellt werden. Es ist eine Korrelation eines erhöhten Verbrauchs der Wärmepumpe bei tieferen Außentemperaturen festzustellen (z.B. 3.-6. Dezember, 11. Dezember, 29.-30. Dezember). Allerdings hat hier auch die Regelungstechnik einen Einfluss, welche versucht, bei höherem solaren Ertrag mehr Wärme im Gebäude zu speichern. Die leicht unterschiedlichen Temperaturniveaus im Warmwasserspeicher (Speichertemperatur1, pink) zeigen auch den gewollten Speichereffekt. Die Pufferspeichertemperatur (Speichertemperatur2, hellbraun) ist aufgrund der Heizkurve negativ korriktiert zur Außentemperatur (dunkelblau), es zeigt sich aber auch hier ein zusätzlicher Effekt der thermischen Energiespeicherung.

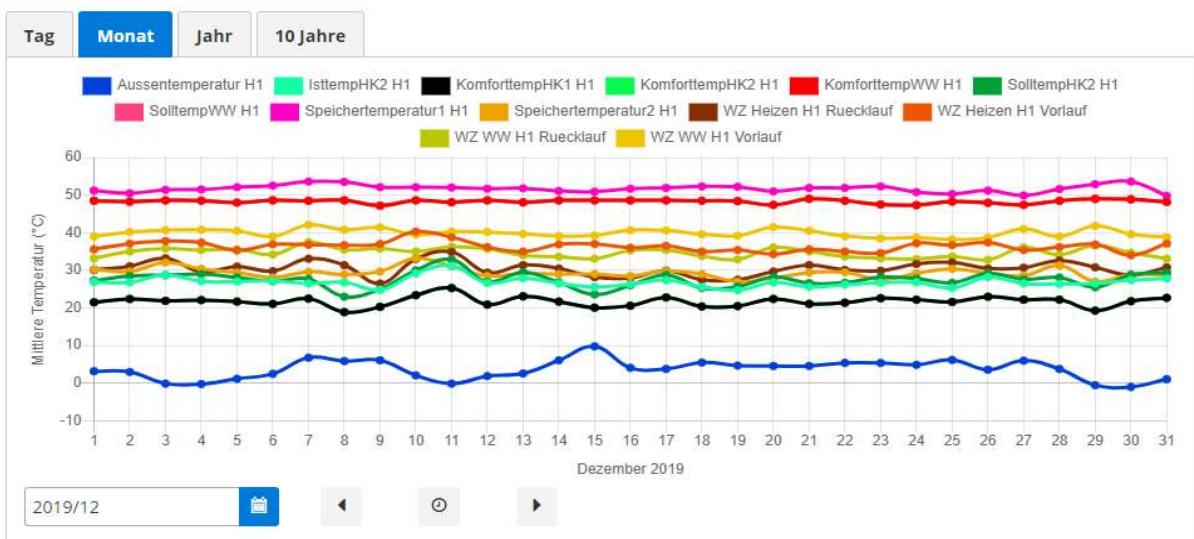


Abbildung 48: Gebäude 1, Temperaturverläufe: Tägliche Statistik Dezember 2019. Legende siehe Abbildung 49



Am Beispieltag des 15. Dezember in Abbildung 49 ist gut erkennbar, wie die Komforttemperatur (schwarz) bei solarer Produktion ab 8:00 zusätzlich erhöht wird. Zur Mittagszeit liegt sie auf dem Maximum und nimmt dann gegen Abend wieder markant ab. Damit kann der Betrieb der Wärmepumpe auf die Mittagszeit geschoben werden. Ohne den Eingriff des Eigenverbrauchsmanagers würde die Wärmepumpe vermehrt nachts bei tiefen Außentemperaturen laufen. Auch beim Warmwasser ist der Eingriff deutlich zu sehen. Hier ist ein Zeitprogramm hinterlegt, welches die Warmwasserproduktion auf den Zeitraum von ca. 10:00 bis 16:00 beschränkt. Die Zeitprogramme sind für die verschiedenen Gebäude gestaffelt, so dass nicht alle Gebäude zur selben Zeit das Warmwasser aufheizen. Innerhalb des Zeitprogramms wird der Warmwasser-Sollwert (rot) je nach solarer Produktion optimiert (hier konstant 60°C, wurde später noch optimiert). Ausserhalb des Zeitprogramms wird der Sollwert auf 45°C abgesenkt. Im Ist-Wert des Warmwassers (pink) sind die Verluste durch die Zirkulationsleitungen deutlich zu erkennen (Temperatur-Abnahme mit festem Gradient von 00:00 bis 08:00).

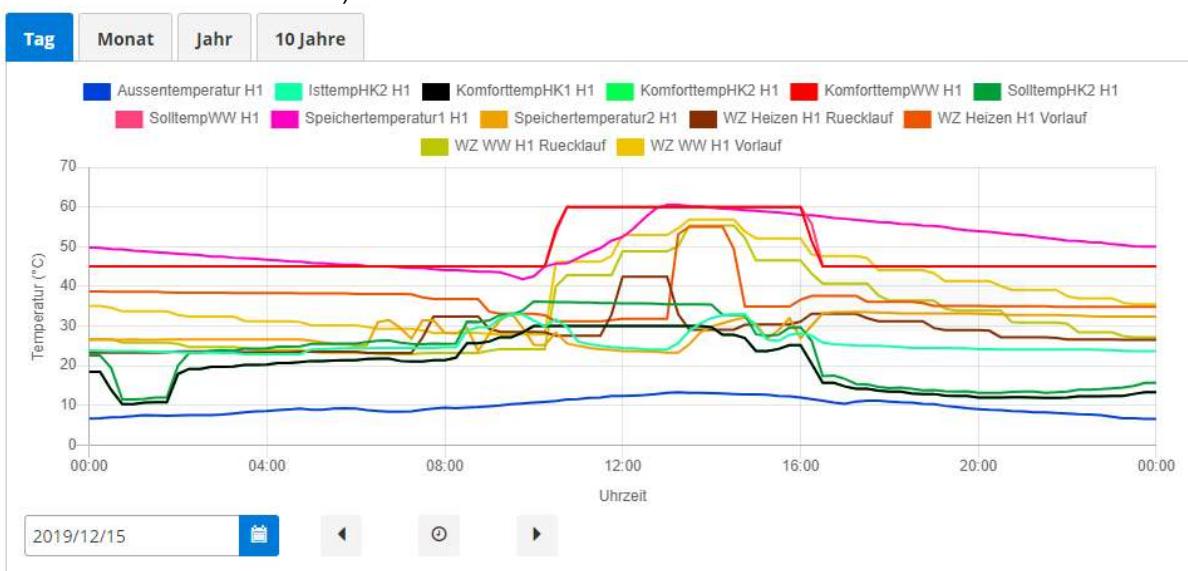


Abbildung 49: Gebäude 1, Temperaturverläufe am 15. Dezember 2019. IsttempHK2 = Ist-Temperatur Vorlauf, KomforttempHK1 = Komfort-Temperatur Pufferspeicher, KomforttempHK2 = Komfort-Temperatur Vorlauf (identisch mit KomforttempHK1), KomforttempWW = Komfort-Temperatur Warmwasser, SolltempHK2 = Soll-Temperatur Vorlauf, SolltempWW = Solltemperatur Warmwasser (identisch mit KomforttempWW), Speichertemperatur1 = Ist-Temperatur Warmwasserspeicher, Speichertemperatur2 = Ist-Temperatur Pufferspeicher, WZ Heizen Ruecklauf = Temperatur aus dem Wärmezähler Heizen Rücklauf, WZ Heizen Vorlauf = Temperatur aus dem Wärmezähler Heizen Vorlauf, WZ WW Ruecklauf = Temperatur aus dem Wärmezähler Warmwasser Rücklauf, WZ WW Vorlauf = Temperatur aus dem Wärmezähler Warmwasser Vorlauf

Aus obigen Temperaturvorgaben folgen die Leistungsverläufe in Abbildung 50. Die Heizzyklen (dunkelblau) werden eindeutig auf den Tag geschoben. Aus Komfortgründen wird am Morgen ab ca. 6:00 Uhr bereits leicht geheizt, damit die Fußbodenheizungen vorwärmen. Die längste Heizphase findet jedoch erst am Nachmittag zwischen 13:00 bis 15:00 statt. Auch die Warmwasser-Erwärmung findet während dem vordefinierten Zeitfenster ab ca. 10:00 statt. Um 13:00 ist das Warmwasser allerdings auf der maximalen Temperatur von 60°C, weshalb die Warmwasserproduktion stoppt.

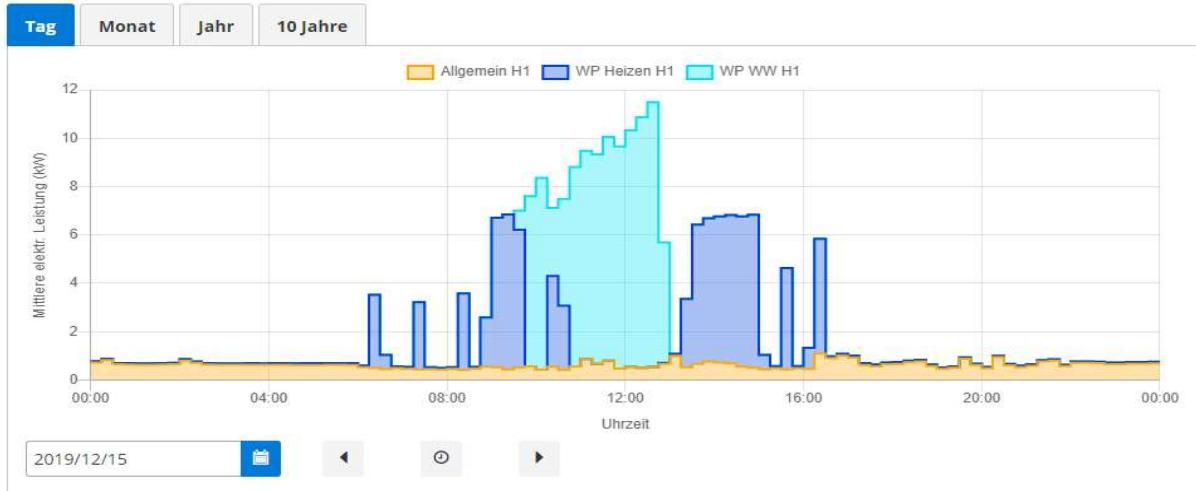


Abbildung 50: Gebäude 1, Leistungsaufnahme der Wärmepumpe (WP) für Heizen und Warmwasser (WW) sowie Allgemeinstrom am 15. Dezember 2019.

Die solare Deckung ist in Abbildung 51 für denselben Winter-Tag dargestellt. Offensichtlich ist die PV-Produktion an diesem Tag sehr tief und es kann nur ein Teil des Verbrauchs der Wärmepumpe gedeckt werden. Trotzdem führt das gezielte Schieben des Verbrauchs auf die Produktionskurve zu einem maximalen Eigenverbrauch. Auch die Netzbelastrung ist wesentlich geringer, als wenn die Wärmepumpe nachts laufen würde (in diesem Beispiel ca. 50% der Peak-Leistung).

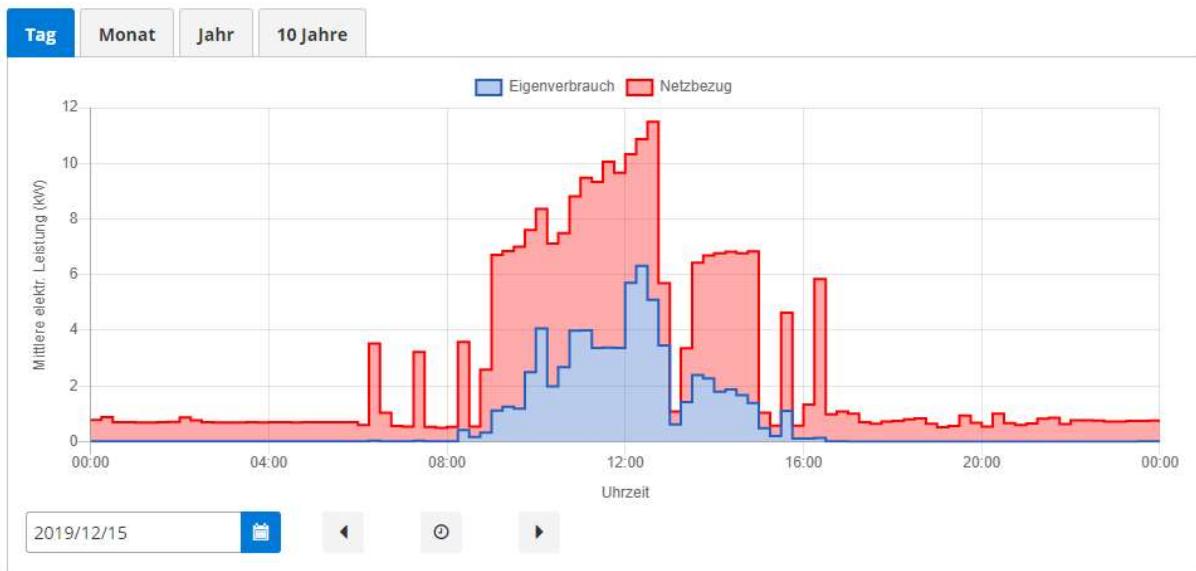


Abbildung 51: Gebäude 1, Verlauf des Eigenverbrauchs und Netzbezugs der Wärmepumpe und Allgemeinstroms am 15. Dezember 2019.

Eine höhere solare Deckung wird im Frühling erzielt, wie dies Abbildung 52 beispielhaft zeigt. Hier werden sowohl die kurze Heizphase am Morgen (ca. 8:00) sowie die beiden Warmwasser-Aufheizphasen um die Mittagszeit sowie abends (ca. 17:00) vollständig solar gedeckt. Die entsprechenden Temperaturverläufe sind in Abbildung 53 dargestellt.

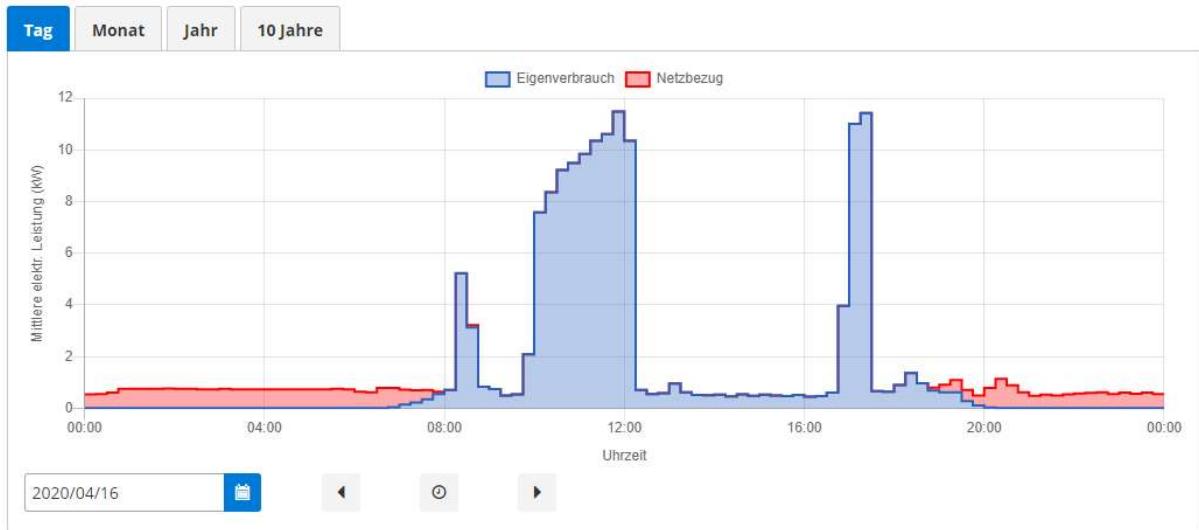


Abbildung 52: Gebäude 1, Verlauf des Eigenverbrauchs und Netzbezugs der Wärmepumpe und Allgemeinstroms am 16. April 2020.

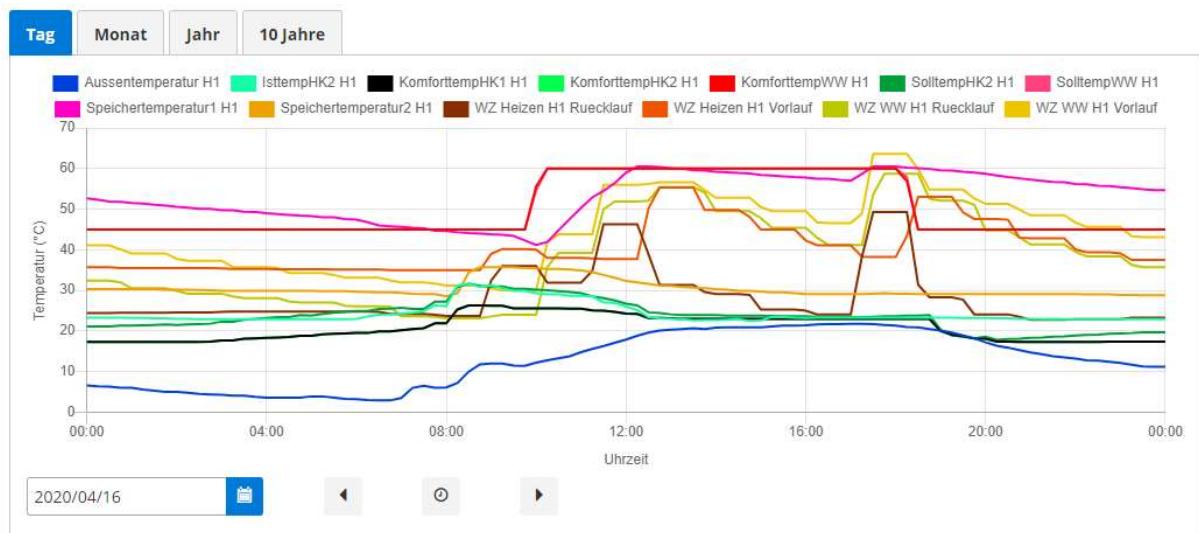


Abbildung 53: Gebäude 1, Temperaturverläufe am 16. April 2020. Legende siehe Abbildung Abbildung 49

Ein Negativ-Beispiel zeigt Abbildung 54 am 10. März mit hohem Netzbezug nachts für das Heizen. Leider wurden die Vorgabe-Temperaturen der Wärmepumpe aufgrund von Reklamationen im Januar viel zu hoch eingestellt (siehe Abschnitt 36). Auf Abbildung 55 wird dies sofort ersichtlich, wenn der Komfort-Wert (schwarz) betrachtet wird. Dieser liegt zwischen 28 und 30°C, was viel zu hoch ist, insbesondere nachts. Dies wurde anfangs April korrigiert, weshalb die Komfort-Temperatur in Abbildung 53 wesentlich tiefer liegt (zwischen 18 und 25 °C). Leider wurde der Fehler erst anfang April bemerkt, weshalb die Temperaturen während ca. 3 Monate viel zu hoch eingestellt waren. Dies wirkte sich entsprechend negativ auf den Autarkiegrad dieser Monate aus. Weiter ist in Abbildung 55 ersichtlich, dass die hohen Zirkulationsverluste zu einem Nachwärmens des Warmwassers morgens ca. um 06:00 führten (pink). Auch dies wurde nachträglich optimiert.

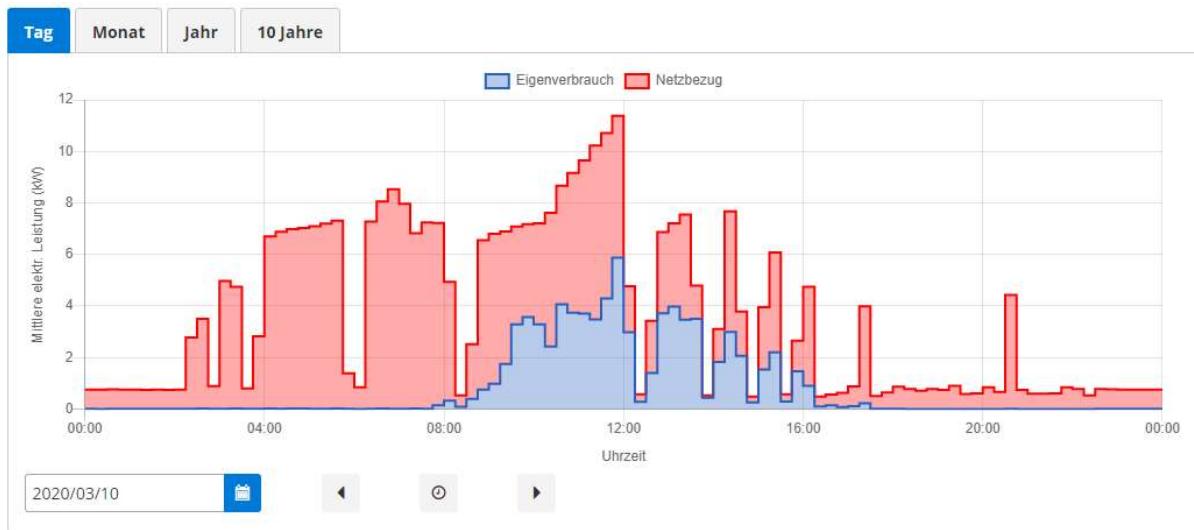


Abbildung 54: Gebäude 1, Verlauf des Eigenverbrauchs und Netzbezugs der Wärmepumpe und Allgemeinstroms am 10. März 2020.

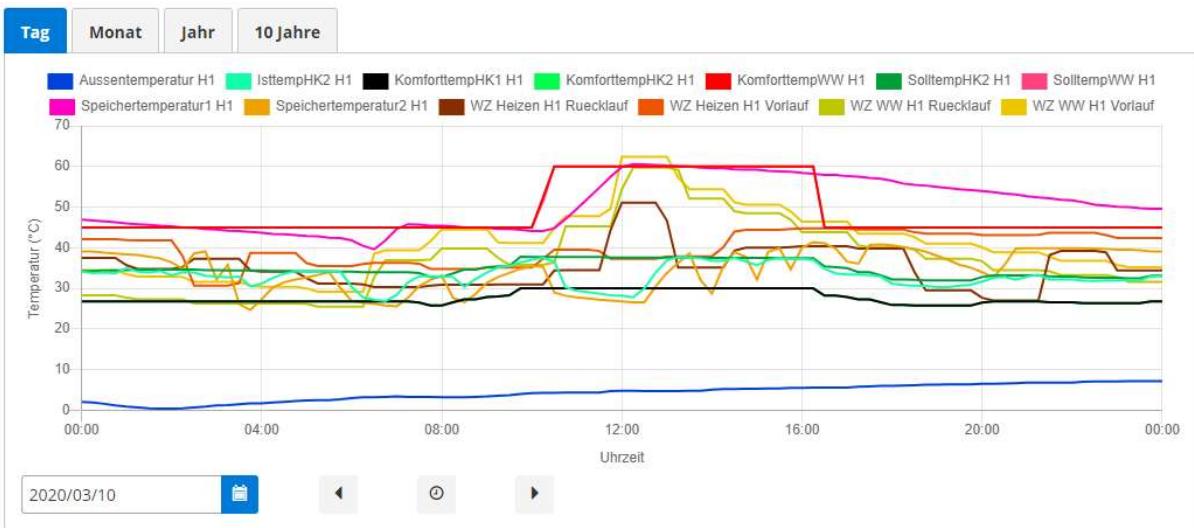


Abbildung 55: Gebäude 1, Temperaturverläufe am 10. März 2020. Legende siehe Abbildung Abbildung 49

Die monatliche solare Deckung der Wärmepumpen kann der Abbildung 56 entnommen werden. Auch hier wird sofort ersichtlich, wie die Monate Januar bis März relativ hohe Netzbezüge haben und im April nach den Optimierungen ein markanter Abfall stattfindet. Andererseits spielen hier natürlich auch die wärmeren Temperaturen im April eine Rolle.

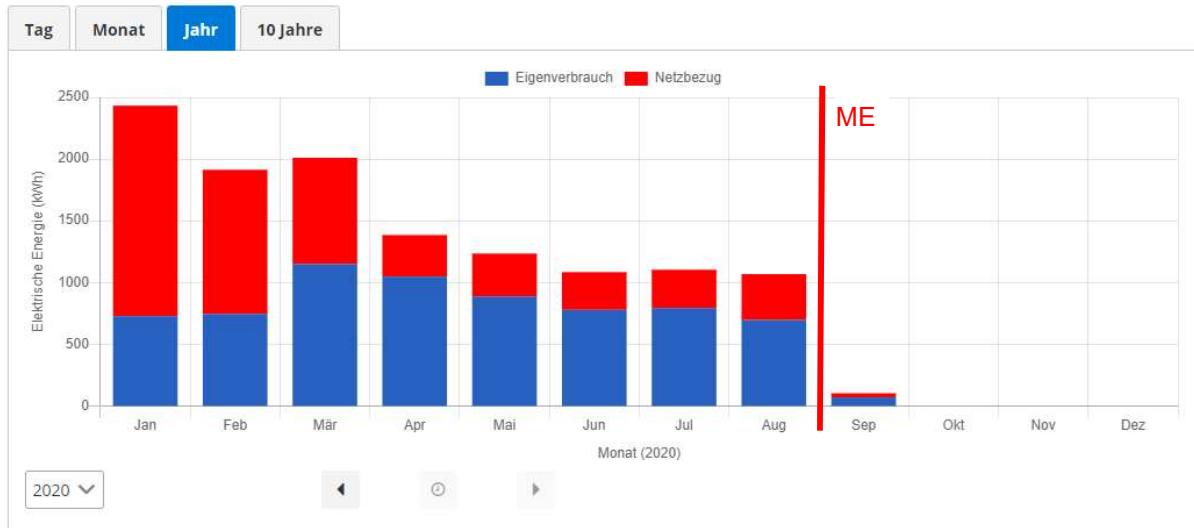


Abbildung 56: Gebäude 1, monatliche solare Deckung der Wärmepumpe und Allgemeinstroms im Jahre 2020. ME = Messende

Wegen den hohen Zirkulationsverlusten wurden am 12. Mai die Zirkulationspumpen im Gebäude 1 per Zeitschaltuhr nachts von 22:00 bis 05:00 deaktiviert. Dies hat zur einer markanten Reduktion der Verluste geführt, wie in Abbildung 57 sofort ersichtlich ist. Der Temperaturverlauf im Warmwasserspeicher (pink) ist zu den Zeiten ohne Zirkulation praktisch konstant, erst nach dem Einschalten der Zirkulation morgens um 05:00 ist wieder eine deutliche Abnahme sichtbar. Das Deaktivieren der Zirkulationsleitung führt dazu, dass Wärmepumpe am morgen früh kein Warmwasser nachheizen muss mit Netzstrom.

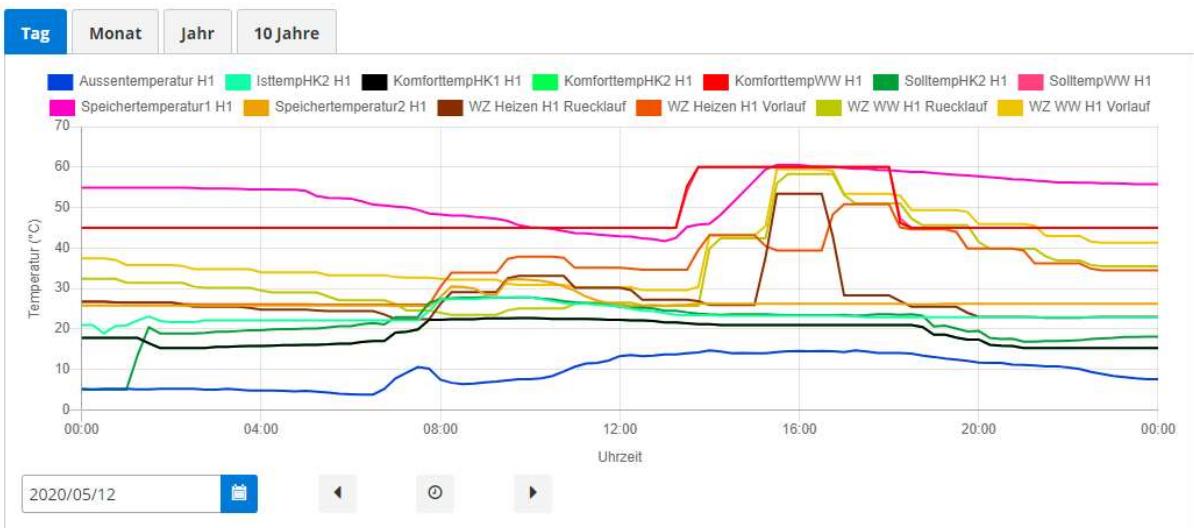


Abbildung 57: Gebäude 1, Temperaturverläufe am 12. Mai 2020, Warmwasser-Zirkulation nachts deaktiviert. Legende siehe Abbildung 49

Die folgenden Abbildungen zeigen schliesslich die monatlich gemittelten Temperaturverläufe während der gesamten Messperiode. Die Aussentemperatur ist blau eingezeichnet, woraus sofort die Sommermonate Juni bis August erkennbar sind. In diesen Monaten ist die Wärmepumpe nicht mehr im Heizmodus, was im Abfall des Vorlauf-Sollwertes (SolltempHK2, grün) klar ersichtlich ist. Auch die



gemessene Vorlauftemperatur im Wärmezähler Heizen (WZ Heizen, orange-braun) und Vorlauftemperatur ins Gebäude (IsttempHK2, hellgrün) fällt entsprechend ab. Der mittlere Sollwert für das Warmwasser läuft auf knapp 50°C, was sich aus den 45°C ausserhalb und 60°C innerhalb des vordefinierten Zeitfensters ergibt. Die Speichertemperatur wird täglich auf mindestens 55°C (bzw. 60°C bei 100% solarer Deckung) durchgeladen. Der mittlere Istwert des Warmwassers liegt mit 50..55°C höher, da das Warmwasser ausserhalb der definierten Zeitfenster üblicherweise wärmer ist als der Sollwert von 45°C. Der Istwert steigt jedoch nie über 60°C. Es ist auch ersichtlich, wie das Warmwasser ab April 2020 bei hoher solarer Deckung auf etwas höhere Temperaturen gefahren wird. Es ist hier jedoch anzumerken, dass aus Effizienz- und Kostengründen auf jegliche Elektroeinsätze verzichtet wird, obwohl mit diesen die Temperatur noch mehr angehoben werden könnte. Der mittlere Einfluss des Eigenverbrauchsmanagers auf die Komfort-Temperatur für das Heizen (KomforttempHK1, schwarz) ist ebenfalls ersichtlich. Im November 2019 wurde der Komfortwerte offensichtlich erstmals erhöht (durch erste Rückmeldungen der Bewohner, siehe Abschnitt 4.2). Im Januar 2020 wurde der Wert nochmals markant erhöht und im April wieder auf «vernünftige» Werte reduziert.

In den Hitzemonaten Juli und August wird über die Sonden gekühlt («Natural Cooling»). Dies ist allerdings in den Temperaturverläufen der Wärmepumpe nicht sichtbar, da die Kühlung über einen externen Wärmeübertrager erfolgt.

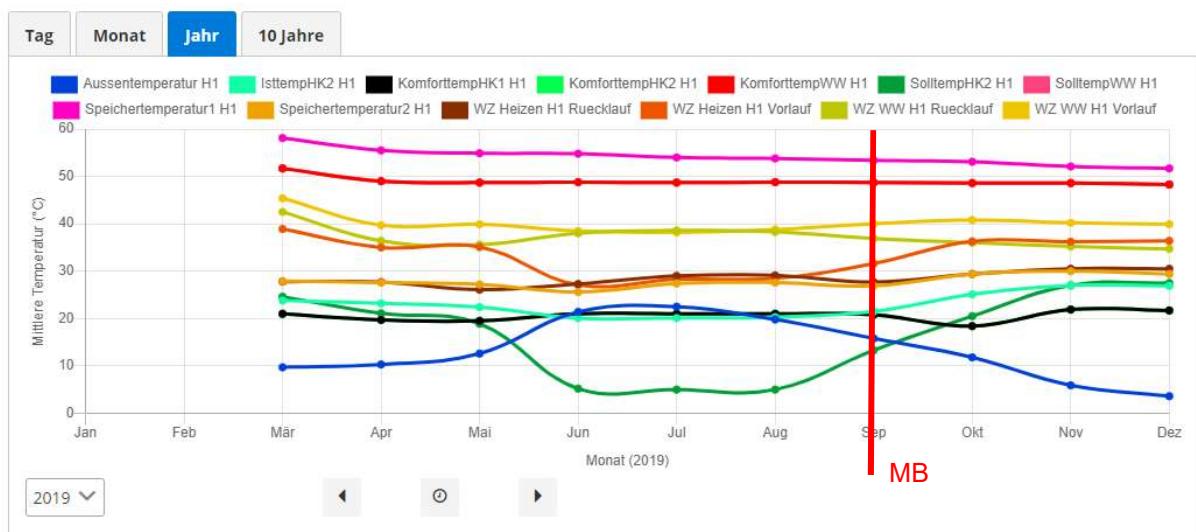


Abbildung 58: Gebäude 1, Monatliche Temperaturmittelwerte im Jahre 2019. MB = Messbeginn, Legende siehe Abbildung Abbildung 49

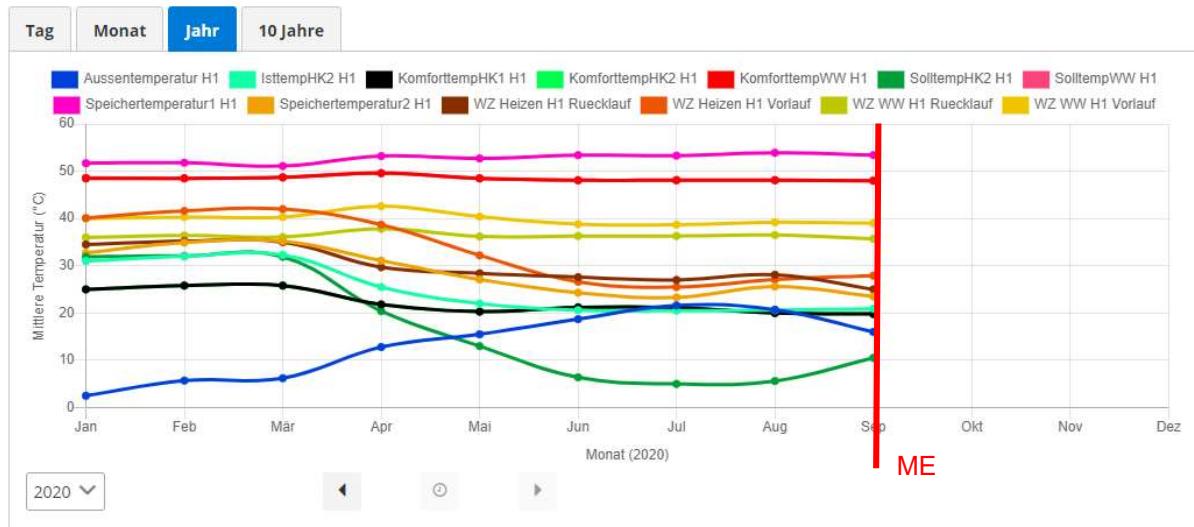


Abbildung 59: Gebäude 1, Monatliche Temperaturmittelwerte im Jahre 2020. ME = Messende, Legende siehe Abbildung Abbildung 49

4.3.4 Beurteilung des Komforts

Interessant zur Beurteilung des Wohnkomforts sind die Raumtemperaturen. Folgend werden beispielhaft zwei Extremfälle einer Wohnung im Erdgeschoss und in einer Attika-Wohnung verglichen, beide im selben Gebäude 1. Abbildung 60 zeigt die monatlichen Mittelwerte. Auffallend ist das relativ hohe Temperaturniveau von ca. 23 bis 23.5°C, obwohl die Wohnung im Erdgeschoss ist. Einzig im Mai liegt die mittlere Temperatur etwas tiefer mit 22.2°C. Hier wirkte wohl die Optimierung von Smart Energy Control mit tieferen Raumtemperaturstellungen. In den Sommermonaten ab Juni nimmt dann die Raumtemperatur aufgrund der passiven Sonneneinstrahlung wieder etwas zu.



Abbildung 60: Gebäude 1, Wohnung im Erdgeschoss, Monatliche Raum-Temperaturmittelwerte im Jahre 2020. ME = Messende, Legende siehe Abbildung Abbildung 49

Als Beispieltag wird in Abbildung 61 der 4. Januar in derselben Wohnung im Erdgeschoss etwas näher betrachtet. Es handelt sich hier um einen typischen Verlauf an einem leicht sonnigen Wintertag. Die Raumtemperatur fällt in der Nacht dank der guten Dämmung nur leicht ab, um dann ab 8 Uhr



wieder leicht anzusteigen. Das Temperaturminimum liegt am Morgen um 6:30 bei 21.2°C, das Maximum am Nachmittag um 16:00 bei 22.6°C, es handelt sich also um einen Temperaturhub von 1.4°C in 24 Stunden. Die thermische Speicherung wirkt wie gewünscht, am Abend wird der Komfort erhöht, die Temperaturschwankungen sind aber gering.

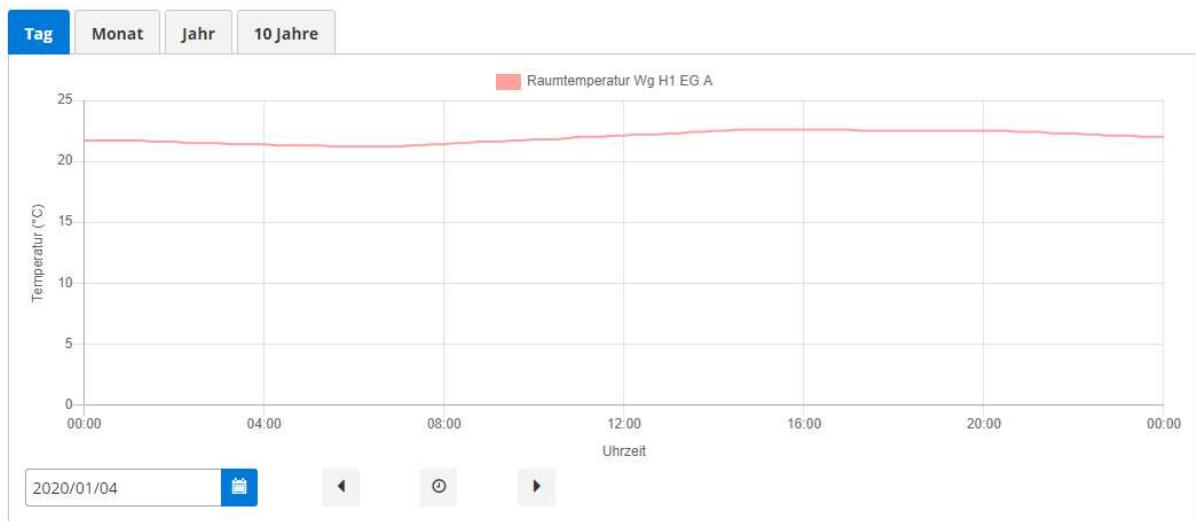


Abbildung 61: Gebäude 1, Wohnung im Erdgeschoss, Tagesverlauf der Raumtemperatur am 4. Januar 2020, leicht sonniger Tag

Nun wird der andere Extremfall einer Attika-Wohnung im obersten Stock desselben Gebäudes betrachtet. Die monatlichen Mittelwerte liegen in den Monaten Januar bis März in einem ähnlichen Bereich wie das Erdgeschoss, während sie in den Sommermonaten Juli-August über 25°C steigen, und das trotz aktivem «Natural Cooling». Hier würde noch aktives Kühlen helfen, um die Temperaturen zu reduzieren, was mit dem hohen solaren Überschuss problemlos machbar wäre.



Abbildung 62: Gebäude 1, Attika-Wohnung oben, Monatliche Raum-Temperaturmittelwerte im Jahre 2020. ME = Messende, Legende siehe Abbildung Abbildung 49



Als Beispieldag wird in Abbildung 63 der 4. Januar in derselben Wohnung im Attika etwas näher betrachtet. Die Raumtemperatur fällt in der Nacht dank der guten Dämmung nur leicht ab, offensichtlich wird ca. um 11 Uhr kurz manuell gelüftet (vermutlich wegen Kochen). Das Temperaturminimum liegt nach dem Lüften bei 21.2°C, das Maximum am Abend um 20 Uhr bei 23°C, es handelt sich also um einen Temperaturhub von 1.8°C in 24 Stunden (ohne Lüften 1.5°C). Die thermische Speicherung wirkt wie gewünscht, am Abend wird der Komfort erhöht, die Temperaturschwankungen sind aber gering.

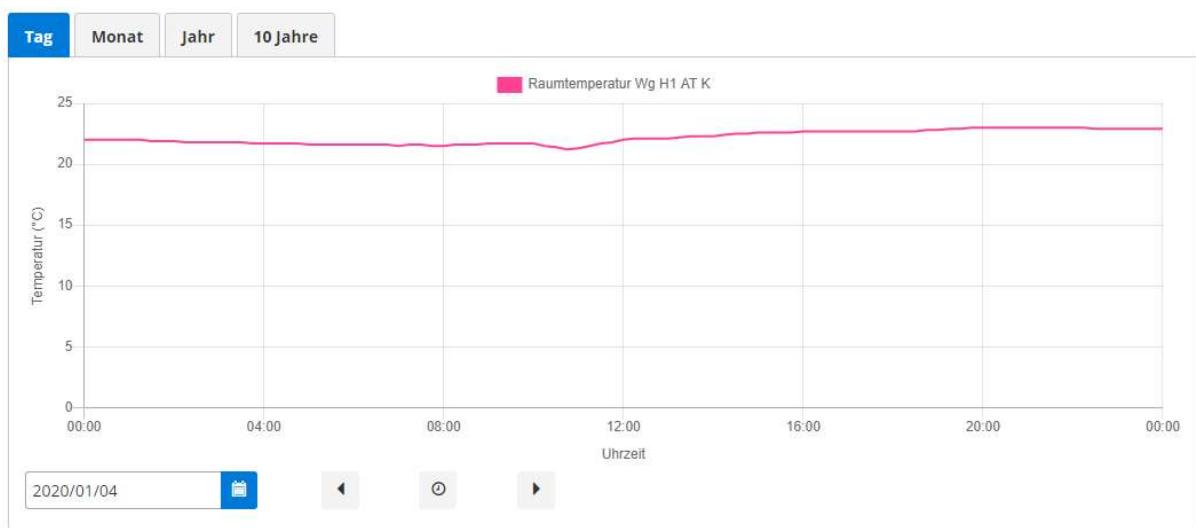


Abbildung 63: Gebäude 1, Wohnung im Attika, Tagesverlauf der Raumtemperatur am 4. Januar 2020, leicht sonniger Tag

4.3.5 Thermische Energie der Wärmepumpen

Weiter wird noch die thermische Energie der Wärmepumpe für das Heizen und die Warmwasseraufbereitung betrachtet, beispielhaft wieder am Gebäude 1. Die thermische Energie wird durch zwei separate Wärmezähler für den Heiz- und Warmwasserkreis am Ausgang der Wärmepumpe gemessen. Die Heizsaison startet 2019 im Oktober (Abbildung 64), wobei die Heizenergie erst im November markant ansteigt. Dies hat zwei Gründe: Erstens waren die Vorgabe-Temperaturen der Wärmepumpe im Oktober wesentlich zu tief eingestellt, diese wurden dann korrigiert (siehe Abschnitt 4.2). Zweitens war der November stark neblig. Im Januar stieg der Verbrauch nochmals markant an gegenüber dem Dezember. Die Raumtemperaturen wurden hier nochmals stark nach oben korrigiert (zu viel, wie bereits erwähnt). Zudem war der Januar der kälteste Monat, Februar und März waren wieder etwas wärmer (Abbildung 59). Im April wurden die Temperaturvorgaben wieder nach unten korrigiert und der Wärmebedarf sank aufgrund der Witterung. Die Sommermonate Juni bis August haben keinen Heizwärmebedarf.

Der Warmwasserbedarf ist offensichtlich für alle Monate in ähnlicher Größenordnung, wobei er in den Wintermonaten leicht steigt und in den Sommermonaten tiefer ist.

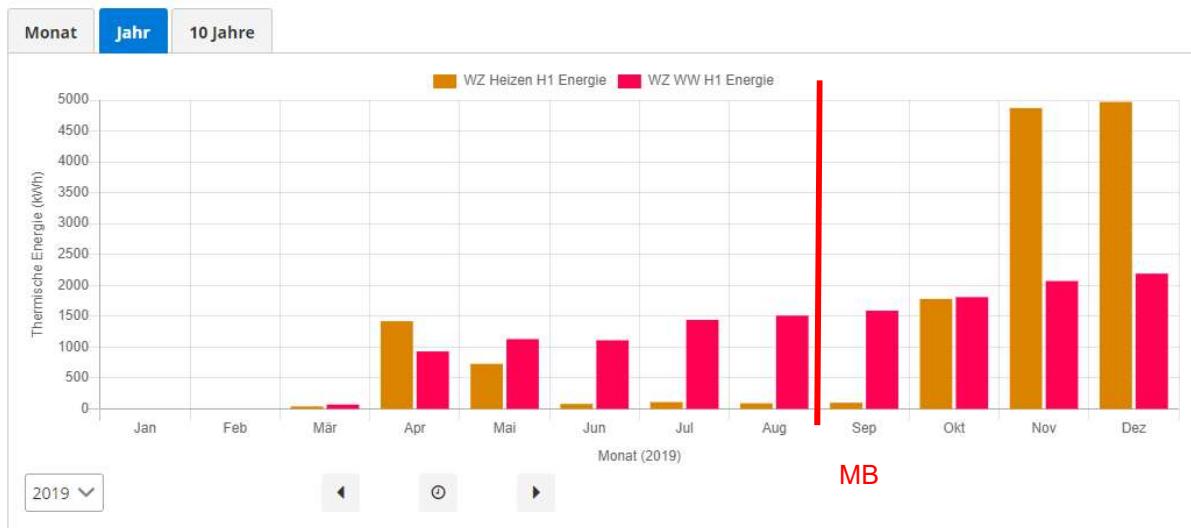


Abbildung 64: Gebäude 1, monatliche thermische Energie für Heizen und Warmwasser im Jahre 2019. WZ = Wärmezähler, WW = Warmwasser, MB = Messbeginn

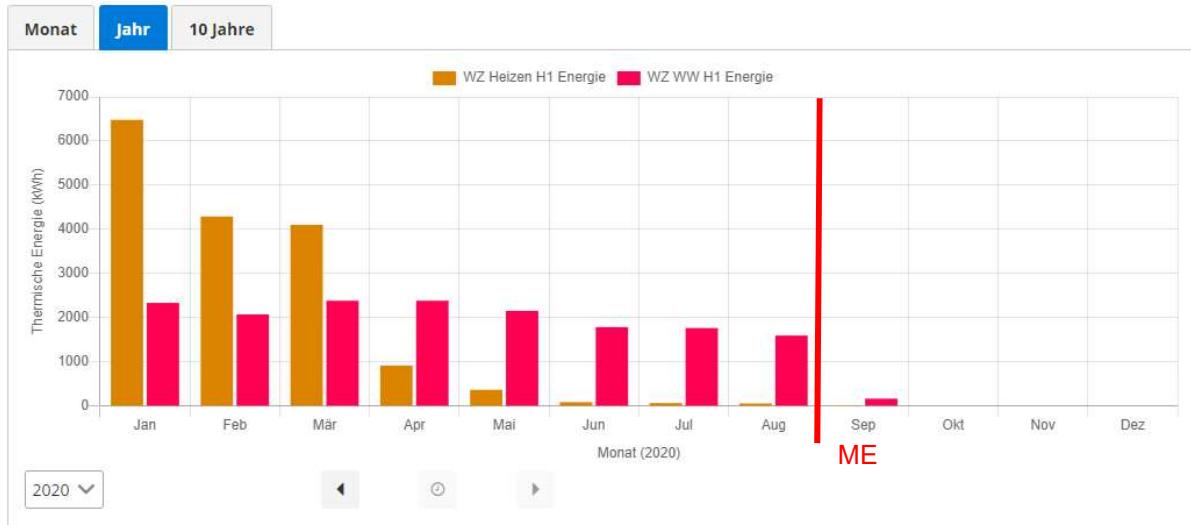


Abbildung 65: Gebäude 1, monatliche thermische Energie für Heizen und Warmwasser im Jahre 2020. WZ = Wärmezähler, WW = Warmwasser, ME = Messende

Abbildung 66 und Abbildung 67 zeigen die thermische Energie für das kleinere Gebäude 4. Absolut gesehen ist der Heizwärmeverbrauch ca. halb so gross wie bei den grossen Gebäuden. Auch hier ist die deutliche Zunahme im November sowie im Januar zu sehen. Die Gründe sind dieselben wie bei Gebäude 1.

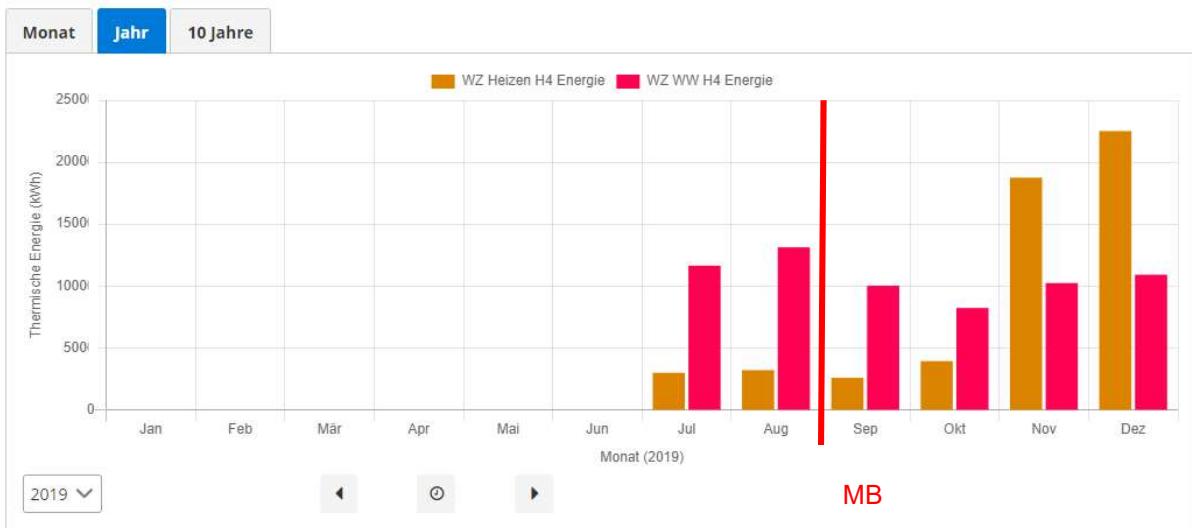


Abbildung 66: Gebäude 4, monatliche thermische Energie für Heizen und Warmwasser im Jahre 2019. WZ = Wärmezähler, WW = Warmwasser, MB = Messbeginn

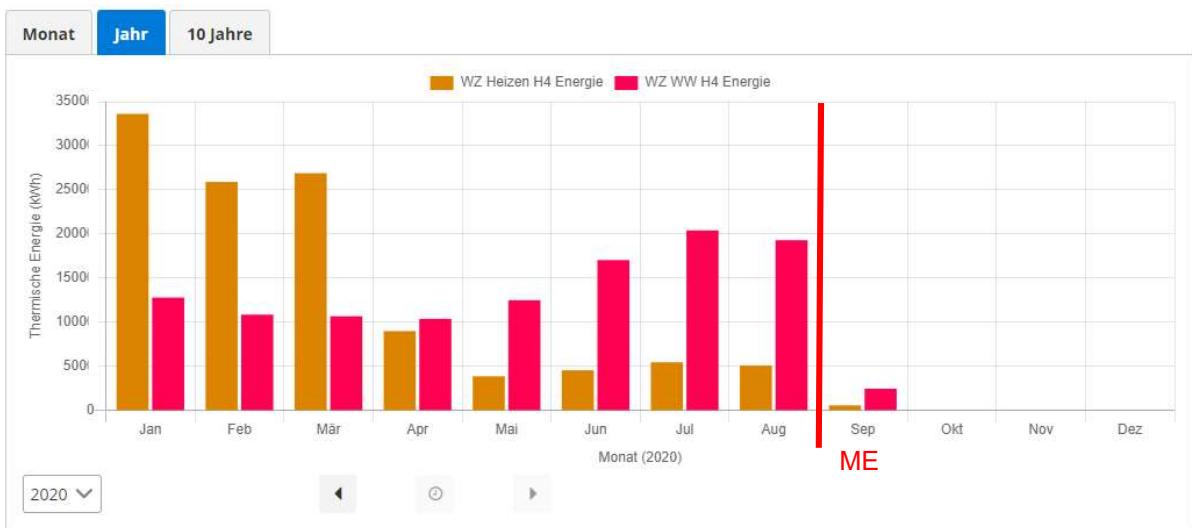


Abbildung 67: Gebäude 4, monatliche thermische Energie für Heizen und Warmwasser im Jahre 2020. WZ = Wärmezähler, WW = Warmwasser, ME = Messende

Gebäude 4 hat im Verhältnis einen wesentlich höheren Warmwasserbedarf. Speziell im Sommer steigt dieser markant an.

4.3.6 Warmwasserverbrauch

Deshalb wurde der Warmwasserverbrauch nach Wohnungen näher analysiert. Den höchsten Verbrauch hat die Wohnung in Abbildung 68 mit sehr hohen 3'000 bis 6'000 Litern pro Monat (mit 2 Personen Belegung). Einen durchschnittlichen Verbrauch hat die Wohnung in Abbildung 69 mit 1'500 bis 2'000 Litern pro Monat (ebenfalls mit 2 Personen Belegung). Andererseits hat die Wohnung in Abbildung 70 einen äusserst tiefen Verbrauch mit nur 500 bis 800 Litern pro Monat (allerdings mit nur



1 Person Belegung). Hier sind also markante Unterschiede im persönlichen Verhalten der Benutzer erkennbar sowie in den Belegungen der Wohnungen. Es gab auch kein Anreiz-System, den Warmwasserbedarf zu reduzieren.



Abbildung 68: Gebäude 4, Wohnung EG A, monatlicher Warmwasserverbrauch (Liter) im Jahre 2020. Belegung 2 Personen. ME = Messende



Abbildung 69: Gebäude 4, Wohnung OG C, monatlicher Warmwasserverbrauch (Liter) im Jahre 2020. Belegung 2 Personen. ME = Messende

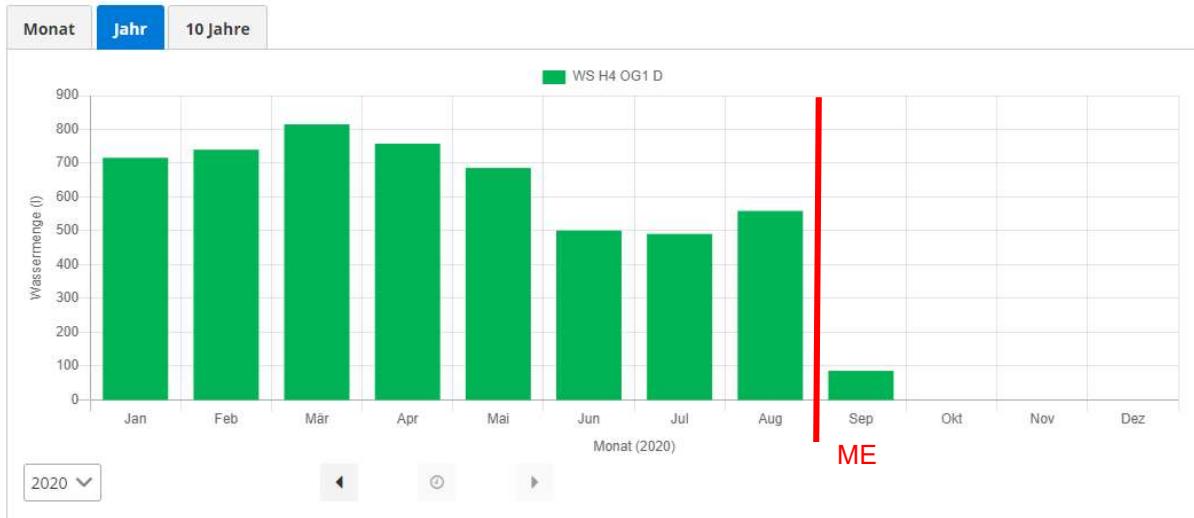


Abbildung 70: Gebäude 4, Wohnung OG1 D, monatlicher Warmwasserverbrauch (Liter) im Jahre 2020. Belegung 1 Person. ME = Messende

4.4 Energetische Auswertung und Vergleich mit den Planungswerten nach einem Betriebsjahr

In einer Diplomarbeit an der FHNW [Schaffrinna 2020] wurde eine energetische Analyse durchgeführt für die jährliche Messperiode vom 1.9.2019 bis 31.8.2020. Dazu wurden die Rohdaten verwendet, welche auf den PCs vor Ort archiviert wurden. Diese Daten haben eine hohe zeitliche Auflösung von 1 Minute, weshalb sehr genaue und von obigen Daten unabhängige Auswertungen gemacht werden konnten.

Die Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über die wichtigsten Parameter und Planungswerte der Überbauung.

Tabelle 3: Übersicht Parameter und Planungswerte Möriken

		Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	TG / Gartenhaus	gesamt
Informationen							
Energiebezugsfläche	[m ²]	1295	1312	1312	465		4384
Bewohner		16	20	19	6		61
Heizwärmeverbrauch ber.	[kWh/m ²]	12.7	13.4	13.4	18.9		
Warmwasserbedarf ber.	[kWh/m ²]	20.8	20.8	20.8	20.8		
Gebäudehüllzahl		1.37	1.37	1.37	1.99		
Installierte Photovoltaik	[kWp]	41.25	35.75	39.35	41.3	6.6	164.25

Abbildung 71 zeigt die gesamte Produktion und den gesamten Verbrauch des Areals. Die PV-Anlagen sind gleichmäßig auf alle Gebäude verteilt, weshalb die Produktionswerte der Gebäude ähnlich sind. Die kleine PV-Anlage auf dem Pavillon im Innenhof produziert wesentlich weniger und wird der Tiefgarage zugeordnet.

Der gesamte Verbrauch wird in Abbildung 72 dargestellt. Hier sind deutliche Unterschiede zwischen den Gebäuden erkennbar, wobei die Häuser 1 bis 3 eine identische Bauweise haben, Haus 4 jedoch wesentlich kleiner ist. Der Verbrauch in der Tiefgarage beinhaltet bis jetzt 1 Elektromobil und die Beleuchtung.

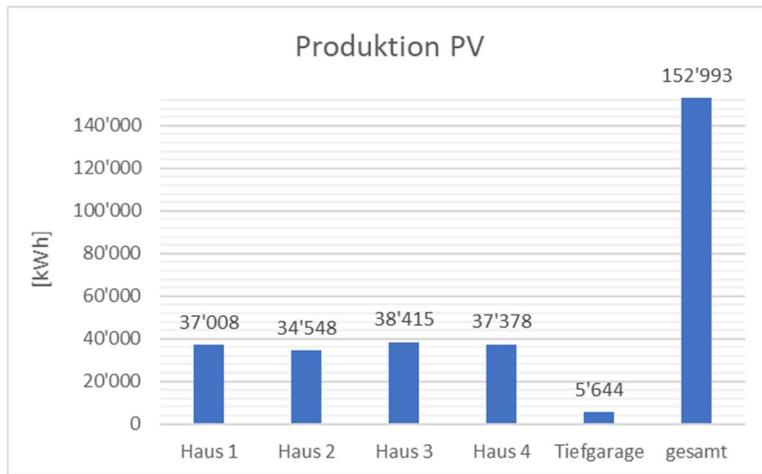


Abbildung 71: Jährliche Produktionswerte der verschiedenen PV-Anlagen nach Gebäude und gesamt, Periode 1.9.19-31.8.20

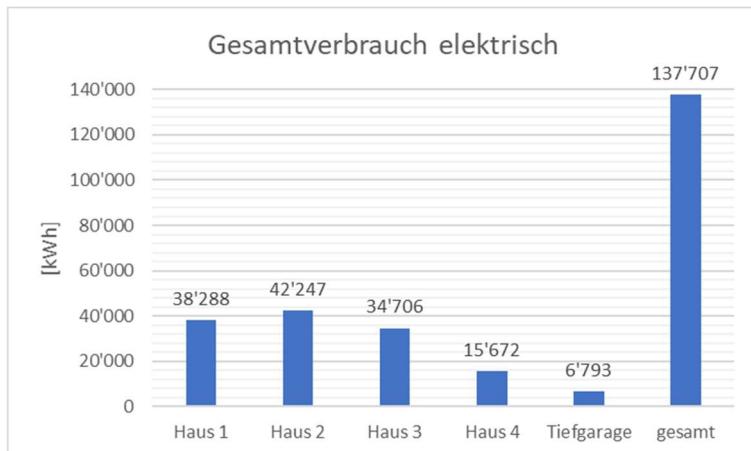


Abbildung 72: Gesamtverbrauch elektrisch der verschiedenen Gebäude und gesamt, Periode 1.9.19-31.8.20

Ein Vergleich zwischen gemessenen und berechneten jährlichen Werten gibt Tabelle 4. Die berechneten Werte entsprechen den Planungswerten aus Abschnitt 4.1. Wie sofort ersichtlich ist, war die effektive Produktion wesentlich grösser als die berechnete, jedoch war auch der Verbrauch grösser. Die gemessene Überproduktion (Produktion abzüglich Verbrauch) war mit ca. 15'000 kWh noch grösser als die berechnete, womit das Areal klar als Plus-Energie-Überbauung bezeichnet werden darf.

Tabelle 4: Vergleich gemessene und berechnete Gesamtproduktion und –Verbrauch.

Kennzahl	gemessen	berechnet	Abweichung
Produktion gesamt (kWh)	152'993	132'547	+20'446
Verbrauch gesamt (kWh)	137'707	129'360	+8'347
Überproduktion (kWh)	15'286	12'547	

Abbildung 73 zeigt die jährlich summierten Energiewerte für Eigenverbrauch, Netzbezug und Überschuss. Der Eigenverbrauch hat absolut gesehen den kleinsten Wert, während der eingespeiste Überschuss den grössten Wert hat. Dies folgt direkt aus den übergross dimensionierten PV-Anlagen.



Interessant sind die entsprechenden Energiewerte pro Person, welche Abbildung 74 zeigt. Es ist zu beachten, dass in diesem Verbrauch alles inkludiert ist inkl. Heizung, Warmwasser, Haushaltstrom, Allgemeinstrom und Elektromobilität. Wesentlich für die Beurteilung der Netzabhängigkeit ist die effektiv vom Netz bezogene Energie, welche hier mit ca. 1'200 kWh pro Person und Jahr inkl. Heizung und Warmwasser sehr tief ist. Rechnet man diese Größen heraus, bleiben noch ca. 800 kWh pro Person und Jahr (vgl. S.A.F.E: MFH 2 Personen: 2'750 kWh/Jahr, also 1'375 kWh/Person/Jahr ohne Heizung!).

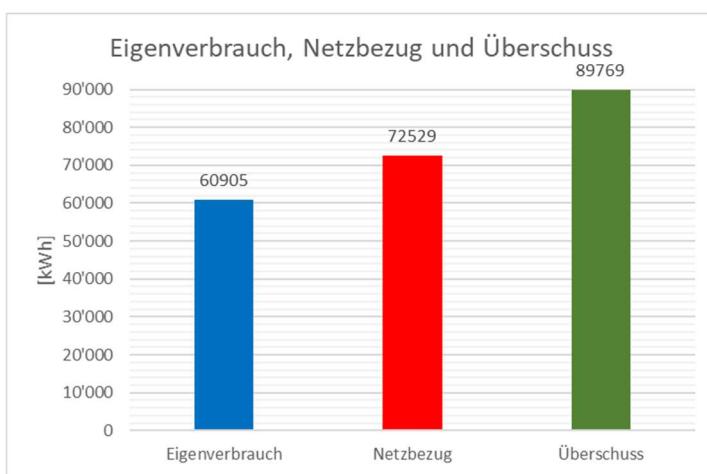


Abbildung 73: Jährlicher Eigenverbrauch, Netzbezug und Überschuss gesamt, Periode 1.9.19-31.8.20

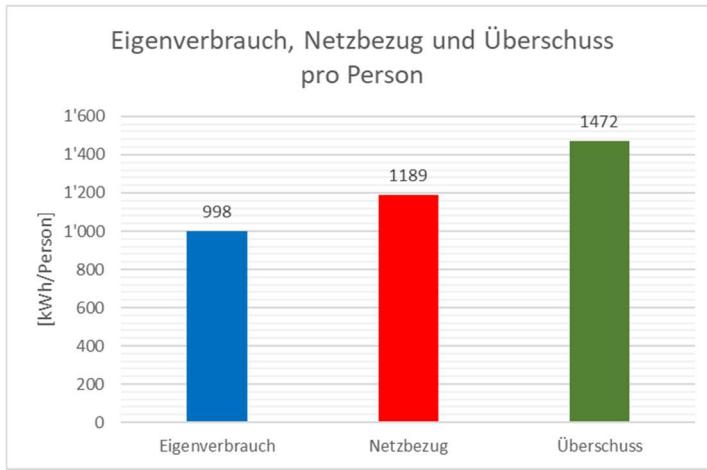


Abbildung 74: Jährlicher Eigenverbrauch, Netzbezug und Überschuss pro Person, Periode 1.9.19-31.8.20

Die für die Eigenverbrauchsoptimierung üblichen Kennzahlen des Eigenverbrauchs- und Autarkiegrades sind in Tabelle 5 dargestellt. Hier ist zu beachten, dass die Rohdaten mit einer wesentlich höheren zeitlichen Auflösung vorliegen als üblicherweise in Berechnungen angenommen, was entsprechend korrigiert wurde [FHNW, 2019]. Die korrigierten Werte zeigen einen gegenüber der Berechnung leicht höheren Autarkiegrad, während der Eigenverbrauchsgrad leicht geringer ist. Bei diesem Projekt ist der Autarkiegrad im Fokus, welcher dank der hohen installierten PV-Leistung und Optimierung dem erwarteten Wert entspricht. Der Autarkiegrad könnte nur noch durch Effizienzverbesserungen im Winter erhöht werden, z.B. Absenkung der Raumtemperaturen oder



Reduktion der Zirkulationsverluste. Auch Suffizienzverbesserungen wie Reduktion des Warmwasserverbrauchs könnten hier positiv wirken. Der Eigenverbrauchsgrad könnte durch eine erhöhte Elektromobilität oder Klimatisierung mit Solarstrom positiv beeinflusst werden. Auf eine künstliche Erhöhung des Eigenverbrauchs mit Elektroheizungen für die Warmwasseraufbereitung wurde hier aus Gründen der Effizienz verzichtet. Die Projektteilnehmer vertreten die Auffassung, dass eine Netzeinspeisung von Solarstrom immer noch sinnvoller ist als das lokale «Verbraten» von Strom in ineffizienten Elektroheizungen.

Tabelle 5: Vergleich gemessene und berechnete Kennzahlen. * korrigiert von 1-Minuten auf 15-Minuten-Messintervall (5% erhöhter Wert, um mit den weniger genauen Berechnungen vergleichen zu können).

Kennzahl	gemessen	korrigiert*	berechnet	Abweichung
Eigenverbrauchsgrad	39.8%	41.8%	44.0%	-2.2%
Autarkiegrad	45.6%	47.9%	46.0%	+1.9%

Abbildung 75 zeigt den elektrischen Verbrauch nach Kategorien. Dabei ist sofort ersichtlich, dass der Haushaltstrom für die Wohnungen den grössten Anteil ausmachen, gefolgt vom Strombedarf der Wärmepumpe für das Heizen und die Warmwasserproduktion. Im Allgemeinstrom sind Beleuchtung, Lift usw. inkludiert. Die Elektromobilität spielt noch eine unwesentliche Rolle, wie hier ersichtlich ist (1 Elektromobil ist der Tiefgarage zugeordnet, 1 Elektromobil dem Haus 2).

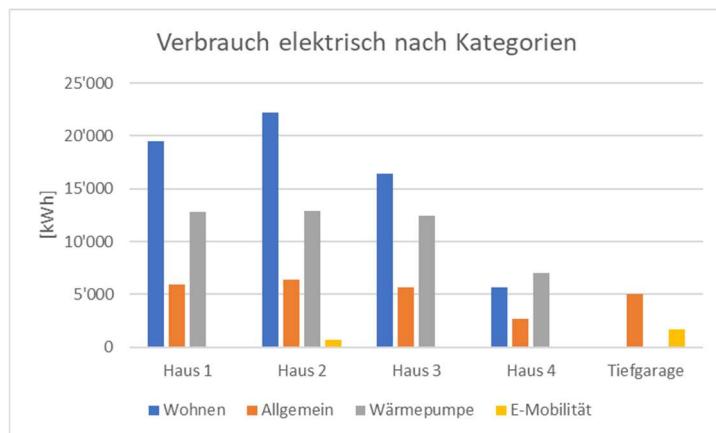


Abbildung 75: Verbrauch elektrisch nach Kategorien, Periode 1.9.19-31.8.20

Der Verbrauch pro Person ist in Abbildung 76 in verschiedene Kategorien aufgeteilt. Auch hier fällt sofort der hohe Anteil an Haushaltstrom für das Wohnen auf im Vergleich zur Wärmepumpe und dem Allgemeinstrom. Der elektrische Energieverbrauch der Wärmepumpe wurde hier noch aufgeteilt in Heizen und Warmwasser. Der höhere Verbrauch von Gebäude 4 pro Person fällt hier auf. Beim Heizen ist dieser z.T. auf die höhere Gebäudehüllzahl zurückzuführen (1.98 statt 1.37). Die anderen Werte sollten davon jedoch nicht beeinflusst werden. Speziell beim Warmwasser ist die Suffizienz der Bewohner gefragt. Beim Wohnen hat Haus 1 den höchsten Verbrauch pro Person, was ev. auf vermehrten Gebrauch von Elektrogeräten zurückgeführt werden kann. In Haus 2 wurde z.T. mit einem Elektroofen dazugeheizt, weil die Raumtemperatur für den Bewohner zu tief war.

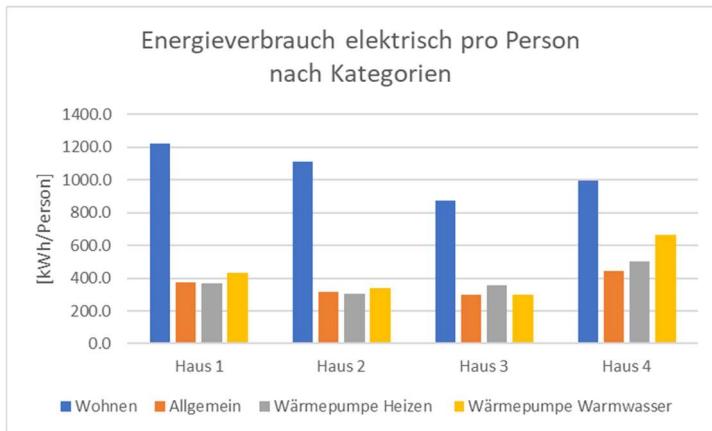


Abbildung 76: Verbrauch elektrisch pro Person nach Kategorien, Periode 1.9.19-31.8.20

Beim Pro-Kopf-Verbrauch ist allerdings darauf zu achten, dass die Wohnungen unterschiedlich stark belegt waren, siehe Tabelle 6. Die höchste Personendichte ist aktuell in Haus 2 anzutreffen, die tiefste in Haus 1 und 4. Vergleicht man die Personendichten mit einem früheren Haushalt mit 4 Personen auf 100 m² (= 0.04 Personen/m²), sind die Personendichten allgemein sehr tief. Leider ist dies ein häufig anzutreffendes Phänomen, welches der verdichteten Bauweise entgegenspielt. Mit einer höheren Belegung könnten die Verbräuche pro Person noch wesentlich reduziert werden. Dies spielt jedoch wieder in das Kapitel der Suffizienz ein, was in diesem Projekt nicht direkt beeinflusst werden kann.

Tabelle 6: Personendichte (Anzahl Personen pro Quadratmeter) der verschiedenen Gebäude

	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Gesamt
# Erwachsene	16	15	18	6	55
# Kinder	0	5	1	0	6
# Personen	16	20	19	6	61
Energiebezugsfläche	1'295	1'312	1'312	465	4'384
Personendichte (# Personen / EBF)	0.012	0.015	0.014	0.013	0.014

Der flächenbezogene, thermische Energiebedarf für Heizen und Warmwasser ist in Abbildung 77 dargestellt und wird mit den entsprechenden Planungswerten verglichen (gestrichelte Linien). Die Häuser 1 bis 3 haben ähnliche Messwerte, wobei der Verbrauch für Warmwasser deutlich unter dem Planungswert von 20.8 kWh/m² liegt. Beim Heizen liegen die Werte einiges über dem Planungswert von 12.7 kWh/m². Hier schenken wohl die zu hohen Raumtemperaturen ein. Beim Haus 4 ist der flächenbezogene Energiebedarf wesentlich höher, wobei hier der erhöhte Heizbedarf teilweise mit der schlechteren Gebäudehüllzahl erklärt werden kann (grössere Verluste durch grössere Oberfläche im Vergleich zum Volumen bzw. der Grundfläche). Auch bei Haus 4 liegt der gemessene Wert massiv über dem Planungswert von 18.9 kWh/m² für das Heizen. Beim Warmwasser wird hier der Planungswert von 20.8 kWh/m² ebenfalls massiv überschritten.

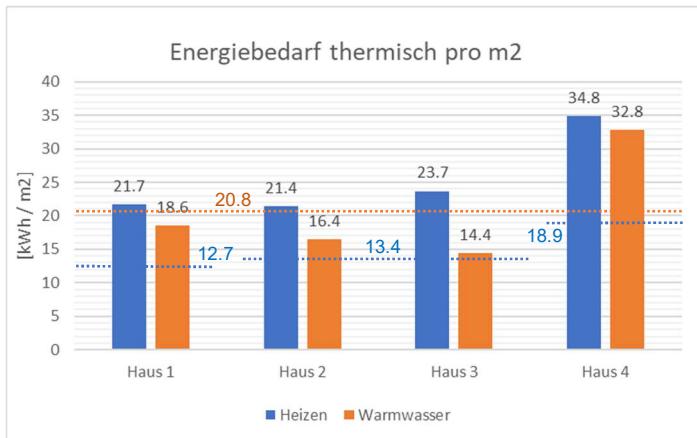


Abbildung 77: Energiebedarf thermisch für Heizen und Warmwasser, Periode 1.9.19-31.8.20. Gestrichelte Linien: Berechnete Werte (Heizenergie: 12.7 kWh/m² für Häuser 1..3, 18.9 kWh für Haus 4, Warmwasser: 20.8 kWh/m² für alle Häuser).

Zur Beurteilung der Effizienz der Wärmepumpen wurden die Jahresarbeitszahlen (JAZ) berechnet und in Tabelle 7 zusammengefasst. Die Messung erfolgte durch separate Wärmezähler für Heizen und Warmwasser, welche unmittelbar nach der Wärmepumpe eingebaut waren. Speicherverluste sind hier als nicht berücksichtigt. Die JAZ-Werte sind insgesamt erfreulich hoch. Beim Heizen wird im Durchschnitt eine JAZ von 4.8 erreicht. Aufgrund des höheren Temperaturniveaus liegen die JAZ-Werte für die Warmwasserproduktion etwas tiefer, mit knapp 3.5 jedoch immer noch auf einem hohen Niveau. Dies ist insbesondere der Tatsache zu verdanken, dass die Temperaturerhöhung zur Eigenverbrauchsoptimierung moderat eingestellt wurde und auf Elektroheizungen gänzlich verzichtet wurde. Insgesamt wurde eine mittlere JAZ von ca. 4.1 erreicht, was den Erwartungen entspricht und für die Effizienz der eingesetzten Wärmepumpen spricht. Selbstverständlich könnte dieser Wert mit tieferen Vorlauftemperaturen für das Heizen noch etwas verbessert werden.

Tabelle 7: Gemessene Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe

Kennzahl	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	gesamt
JAZ Heizen	4.8	4.6	4.6	5.4	4.83
JAZ Warmwasser	3.5	3.2	3.3	3.8	3.46
JAZ gesamt	4.1	3.9	4.0	4.5	4.11

Tabelle 8 zeigt schliesslich eine vollständige Auswertung nach dem neuen Berechnungs-Schema des Minergie-Monitorings [Minergie 2017]. Es wurden auch die Anforderungen nach Minergie überprüft. Die Gebäude wurden nach Minergie-P-Standard zertifiziert, welchen sie klar erfüllen. Die Gesamt-Minergie-Kennzahlen (MKZ gesamt) erfüllt klar den höchsten Standard nach Minergie-A (Grenzwert 35 kWh/m²a). Dies ist dem hohen Produktionsanteil der PV-Anlagen zu verdanken. Der Eigenverbrauch kann dabei zu 100% und die Netzeinspeisung zu 40% abgezogen werden, was in einer sehr hohen MKZ für die Produktion von ca. 44 kWh/m²a resultiert. Dieser spezifische Wert wurde für alle Gebäude gleich angenommen. Auffallend ist der extrem tiefe MKZ-Gesamtwert für Haus 3. Dies ist dem geringen Warmwasserbedarf (MKZ WW 8.62) sowie dem tiefen spezifischen Elektrizitätsverbrauch (MKZ Elektrizität 33.99) zu verdanken. Der höchste MKZ-Gesamtwert hat Haus 4 mit 23.24 kWh/m²a. Dies ist auf den hohen Heizwärmeverbrauch (MKZ Heizen 12.97) und insbesondere auf den sehr hohen Warmwasserbedarf (MKZ WW 17.19) zurückzuführen.



Die Minergie-Teilanforderungen an den Heizwärmebedarf ($Q_{h,eff}$) wurden ebenfalls für alle Gebäude erfüllt. Schlussendlich wird mit der insgesamt höheren Produktion im Vergleich zum Verbrauch über das Jahr gesehen eine zusätzliche Anforderung an Minergie-A erfüllt.

Tabelle 8: Gemessene Minergie-Kennzahlen nach Gebäuden

Minergie-Monitoring			Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4
Energiebezugsfläche A_E	m ²		1295	1312	1312	465
Heizung/Lüftung/Klimatisierung						
Heizwärmebedarf effektiv Q_h,eff	kWh/m ² a		21.65	21.43	23.69	34.81
Elektrische Hilfsenergie E_LK			0	0	0	0
Gewichtungsfaktor g			2	2	2	2
Nutzungsgrad eta			4.76	4.60	4.60	5.37
Minergie-Kennzahl HLK	kWh/m ² a		9.11	9.33	10.30	12.97
Warmwasser						
WW-Wärmebedarf effektiv Q_ww	kWh/m ² a		18.57	16.44	14.37	32.83
Abminderungsfaktor Armaturen fA			1	1	1	1
Abminderungsfaktor Warmhaltung fW			1	1	1	1
Gewichtungsfaktor g			2	2	2	2
Nutzungsgrad eta			3.49	3.19	3.33	3.82
Minergie-Kennzahl WW	kWh/m ² a		10.64	10.32	8.62	17.19
Minergie-Kennzahl Heizen + WW	kWh/m ² a		19.75	19.65	18.92	30.17
Elektrizität Wohnbauten						
Elektrizitätsverbrauch Wohnungen	kWh/m ² a		19.69	21.81	16.99	18.62
Gewichtungsfaktor g			2	2	2	2
Minergie-Kennzahl Elektrizität	kWh/m ² a		39.38	43.62	33.99	37.24
Strom-Eigenproduktion						
Faktor Anteil am Gesamtareal			30%	30%	30%	11%
Eigenverbrauch E_EB	kWh/m ² a		13.89	13.89	13.9	13.9
Netzeinspeisung E_Netz	kWh/m ² a		20.48	20.48	20.48	20.48
Gewichtungsfaktor g			2	2	2	2
Minergie-Kennzahl Produktion	kWh/m ² a		44.17	44.17	44.17	44.17
Minergie-Kennzahl gesamt			14.97	19.10	8.74	23.24



4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Folgend wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gemacht unter Einbezug des ZEV-Leitfadens [Energie Schweiz, 2019]. Dieselbe Berechnung wurde von der Smart Energy Control AG auch für kommerzielle Projekte gemacht. Hauptfokus ist die Rendite bzw. Amortisationszeit für den Betreiber. Nebenfokus sind die Einsparungen für die Bewohner durch die Installation der ZEV.

Für die Berechnungen wurden die effektiv gemessenen energetischen Kennzahlen sowie Tarife verwendet.

Es wurden folgende fünf Varianten berechnet als Vergleich:

- **Variante ohne ZEV, Einspeisung «subventioniert»:** Vollständige Einspeisung des Solarstroms und unabhängiger Bezug des Netzstroms, PV-Anlage vergünstigt, siehe unten.
- **Variante mit ZEV, Eigenverbrauch, «subventioniert»:** Verwendung des Solarstroms im Eigenverbrauch innerhalb des ZEVs, PV-Anlage vergünstigt durch Bauherr und Setz Architektur AG, Eigenverbrauchsmanager vergünstigt durch Smart Energy Control AG.
- **Variante mit ZEV, Eigenverbrauch, «kommerziell»:** Verwendung des Solarstroms im Eigenverbrauch innerhalb des ZEVs, PV-Anlage und Eigenverbrauchsmanager auf kommerzielle Preise hochgerechnet.
- **Variante mit ZEV, Eigenverbrauch, «optimiert»:** Wie Variante «kommerziell» oben, jedoch zusätzliche Gebühren für den Betreiber zur Deckung der Verwaltungskosten. Damit kann die Rendite für den Betreiber erhöht werden.
- **Variante mit ZEV, Eigenverbrauch, «70% PV-Anlage»:** Wie Variante «optimiert» oben, jedoch eine um 70% verkleinerte PV-Installation. Dadurch werden die Investitionskosten reduziert und der Eigenverbrauchsanteil erhöht (Annahme 50% statt 40%). Dadurch wird die Rendite für den Betreiber weiter erhöht, allerdings handelt es sich nicht mehr um eine «Plus-Energie-Überbauung».

Der **Solartarif** wurde nach dem ZEV-Leitfaden berechnet, jeweils für beide Varianten «subventioniert» und «kommerziell». Es wurde jedoch der effektiv verrechnete Solartarif von **CHF 16.81** (Stand 2020) verwendet. Dieser liegt sowohl unter dem Tarif aus dem ZEV-Leitfaden wie auch unter dem Preisdeckel (Vergleichstarif), für beide Varianten.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus der **Sicht des Betreibers** ergibt eine Rendite von **5.2%** für den «subventionierten» Fall und **3%** für den «kommerziellen» Fall. Durch weitere Optimierung kann die Rendite jedoch in der Praxis erhöht werden. Durch eine Erhöhung der Gebühren steigt die Rendite auf **4.3%**, durch eine Verkleinerung der PV-Anlagen sogar auf **5.1%**. Durch weitere Massnahmen wie der Erhöhung des Solartarifs könnte die Rendite weiter erhöht werden (der Preisdeckel nach ZEV-Leitfaden wurde hier nicht erreicht). Mit diesen Werten ist die Investition in eine ZEV im heutigen Tiefzins-Umfeld durchaus interessant.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus der **Sicht des Bewohners** sieht prinzipiell gut aus. Der Bewohner hat im vorliegenden Projekt durch den tieferen Solartarif **7.8%** seiner Stromkosten eingespart. Durch die tieferen Gebühren gegenüber einer klassischen EVU-Zählerlösung sind die Einsparungen sogar auf **17.8%** gestiegen. Deshalb könnten hier die Gebühren mit gutem Gewissen erhöht werden. Im optimierten Fall mit erhöhten Gebühren liegen die Einsparungen immer noch bei **3.8%** bzw. **3.1%**. Diese Zahlen sind leicht tiefer als die Rendite des Betreibers, jedoch vertretbar, da der prinzipielle Anreiz beim Betreiber als Investor liegen muss.



Wirtschaftlichkeit ZEV Möriken					
INKL. TARIFBERECHNUNG NACH ZEV-LEITFADEN	Ohne ZEV nur Strom	Mit ZEV nur Strom	Mit ZEV nur Strom	Mit ZEV nur Strom	Mit ZEV nur Strom
16.11.2020, D. Zogg	RTB.regionaturstrom	RTB.regionaturstrom	RTB.regionaturstrom	RTB.regionaturstrom	RTB.regionaturstrom
blau = Werte aus Messperiode 1.9.20-31.8.21	Einspeisung "subventioniert"	Eigenverbrauch "subventioniert"	Eigenverbrauch "kommerziell"	Eigenverbrauch "optimiert"	Eigenverbrauch "70% PV-Anlage"
Daten Areal					
Anzahl PV-Anlagen	4	4	4	4	4
Anzahl Wärmepumpen	4	4	4	4	4
Anzahl Wohnungen	35	35	35	35	35
Anzahl Ladestationen (Emobile)	2	2	2	2	2
Anzahl Elektrozähler	63	63	63	63	63
Kennzahlen PV-Anlage und Verbrauch					
Installierte Leistung	164	164	164	164	115
Produktion pro Jahr	152'993	152'993	152'993	152'993	107'095
Eigenverbrauch pro Jahr		60'905	60'905	60'905	53'548
Überschuss pro Jahr	152'993	92'088	92'088	92'088	53'548
Verbrauch pro Jahr	137'707	137'707	137'707	137'707	137'707
Netzbezug pro Jahr	137'707	76'802	76'802	76'802	84'159
Eigenverbrauch in %		0.40	0.40	0.40	0.50
Verhältnis Produktion/Verbrauch jährlich		1.11	1.11	1.11	0.78
Investitionskosten	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
PV-Anlage	313'340	313'340	422'635	422'635	295'845
Einmalvergütung	-56'639	-56'639	-56'639	-56'639	-39'647
Einmalvergütung in %			0.13	0.13	0.13
Mehrkosten Mess-/Regeltechnik		0	30'000	30'000	30'000
Total Investitionskosten	256'701	256'701	395'996	395'996	286'197
Total Investitionskosten ohne Einmalvergütung	313'340	313'340	452'635	452'635	325'845
Unterhalt	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr
Betrieb und Unterhalt PV-Anlage	3133.395	3133.395	4226.35	4226.35	2958.445
Betrieb und Unterhalt Mess- und Regeltechnik	0	0	300	300	300
Total Unterhalt	3'133	3'133	4'526	4'526	3'258
Stromtarife	Rp/kWh	Rp/kWh	Rp/kWh	Rp/kWh	Rp/kWh
Bezug HT	21.12	21.12	21.12	21.12	21.12
Bezug NT	17.89	17.89	17.89	17.89	17.89
Bezug Mischtarif	20.43	20.43	20.43	20.43	20.43
Einspeisung HT	6.73	6.73	6.73	6.73	6.73
Einspeisung NT	6.73	6.73	6.73	6.73	6.73
Einspeisung Mischtarif	6.73	6.73	6.73	6.73	6.73
Solartarif gemäss ZEV-Leitfaden		21.17	23.50	23.50	23.50
Verrechneter Tarif		16.81	16.81	16.81	16.81
Leistungstarif (CHF/kW/Monat)		0.00	0.00	0.00	0.00
Grundpreis (CHF/Monat/Zähler)	10.77	10.77	10.77	10.77	10.77
Vergleichstarif inkl. Grundpreis	26.34				
Verwaltung + Abrechnung	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr
Abrechnungs-Gebühren pro Zähler		60	60	60	60
Verwaltungs-Gebühren pro Zähler				80	80
Gebühren total	8'142	3'909	3'909	8'949	8'949
Total Verwaltung	8'142	3'909	3'909	8'949	8'949
Rendite für Investor/Betreiber	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr
Verkauf Solarstrom pro Jahr	-	10'238	10'238	10'238	9'001
Einspeisung pro Jahr	10'296	6'198	6'198	6'198	3'604
Unterhalt pro Jahr	-3'133	-3'133	-4'526	-4'526	-3'258
Einnahmen durch Verwaltungs-Gebühren pro Jahr	-	-	-	5'169	5'169
Einnahmen total pro Jahr	7'163	13'302	11'909	17'079	14'516
Total Investitionskosten	256'701	256'701	395'996	395'996	286'197
Rendite	2.8%	5.2%	3.0%	4.3%	5.1%
Amortisationszeit	35.8	19.3	33.3	23.2	19.7
Einsparungen für Bewohner	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr	CHF/Jahr
Einkauf Solarstrom pro Jahr	-	10'238	10'238	10'238	9'001
Gebühren pro Jahr	8'142	3'909	3'909	8'949	8'949
Gebühren pro Wohnung/Monat	19.39	9.31	9.31	21.31	21.31
Kosten total pro Jahr	36'292	29'846	29'846	34'898	35'164
Einsparungen pro Jahr inkl. Gebühren		6'446	6'446	1'394	1'128
Einsparungen inkl. Gebühren		17.8%	17.8%	3.8%	3.1%
Einsparungen pro Jahr nur Strom		2'203	2'203	2'203	1'937
Einsparungen nur Strom		7.8%	7.8%	7.8%	6.9%



Berechnung Gestehungskosten Photovoltaikanlage beim ZEV "subventioniert"

In Art. 16 EnV sind die Modalitäten zur Berechnung der weiter verrechenbaren Kosten geregelt. Die Tarifierung hat auf den tatsächlich anfallenden Kosten abzüglich der Erlöse aus der eingespeisten Elektrizität zu erfolgen. Mittels diesem Formular können die Tarifkosten für den selbstproduzierten Strom einfach berechnet werden. Viele weitere Parameter in der Berechnung der Tarifkosten variabel und können sich von Jahr zu Jahr verändern. Es ist deshalb empfehlenswert, die Tarife jährlich anzupassen.

Angaben zur Anlage und dem möglichen Ertrag

Anlage		2019	2020
Inbetriebnahmejahr der Anlage / Alter der Anlage			
Installierte Leistung		164 kWp	
Prognostizierter Ertrag:	basierend auf Berechnung/Vorjahreswert	152'993 kWh	152'993 kWh
	Abschätzung ¹⁾	kWh	
Prognostizierter Anteil Eigenverbrauch resp. Vorjahreswert	39.81 %	60'905 kWh	
Zinsumfeld			
aktueller Referenzzinssatz		1.5 %	Datum
Maximal zu erzielende Rendite auf den Kapitalkosten		2 %	0.02
Strompreise			
Rückspeisevergütung		6.73 Rp/kWh	
Preis externes Standardstromprodukt (Durchschnitt HT, NT und Fixkosten) ²⁾		26.34 Rp/kWh	

Gestehungskosten Photovoltaikanlage

	effektive Kosten	Kosten pro Jahr
Investitionskosten		
Anlagekosten	313'339.50 Fr	
Einmalvergütung	- 56'638.80 Fr	
Total Investitionskosten	256'700.70 Fr	13'148.32 Fr/Jahr ³⁾
Betriebskosten		
Wartung, Unterhalt	effektive jährliche Kosten	4'526.35 Fr
Ersatzteile	effektive jährliche Kosten	Fr
Wartung, Unterhalt, Ersatz ⁴⁾	Pauschal (3.0 Rp/kWh erzeugter Strom)	4'589.79 Fr
Total Betriebskosten		4'526.35 Fr/Jahr
Erlös		
Erlös aus Rückspeisung ins Netz	92'088 kWh à 7 Rp	-6'197.52 Fr/Jahr
Total jährliche Kapital und Betriebskosten		11'477.15 Fr/Jahr
Gestehungskosten pro kWh im Eigenverbrauch	60'905 kWh à	18.8 Rp/kWh

Aufwand für Messung, Abrechnung und Verwaltung (Stromnebenkosten):

Stromverbrauch der Liegenschaft pro Jahr	137'707 kWh/Jahr
Kosten Messung, Abrechnung und Verwaltung pro Jahr	3'909 CHF/Jahr
Kosten Messung, Abrechnung und Verwaltung, verbrauchsbezogen	2.84 Rp/kWh

Preisberechnung, inkl. Stromnebenkosten gemäss Renditeteilung:

a) Interne Kosten: Gestehungskosten inkl. Stromnebenkosten	21.68 Rp/kWh
b) Kosten externes Standardstromprodukt ²⁾	26.34 Rp/kWh
Mittelwert aus a) und b): zulässige Grenze für internen Stromtarif	24.01 Rp/kWh

Interner Stromtarif zur Weiterverrechnung an Mieterinnen und Mieter, inkl. Stromnebenkosten	24.01 Rp/kWh
--	---------------------

¹⁾ In der Regel kann von 960 kWh/kWp installierter Leistung ausgegangen werden. Hier wird mit einer jährlichen Altersdegression von 0.5%

²⁾ Mix aus Hochtarif (11/14) und Niedertarif (3/14)

³⁾ Abschreibeperiode von 25 Jahren und einer Rendite von $\text{Annuität} = \text{Kreditsumme} * \frac{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Laufzeit}} * \text{Zinssatz}}{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Laufzeit}} - 1}$ maximal 0.5% mehr als der aktuelle Referenzzinssatz.

⁴⁾ Für die Betriebskosten darf nur solange ein Pauschalwert eingesetzt werden als keine effektiven Kosten vorliegen.

Interner Stromtarif zur Weiterverrechnung an Mieterinnen und Mieter, exkl. Stromnebenkosten	21.17 Rp/kWh
--	---------------------



Berechnung Gestehungskosten Photovoltaikanlage beim ZEV "kommerziell"

In Art. 16 EnV sind die Modalitäten zur Berechnung der weiter verrechenbaren Kosten geregelt. Die Tarifierung hat auf den tatsächlich anfallenden Kosten abzüglich der Erlöse aus der eingespeisten Elektrizität zu erfolgen. Mittels diesem Formular können die Tarifkosten für den selbstproduzierten Strom einfach berechnet werden. Viele weitere Parameter in der Berechnung der Tarifkosten variabel und können sich von Jahr zu Jahr verändern. Es ist deshalb empfehlenswert, die Tarife jährlich anzupassen.

Angaben zur Anlage und dem möglichen Ertrag

Anlage		2019	2020
Inbetriebnahmejahr der Anlage / Alter der Anlage		164 kWp	
Installierte Leistung		164 kWp	
Prognostizierter Ertrag:	basierend auf Berechnung/Vorjahreswert	152'993 kWh	152'993 kWh
	Abschätzung ¹⁾	kWh	
Prognostizierter Anteil Eigenverbrauch resp. Vorjahreswert	39.81 %	60'905 kWh	
Zinsumfeld			
aktueller Referenzzinssatz		1.5 %	Datum
Maximal zu erzielende Rendite auf den Kapitalkosten		2 %	0.02
Strompreise			
Rückspeisevergütung		6.73 Rp/kWh	
Preis externes Standardstromprodukt (Durchschnitt HT, NT und Fixkosten) ²⁾		26.34 Rp/kWh	

Gestehungskosten Photovoltaikanlage

	effektive Kosten	Kosten pro Jahr
Investitionskosten		
Anlagekosten	452'635.00 Fr	
Einmalvergütung	- 56'638.80 Fr	
Total Investitionskosten	395'996.20 Fr	20'283.10 Fr/Jahr ³⁾
Betriebskosten		
Wartung, Unterhalt	effektive jährliche Kosten 4'526.35 Fr	
Ersatzteile	effektive jährliche Kosten Fr	
Wartung, Unterhalt, Ersatz ⁴⁾	Pauschal (3.0 Rp/kWh erzeugter Strom) 4'589.79 Fr	
Total Betriebskosten		4'526.35 Fr/Jahr
Erlös		
Erlös aus Rückspeisung ins Netz	92'088 kWh à 7 Rp	-6'197.52 Fr/Jahr
Total jährliche Kapital und Betriebskosten		18'611.93 Fr/Jahr
Gestehungskosten pro kWh im Eigenverbrauch	60'905 kWh à	30.6 Rp/kWh

Aufwand für Messung, Abrechnung und Verwaltung (Stromnebenkosten):

Stromverbrauch der Liegenschaft pro Jahr	137'707 kWh/Jahr
Kosten Messung, Abrechnung und Verwaltung pro Jahr	3'909 CHF/Jahr
Kosten Messung, Abrechnung und Verwaltung, verbrauchsbezogen	2.84 Rp/kWh

Preisberechnung, inkl. Stromnebenkosten gemäss Renditeteilung:

a) Interne Kosten: Gestehungskosten inkl. Stromnebenkosten	33.40 Rp/kWh
b) Kosten externes Standardstromprodukt ²⁾	26.34 Rp/kWh
Mittelwert aus a) und b): zulässige Grenze für internen Stromtarif	26.34 Rp/kWh

Interner Stromtarif zur Weiterverrechnung an Mieterinnen und Mieter, inkl. Stromnebenkosten	26.34 Rp/kWh
--	---------------------

¹⁾ In der Regel kann von 960 KWh/kWp installierter Leistung ausgegangen werden. Hier wird mit einer jährlichen Altersdegression von 0.5%

²⁾ Mix aus Hochtarif (11/14) und Niedertarif (3/14)

³⁾ Abschreibeperiode von 25 Jahren und einer Rendite von $\text{Annuität} = \text{Kreditsumme} \times \frac{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Laufzeit}} * \text{Zinssatz}}{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Laufzeit}} - 1}$ maximal 0.5% mehr als der aktuelle Referenzzinssatz.

⁴⁾ Für die Betriebskosten darf nur solange ein Pauschalwert eingesetzt werden als keine effektiven Kosten vorliegen.

Interner Stromtarif zur Weiterverrechnung an Mieterinnen und Mieter, exkl. Stromnebenkosten	23.50 Rp/kWh
--	---------------------



4.6 Messkontrolle

4.6.1 Wichtiger Hinweis

Es ist unbestritten, dass die absoluten Einsparungen für die Bewohner durch die generell tieferen Tarife im ZEV von zentraler Bedeutung sind. Die Bewohner haben dadurch einen klaren Anreiz, im ZEV mitzumachen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse in Abschnitt 4.5 zeigt eine klare Einsparung für die Bewohner.

Der Hauptfokus der Messkontrolle lag jedoch auf der Beurteilung der *zusätzlichen* Einsparungen für die Bewohner durch die Strombörse. Aufgrund des aktuell ungünstig festgelegten Stromtarifs mit nur 1 Rp/kWh Unterschied zwischen Solar- und Niedertarif konnten erwartungsgemäss keine *zusätzlichen* Einsparungen erzielt werden (was Abschnitt 4.6.2 im Detail aufzeigt). Als Ergänzung wurden auch alternative Tarifmodelle untersucht, bei welchen die Bewohner einen echten finanziellen Anreiz zur Nutzung des Solarstroms hätten (siehe Abschnitt 4.6.3). Je nach Tarifmodell wären zusätzliche Einsparungen möglich, allerdings sind die Beträge nicht sehr hoch. Es stellt sich deshalb die Frage, ob die finanzielle Komponente für die Bewohner überhaupt im Vordergrund liegt, oder ob nicht eher der ökologische Anreiz zur Nutzung des Solarstroms wichtiger ist.

Wie bereits in den vorangehenden Kapiteln aufgezeigt wurde, muss neben den Einsparungen für die Bewohner auch an den Ertrag für den *Betreiber* gedacht werden. Dieser wurde in der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Abschnitt 4.5 ebenfalls betrachtet. Im Verlaufe des Projektes wurde klar, dass die Rendite für den Betreiber kritischer war als die zusätzlichen Einsparungen für die Bewohner. Deshalb wurden die Regelalgorithmen entsprechend auf die Eigenverbrauchsoptimierung umgestellt. Leider konnte diese grundsätzliche Erkenntnis in der Messkontrolle nicht mehr berücksichtigt werden.

4.6.2 Einsparungen auf Seite Bewohner mit den heutigen Tarifen

Gemäss Forschungsantrag wurden in einer einjährigen Messperiode die **tarifliche Wirkung** der Strombörse **aus Sicht des Bewohners** überprüft und deren Einfluss auf die Stromkosten der Anlage erhoben. Die Auswertung der Daten sollte zu einer Empfehlung für zukünftige Tarifstrukturen führen.

Zur Beurteilung dieses Messjahres wurden die **Daten** von insgesamt 66 elektrischen Energiezählern aus der Anlage und von 7 Zählern des Energieleveranten RTB ausgewertet. Die Daten der RTB-Zähler wurden hauptsächlich zur Überprüfung (Verifizierung) der Anlagedaten verwendet.

Die Daten dieser Energiezähler wurden durch den Eigenverbrauchsmanager eingelesen und als "Viertelstundenwerte" in eine SQL-Datenbank eingeschrieben. Diese SQL-Datenbank war die Grundlage für die gesamten Auswertungen in diesem Messjahr.

Die 66 Zähler der Anlage sind wie folgt aufgeteilt:

- 5 Zähler für die 5 PV-Anlagen (Produktion)
- 4 Zähler für den Heizverbrauch (Wärmepumpen 1-4)
- 4 Zähler für die Warmwasserproduktion (Wärmepumpe 1-4, "umgeschaltet von Heizung")
- 11 Zähler als Haushaltzähler in den Wohnungen Haus 1
- 10 Zähler als Haushaltzähler in den Wohnungen Haus 2
- 11 Zähler als Haushaltzähler in den Wohnungen Haus 3
- 4 Zähler als Haushaltzähler in den Wohnungen Haus 4
- 5 Zähler für Allgemeinstrom in Haus 1 bis 4, Umgebung und Einstellhalle



1 Zähler für E-Mobile

11 Zähler für die Disporäume in den Häusern 1 bis 4 (5 x H1, 1 x H2, 1 x H3, 4 x H4)

Die pro Tag und Zähler anfallenden 96 Messwerte ergaben pro Jahr und Zähler rund 35'000 Daten.
Für die nachfolgend aufgeführten Auswertungen wurde somit 2,3 Mio. Anlagedaten und eine Viertelmillion RTB-Daten bearbeitet.

Als Messwerte wurden praktisch ausschliesslich Zählerstände verarbeitet. Dies hatte den Vorteil, dass sich Fehler (fehlende Messwerte, doppelte Messwerte, falsche Werte usw.) weitgehend selbst wieder korrigierten, oder manuelle Korrektur keinen Einfluss auf die Endergebnisse hatten.

Auswirkungen verschiedener Fehler auf die Auswertungen konnten somit ungefähr im Bereich der Zählergenauigkeit von 1% gehalten werden.

Die Auswertung der rund 2,5 Mio. Daten wurde in EXCEL durchgeführt. Dazu wurden nochmals ähnlich viele aufbereitete Daten für Berechnungen und Darstellungen erzeugt.

Da die Elektrotarife eine Wochenperiode aufweisen wurde das ganze "Messjahr" als 52 Wochen vom 2. Sept. 2019 bis 30. Aug. 2020 angenommen und ausgewertet. Dadurch wurden die Darstellungen der Resultate (Statistiken und Verläufe) wesentlich übersichtlicher.

Ausgewertet wurden neben den Energie- und Stromkostendaten der Anlage vor allem die Wirkung und Auswirkungen (Einsparungen) der Strombörse.

Von Seiten des Energielieferanten RTB kommen für diese Anlage drei **Tarife** zur Anwendung. Neben den üblichen Nieder- und Hochtarif (NT und HT) besteht ein PV-Tarif (PVT) für den im Areal selbst genutzten Strom der Photovoltaikanlagen. Während Nieder- und Hochtarif feste Zeiten haben, wirkt der PV-Tarif immer, wenn die PV-Anlagen produzieren.

Für die Verrechnung der Stromkosten wird ein variabler Tarif, proportional zum Eigenverbrauch und dem Netzbezug berechnet. Beim Netzbezugsanteil werden Nieder- und Hochtarif berücksichtigt.

Nieder- und Hochtarif (NT und HT) mit den Tarifzeiten:

Jahr 2019 (2.Sept. bis 31.Dez.): NT: 17,49 Rp/kWh, HT: 20,72 Rp/kWh, PVT: 16,41 Rp/kWh

Jahr 2020 (1.Jan. bis 30.Aug.): NT: 17,89 Rp/kWh, HT: 21,12 Rp/kWh, PVT: 16,81 Rp/kWh

Für einige Überlegungen, Kontrollen und Abschätzungen wurde der zeitliche Mittelwert (4 Monate 2019 und 8 Monate 2020 eingesetzt.

Mittlere Tarife (2019/2020): NT: 17,76 Rp/kWh, HT: 20,99 Rp/kWh, PVT: 16,68 Rp/kWh

Für die Rückspeisung ins Netz vergütet RTB für solche Anlagen üblicherweise 5,8 Rp/kWh. Für die Sicht der Bewohner hat dies jedoch keinen Einfluss. Es wird jedoch sofort ersichtlich, dass der Unterschied zwischen PVT und NT sehr gering ist (nur 1.08 Rp/kWh).

Die Tarifzeiten sind folgendermassen:

Hochtarif (HT) ist Montag bis Freitag von 07:00 Uhr bis 20:00 Uhr und am Samstag von 07:00 Uhr bis 13:00 Uhr. Die ganze übrige Zeit gilt Niedertarif (NT).

An einem sonnigen Sommertag, hier als Beispiel der 20. Juli 2020 (Abbildung 78 links), ist einerseits genügend PV-Energie vorhanden und andererseits der Sonnenaufgang und -untergang jenseits der Hochtarifgrenzen, so dass praktisch direkt vom Niedertarif in den PV-Tarif gewechselt wird. Die kleinen Spitzen zeigen entweder kurze Abschattungen oder kurze Verbrauchsspitzen. Das 24 h Mittel liegt hier bei 17,32 Rp/kWh, also fast genau in der Mitte zwischen PV- und Niedertarif.



Die zweite Graphik (Abbildung 78 rechts) zeigt als Beispiel den Tarif an einem Wintertag (13. Jan. 2020). Durch die wesentlich kürzere Sonnenscheindauer steigt der Tarif um 07:00 Uhr vom NT auf den Hochtarif an und fällt am Abend um 20:00 Uhr vom HT auf den NT zurück. Zwischendurch ziehen die Eigenverbrauchs-anteile den Tarif vom HT auf den PV-Tarif hinunter. Für genau eine Viertelstunde (ca. 15 Uhr) entspricht der Tarif exakt dem PV-Tarif. Somit war die gesamte Anlage in dieser Zeit bei ca. 20 kW energieautark.

Der 24 h Mittelwert entspricht hier 18,69 Rp/kWh und der Mittelwert in der HT-Zeit beträgt 19,35 Rp/kWh

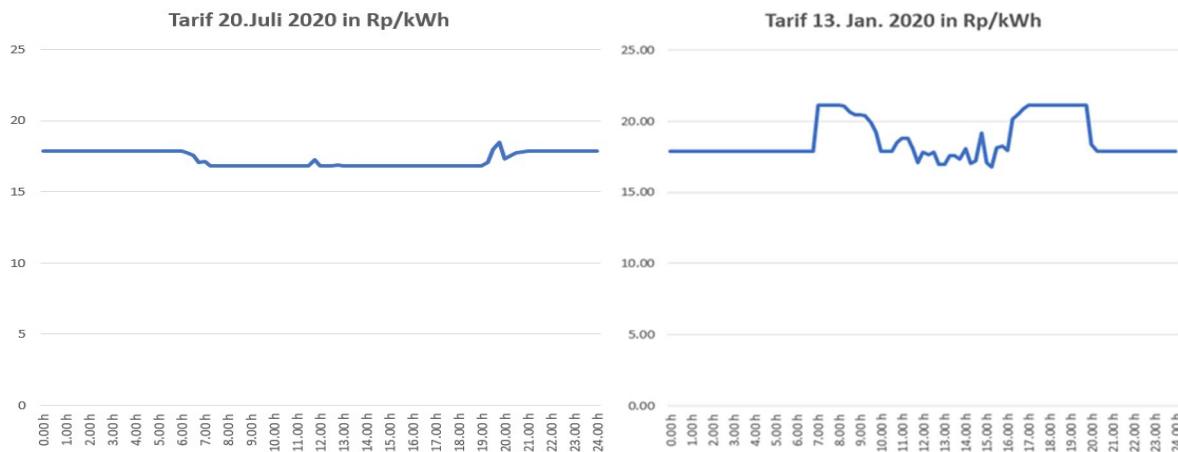


Abbildung 78: Tarifverlauf an einem typischen Sommertag (links) und einem Wintertag (rechts).

Die verwendeten Tarife für die "Stromrechnungen" und natürlich für die Kostenkontrolle der Strombörsen lassen sich neben der Nachrechnung am einfachsten über die Plausibilität in Diagrammen kontrollieren.

Das Diagramm in Abbildung 79 zeigt 5 Wochentarife (gestaffelt) aus den Winterwochen 2020/02-06.

Links starten die Tariflinien mit dem Niedertarif am Montag 00:00 Uhr. Rechts außen ist der Niedertarif von Samstagmittag bis Sonntagnacht sichtbar und auch zwischen den Tagesverläufen sind die NT-Phasen gut auszumachen. Die Tagesverläufe sind recht unterschiedlich. Von weitgehend Hochtarif bis zu längeren Phasen PV-Tarif ist alles vorhanden.

Auch die Mittelung von Tarifen macht für verschiedene Betrachtungen, Prognosen und Plausibilitätschecks Sinn. Im Diagramm unten ist der mittlere Wochentarif dieser 5 Wochen (blau) und zum Vergleich, der mittlere Wochentarif aller 52 Wochen (orange) eingezeichnet.

Berechnet liegt der Tarifmittelwert der 5 Winterwochen (2020/02–06) bei 18,51 Rp/kWh. Im Jahresmittel liegt der Tarif bei 17,83 Rp/kWh. Beide Werte liegen noch klar über dem Niedertarif.



Tarif 5 x 1 Woche vom 6.1.2020 bis 9.2.2020 in Rp/kWh

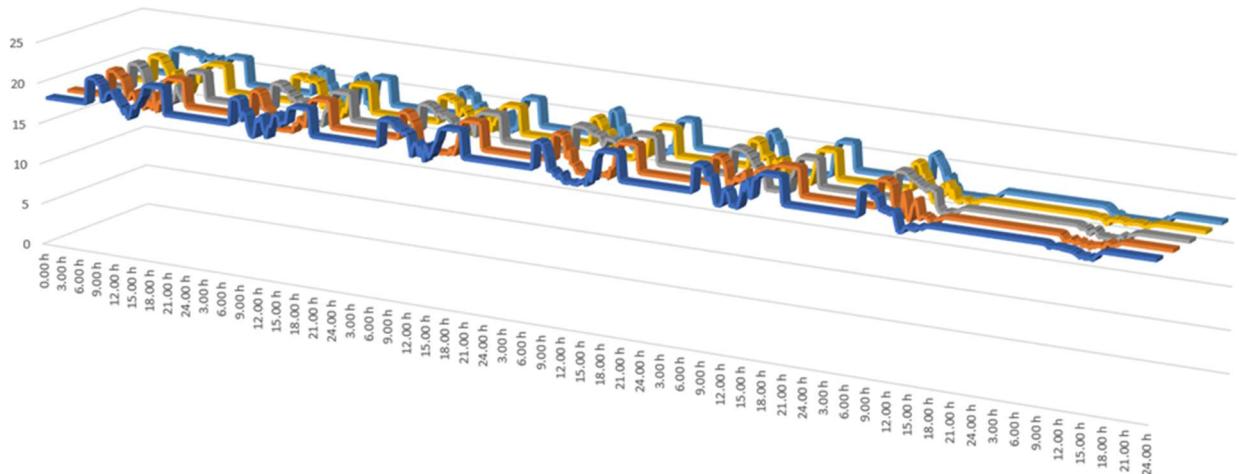


Abbildung 79: Tarifverlauf an 5 ausgewählten Wochen im Winter

Auch die Auswertung der mittleren Tarife während den Hochtarifzeiten sind interessant und für eine Optimierungsabschätzung wertvoll (Abbildung 80). Im Sommerhalbjahr liegt der mittlere Tarif (HT-Zeiten) bei 17,34 Rp/kWh und im Winterhalbjahr bei 18,93 Rp/kWh. Im Ganzjahresmittel also bei 18,13 Rp/kWh.

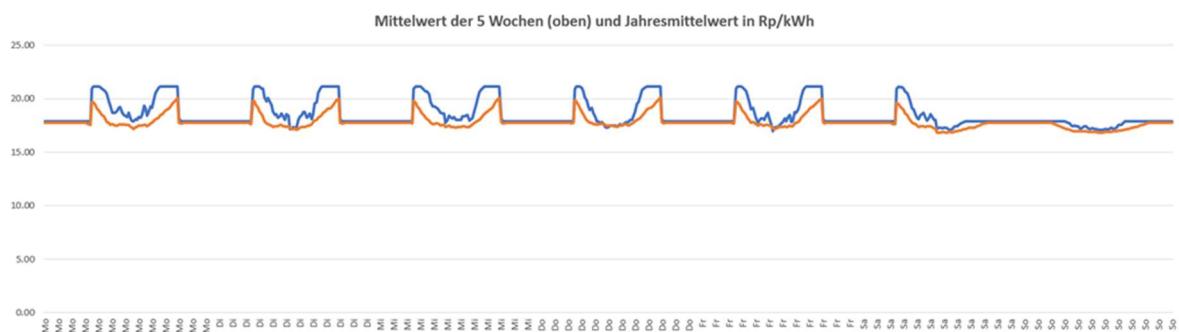


Abbildung 80: Mittlerer Tarifverlauf in den 5 gewählten Winter-Wochen und Jahresmittelwert

Die gemittelten Tarife dürfen nicht einfach so mit den mittleren Energien verrechnet und als Kosten ausgewiesen werden. Solange einzelne Energiebezüge in bestimmten Zeiten auftreten entstehen hier Fehler (kein linearer Zusammenhang). Einige Kontrollen haben aber ergeben, dass bei der aktuellen Konzentration der Bezüge ein Ausgleich vorhanden ist, der die Fehler teilweise unter die 1% Marke drückt. Mit zunehmendem Eigenverbrauch wird dieser mittlere Tarif während der Solarphase beziehungsweise der "Hochtarifzeiten" für die Kostenschätzungen immer genauer.

Für die Ermittlung der Stromkosten in der Anlage, wurde der vom Eigenverbrauchsmanager berechnete und in der Datenbank hinterlegte Tarif verwendet.

Eine Kontrolle dieses berechneten Tarifs wurde mit den Zählerdaten der RTB-Zähler durchgeführt und sieht, hier als Beispiele, folgendermassen aus. Die am Beispiel vom 6. Januar (Abbildung 82) und 6.+7. Jan. 2020 (Abbildung 81) dargestellten Tarifkurven zeigen optisch eine genaue Übereinstimmung. Die Tarifberechnungen sind somit, in den üblichen Toleranzen, identisch.



Kontrolle der Tarifberechnung (Rp/kWh), Beispiel 6. und 7. Jan 2020

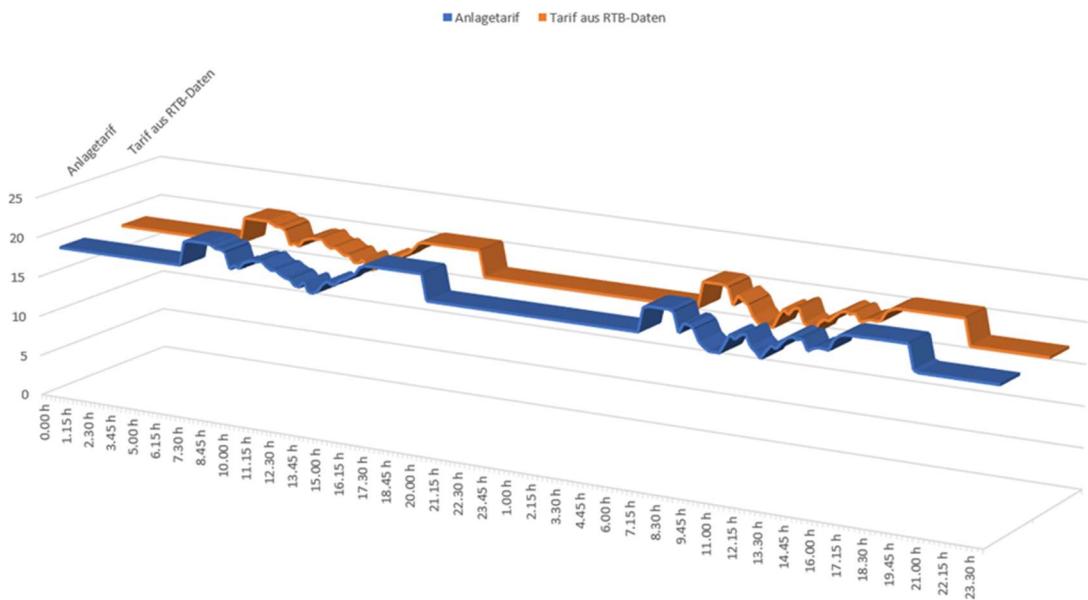


Abbildung 81: Tarif-Kontrolle anhand zweier ausgewählter Januar-Tage (6.+7. Januar)

Kontrolle der Tarifberechnung (Rp/kWh), Beispiel 6. Jan 2020

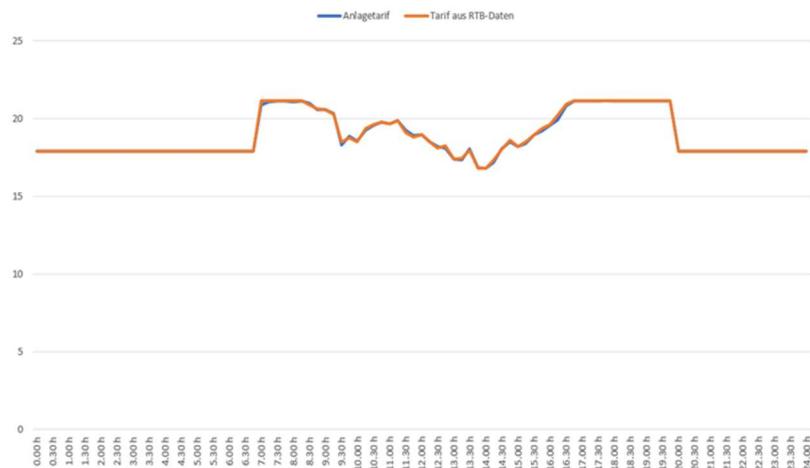


Abbildung 82: Tariflicher Vergleich mit Daten des Energieversorgers (RTB) für den 6. Januar

Die Kontrolle der Tarifberechnungen des Eigenverbrauchsmanagers mit den Daten der RTB-Zähler zeigen auch an weiteren Tagen Übereinstimmung. Die Berechnung des Tarifs beruht auf einer linearen Gewichtung aus den Tarifen mit den jeweiligen Energiewerten Eigenverbrauch und Einspeisung.

Die 4 **Wärmepumpen** in den einzelnen Häusern werden jeweils für die Heizung und die Warmwasserproduktion eingesetzt. Sie produzieren aber Brauchwarmwasser und Heizungswärme nicht gleichzeitig, so dass der Verbrauch mit nur einem Zähler pro WP trotzdem der Heizung oder dem Warmwasser zugeordnet werden kann.



Das Diagramm in Abbildung 83 zeigt als Beispiel den elektrischen Energiebezug für die **Warmwasserproduktion** im Haus 1 (WP 1) über die ganze Messperiode von 52 Wochen (2.Sept.2019 bis 30. August 2020). Die Diagrammbreite zeigt jeweils eine Woche von Montag bis Sonntag. Die Datenreihen in der Tiefe zeigen die 52 Wochen, mit der ersten Woche zuvorderst. Die Z-Achse repräsentiert die kWh pro Viertelstunde.

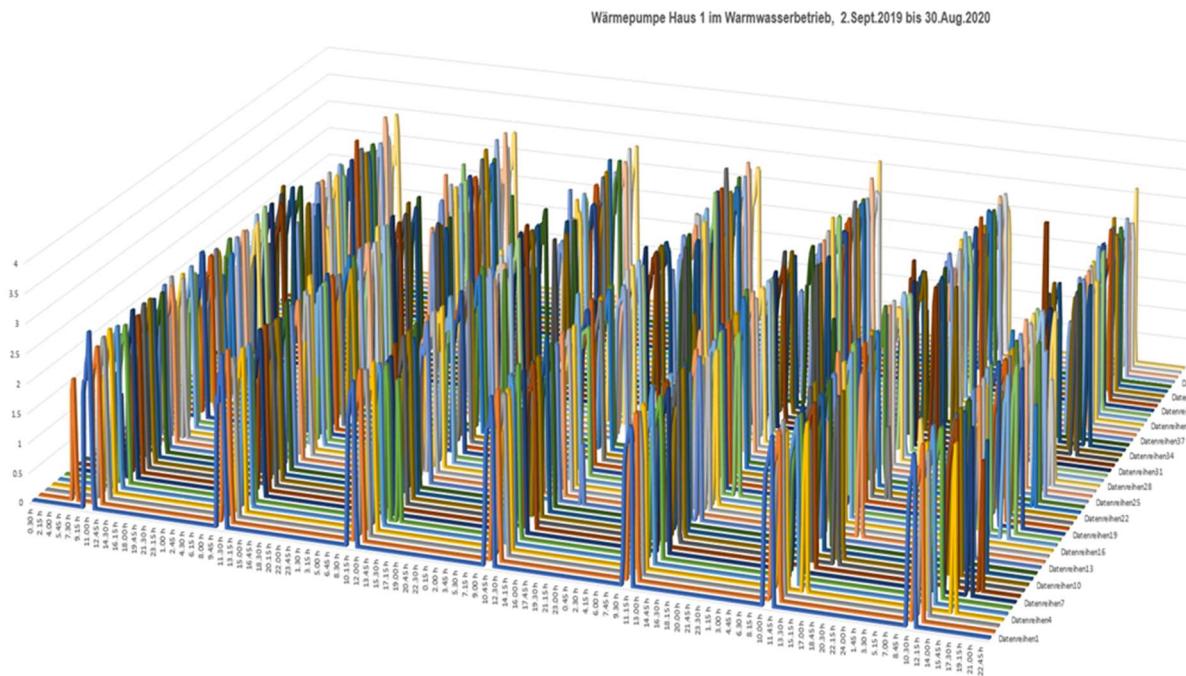


Abbildung 83: Elektrischer Energiebezug für die Warmwasserproduktion in Viertelstunden-Schritten über 52 Wochen.

Man kann relativ einfach feststellen, dass sämtliche Energiebezüge der WP 1 zur Warmwasserproduktion vom Eigenverbrauchsmanager in den Solarbereich des Tages (PV-Tarif-Zeit) gelegt wurden. Die Analyse hat gezeigt, dass auch die anderen Wärmepumpen (WP 2-4) im gleichen Zeitraum, aber gestaffelt, ihren Energieverbrauch für das Warmwasser aufweisen.

Der Eigenverbrauchsmanager optimiert also nicht auf maximale Stromkosten-Reduktion für die Bewohner, sondern auf maximalen Eigenverbrauch. Er nimmt somit in Kauf, dass der "Mischtarif" durch den Verbrauch höher werden kann als der Niedertarif. Die gesamten Auswertungen zeigen, dass dies beim Warmwasser noch keine grossen Auswirkungen hat. Bei weiteren Verbrauchern wie Heizung, Haushalt usw. zeigen sich dann plötzlich "negative Einsparungen" gegenüber dem Niedertarif.

Das Diagramm in Abbildung 84 zeigt als Beispiel für eine Sommerwoche (KW 28) die vier WP's, die vom Eigenverbrauchsmanager EVM weitgehend nacheinander, aber jeweils vorwiegend am Tag (PV-Bereich) angesteuert werden (unterer Bereich des Diagramms). Parallel dazu ist im oberen Bereich der aktuelle Tarif (blau) und der Tarif-Mittelwert (grün) eingezeichnet.

In dieser Sommerwoche ist der Solarbereich (Zeit und Ertrag) so gross, dass nur in ganz kurzen Zeiten (Spitzen) der Hochtarif durchdrückt. Der Energiebezug der vier Wärmepumpen (WP 4 hat wesentlich kleinere Leistung (gelb)), liegt hauptsächlich im Bereich des PV-Tarifs (tiefster Mischtarif) und garantiert somit eine Kosteneinsparung gegenüber dem Niedertarif.



Die 4 Wärmepumpen im Warmwasserbetrieb, Sommer 2020, WO 28, 6. bis 12 Juli 2020



Abbildung 84: Betrieb der 4 Wärmepumpen für die Warmwasserproduktion in einer Sommer-Woche (KW 28)

In dieser Woche wurden 435,6 kWh Energie für das Warmwasser, mit Kosten von CHF 73,60 benötigt. Wären die gesamten Bezüge im Niedertarif, dann wären die Kosten bei CHF 77,40.

Somit resultiert eine Einsparung gegenüber dem Niedertarif von CHF 3,80.

Im zweiten Diagramm (Abbildung 85) ist das Gleiche nochmals, als Beispiel für eine Winterwoche (KW 2) aufgezeichnet. Die vier Wärmepumpen beziehen ihren Verbrauch fast ausschliesslich im Solarbereich (WP 2 liegt teilweise im Niedertarif). Einige Bezugsspitzen liegen aber direkt im Mischtarifbereich und "kosten" dadurch mehr als im Niedertarifbereich.

Die 4 Wärmepumpen im Warmwasserbetrieb, Winter 2020, WO 02, 6. bis 12 Januar 2020

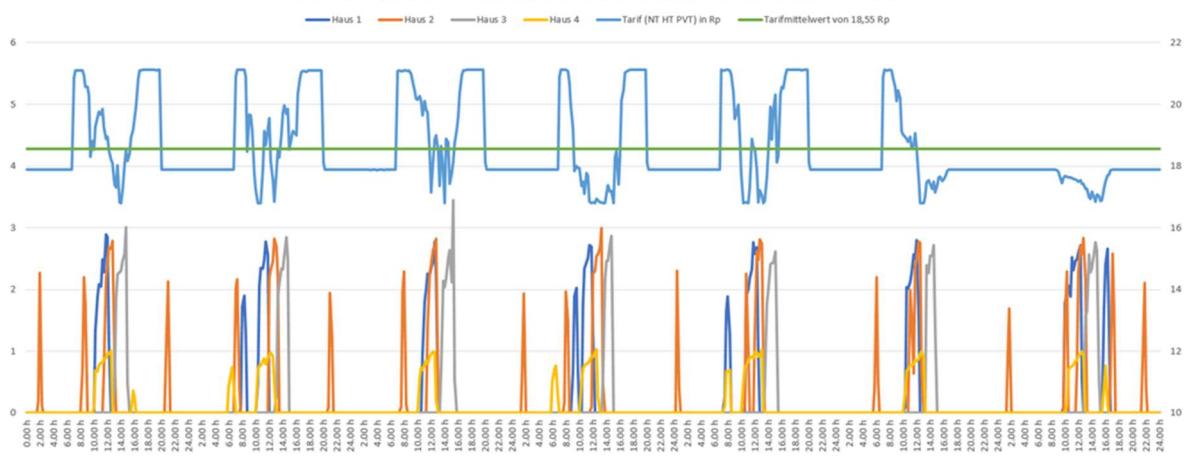


Abbildung 85: Betrieb der 4 Wärmepumpen für die Warmwasserproduktion in einer Winter-Woche (KW 02)

In dieser Woche wurden 490,4 kWh für Warmwasser bezogen, mit Kosten von CHF 89,20. Gegenüber dem Bezug bei Niedertarif (CHF 87,70) ist dies ein Verlust von CHF 1,50.

Die Aufteilung des Warmwasserverbrauchs auf die vier Wärmepumpen über die ganzen 52 Wochen zeigt das Diagramm in Abbildung 86. Erstaunlich ist der plötzliche Anstieg in Haus 4 (aufgrund des Benutzerverhaltens) und vermutlich waren die nicht belegten Wohnungen am Anfang der Messperiode im Haus 3.

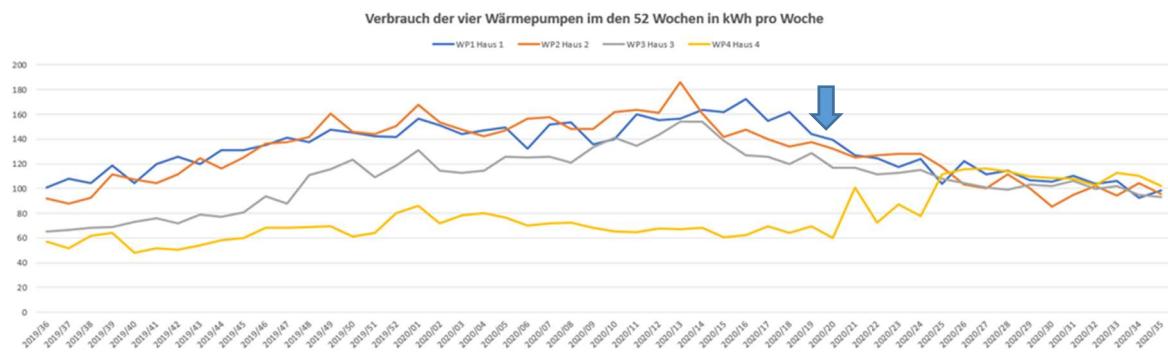


Abbildung 86: Wöchentliche Verbrauchswerte der vier Wärmepumpen für die Warmwasserproduktion über die gesamte Messperiode

Die im Haus 1 in der Woche 20 installierte Abschaltung der Warmwasserzirkulation in der Nacht (weniger Verluste) ist in beiden Graphiken (oben und unten) knapp sichtbar (leichtes Absinken der blauen Kurven in Woche 20, durch Pfeil markiert).

Den gesamten Energieverbrauch in den 52 Wochen, für die Warmwasserproduktion mit den 4 Wärmepumpen, zeigt die Graphik in Abbildung 87. Bei einem Gesamtverbrauch, in diesen 25 Wochen, von 23'220 kWh für die vier WP's, wird im Winter mit rund 500 kWh pro Woche 150 kWh mehr verbraucht als im Sommer mit rund 350 kWh pro Woche (am Anfang waren noch nicht alle Wohnungen belegt). Der Grund für diesen erhöhten Energiebedarf im Winter ist nicht etwa der erhöhte Warmwasserbedarf (der ist im Sommer eher höher), sondern die reduzierte Erdsontentemperatur mit dem entsprechenden Wirkungsgrad der Wärmepumpen, wenn gleichzeitig die Heizung in Betrieb ist.



Abbildung 87: Wöchentliche Verbrauchswerte aller Wärmepumpen für die Warmwasserproduktion über die gesamte Messperiode

Die **gesamte Statistik** für den Verbrauch (Energie und Kosten) der **Warmwasserproduktion** sieht für diese 52 Wochen folgendermassen aus:

Verbrauch ganzes Areal: 23'220 kWh, Kosten ganzes Areal: CHF 4'055.-

Daraus resultierender mittlerer Tarif: 17,46 Rp/kWh (mittlerer Niedertarif 17,76 Rp/kWh)

Fiktive Kosten bei Hoch- und Niedertarif anstelle des NT-HT-PV-Tarifs: CHF 4'690.-

Der PV-Tarif (PV-Anlage) bringt den Bewohnern also Einsparungen von CHF 635.-

Die Strombörse mit heutigem Tarifsystem bewirkt davon CHF 70.- (gegenüber WW-Produktion im Niedertarif)



Es folgt nun die Messkontrolle für die **Heizung**. Das Diagramm in Abbildung 88 zeigt als Beispiel den elektrischen Energiebezug für die Heizung in den Häusern 1-4 (WP 1-4) über eine Messperiode von 10 Wochen (6.Jan. bis 15.März 2020). Die Diagrammbreite zeigt jeweils eine Woche von Montag bis Sonntag. Die Datenreihen in der Tiefe zeigen die 10 Winterwochen WO 02 bis WO 11, mit der ersten Woche zuvorderst. Die Z-Achse repräsentiert die kWh pro Viertelstunde.

Verbrauch Heizung (WP1-4) im Winter (WO 02 bis WO 11, 6. Jan. bis 15. März 2020) in kWh

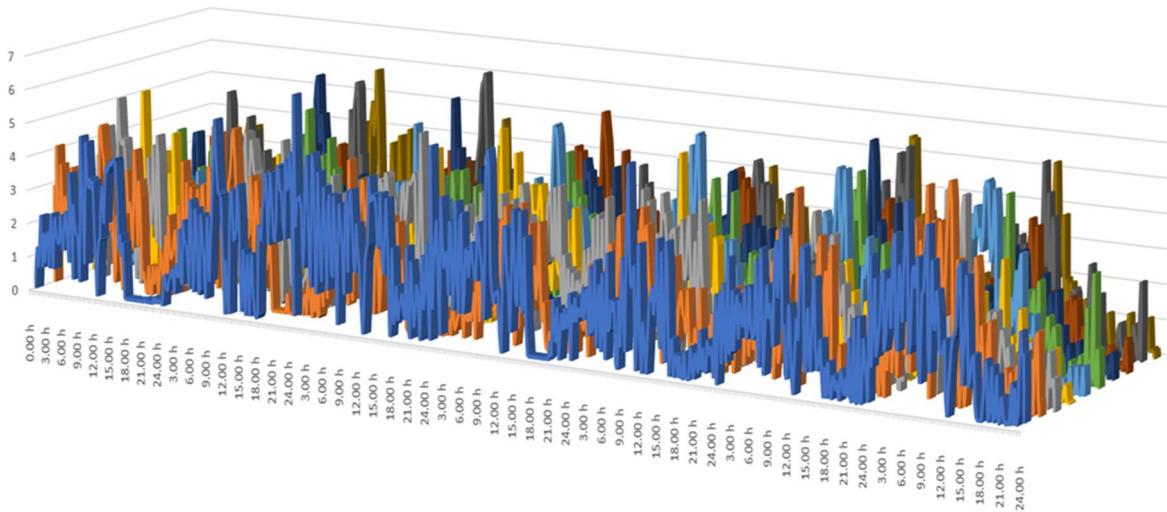


Abbildung 88: Elektrischer Energiebezug für die Heizung (Wärmepumpe) in einer Messperiode von 10 Wochen (Januar-März)

Man sieht, dass sämtliche Energiebezüge der vier WP's für den Heizbetrieb vom Eigenverbrauchsmanager relativ breit gefächert über den Tag verteilt wurden. Die Analyse hat gezeigt, dass der Eigenverbrauchsmanager versucht, so viel wie möglich in den Solarbereich zu schieben. Der intervallartige Betrieb der WP's erfordert aber eine grössere Verteilung der Betriebszeiten als nur im Solarbereich.

Der Eigenverbrauchsmanager optimiert den Heizbetrieb der WP's um die Warmwasserproduktion herum, soweit möglich in den Solarbereich hinein. Er nimmt somit in Kauf, dass der "Mischtarif" durch den Verbrauch höher werden kann als der Niedertarif und das zeigt schlussendlich auch die gesamte Auswertung.

Das Diagramm in Abbildung 88 unten zeigt als Beispiel für eine Winterwoche (KW 02) die WP 1, die vom Eigenverbrauchsmanager EVM vorwiegend am Tag (PV-Bereich) angesteuert wird (blaue Datenreihe im unteren Bereich). Zur Kontrolle ist auch der Verbrauch für die Warmwasserproduktion "eingebettet" (orange Datenreihe). Parallel dazu, ist im oberen Bereich der zugehörige Tarif (grau, Skala rechts) eingezeichnet.



Verbrauch Warmwasser und Heizung im Haus 1 (WP1) in der Woche 2020/02, vom 6.1.2020 bis 12.1.2020

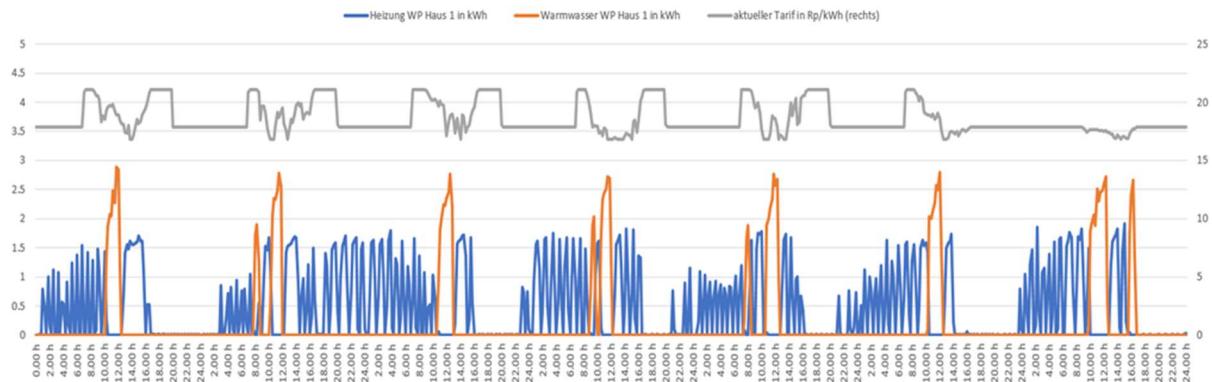


Abbildung 89: Betrieb der Wärmepumpe im Haus 1 für die Warmwasserproduktion und Heizung in einer Winter-Woche (KW 02)

Hier ist klar ersichtlich, dass das Verhalten des Eigenverbrauchsmanagers, möglichst viel Bezug in den Solarbereich zu "schieben", vermehrt zu Bezügen über dem Niedertarif auslöst. In dieser Woche wurden 311,4 kWh für die Heizung im Haus 1 bezogen. Dies ergab Kosten von CHF 57,20. Gegenüber dem Bezug bei Niedertarif (CHF 55,70) ist dies ein Verlust von CHF 1,50.

Etwas anders sieht die **Übergangszeit** aus. Die spärlicheren Bezüge der Wärmepumpen für die Heizung konzentrieren sich mehrheitlich auf den Solarbereich. Die Grafik in Abbildung 90 zeigt als Beispiel gestaffelt den Gesamtbezug der WP1 bis 4 in den 5 Wochen vom 4. Mai bis zum 7. Juni 2020.

Verbrauch Heizung (WP1-4) in der Übergangszeit (WO 19 bis 23, 4. Mai bis 7. Juni 2020) in kWh

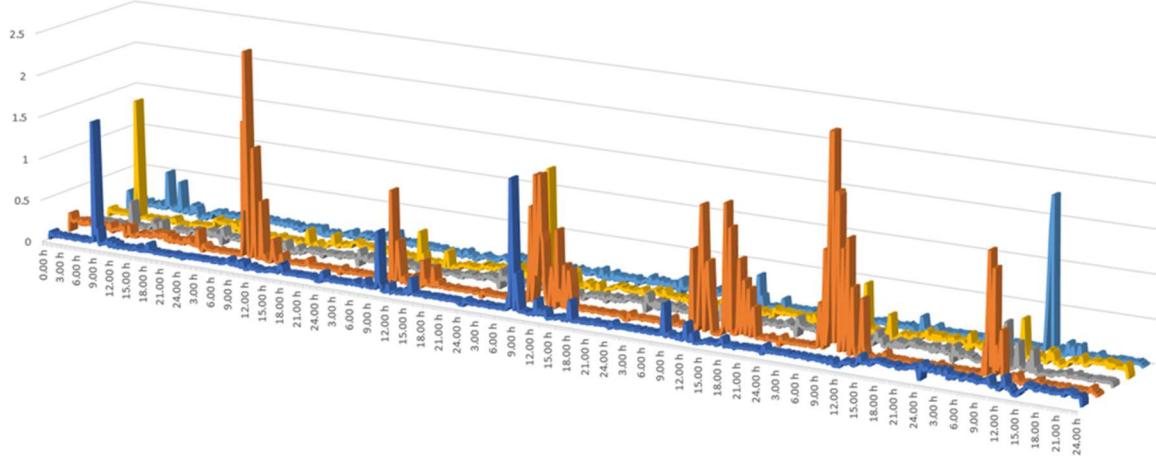


Abbildung 90: Verbrauch aller Wärmepumpen für das Heizen innerhalb 5 Wochen von Mai bis Juni (Übergangszeit)

Die Woche 20 dieser Übergangszeit zeigt noch einigen Heizbetrieb. Sie ist deshalb auf dem Diagramm in Abbildung 91 einzeln dargestellt. Die Bezüge der Wärmepumpen finden sich, wie gesagt, hauptsächlich im Solarbereich der Tage. Zusammen mit dem "unruhigen" Tarifverlauf wird keine grosse Einsparung mehr möglich sein. (Energiebezug blau, Tarif orange)



Verbrauch der Heizung (WP1-4) in der WO 20, vom 11.5.2020 bis 17.5.2020

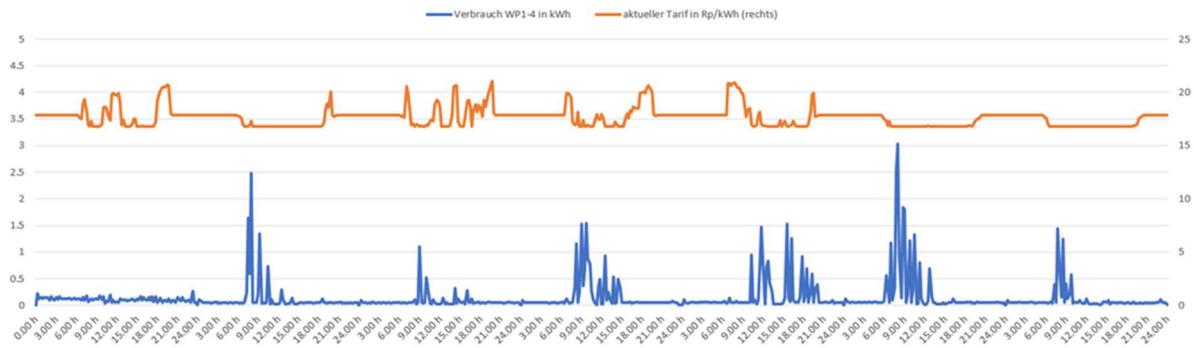


Abbildung 91: Verbrauch aller Wärmepumpen für das Heizen für eine Woche in der Übergangszeit (KW 20 im Mai)

In dieser Woche wurden 94,5 kWh für die Heizung im Haus 1 - 4 bezogen. Dies ergab Kosten von CHF 16,35. Gegenüber dem Bezug bei Niedertarif (CHF 16,90) ist dies ein Gewinn von CHF 0,55.

Die **gesamte Statistik** für den Verbrauch (Energie und Kosten) der **Heizung** sieht für diese 52 Wochen folgendermassen aus:

Verbrauch ganzes Areal: 21'760 kWh
Kosten ganzes Areal: CHF 3'950.-

Daraus resultierender mittlerer Tarif: 18,15 Rp/kWh (mittlerer Niedertarif 17,76 Rp/kWh)

Fiktive Kosten bei Hoch- und Niedertarif anstelle des NT-HT-PV-Tarifs: CHF 4'235.-

Der PV-Tarif (PV-Anlage) bringt den Bewohnern also Einsparungen von CHF 285.-

Die Strombörse mit dem heutigen Tarifsystem bewirkt davon einen Verlust von CHF - 85.- (D.h. die Einsparungen wären um CHF 85.- höher, wenn die Heizung im Niedertarif eingeschaltet worden wäre.)

Den hauptsächlichen Stromverbrauch für alle Wärmepumpen (Heizbetrieb) in den Niedertarifbereich zu legen wäre leistungsmässig knapp möglich. Die Anlagenspeicher sind aber nicht in der Lage, für die Bewohner einen komfortablen Heizbetrieb mit mehr als 2 Stunden WP-Unterbruch zu garantieren. Der erwähnte "Verlust" muss also in Klammern gesetzt werden.

Der **Wohnungsverbrauch (Haushaltstrom)** ist der einzige Ort, bei dem die Strombörse im Sinne des Bewohners eingreifen und Auswirkungen haben kann. Einerseits können von den Bewohnern die Waschmaschinen und die Geschirrspüler der Automatik des Eigenverbrauchsmanagers übergeben werden und andererseits kann die Solarsteckdose benutzt oder verschiedene Apparate bewusst während der Solarzeit (grüne Lampe) eingeschaltet werden. Für eine plausible Berechnung der Einsparungen durch die Strombörse, muss also die Anzahl der Verbraucher, die bewusst in den Solarbereich (PVT-Bereich) "gelegt" wurden, mit ihrem entsprechenden Energiebezug ermittelt (geschätzt) werden.

Das Diagramm in Abbildung 92 zeigt als Beispiel den elektrischen Energiebezug für den Haushalt einer Beispiel-Wohnung, die tiefe Energiekosten aufweist, über eine Messperiode von 10 Winter-/Frühjahrswochen (10.Feb. bis 19.April 2020). Die Diagrammbreite zeigt jeweils eine Woche von Montag bis Sonntag. Die Datenreihen in der Tiefe zeigen die 10 Winterwochen KW 07 bis KW 16, mit der ersten Woche zuvorderst. Die Z-Achse repräsentiert die kWh pro Viertelstunde.



Verbrauch einer Beispielwohnung vom 10. Feb. bis 19. April 2020 (10 Wochen)

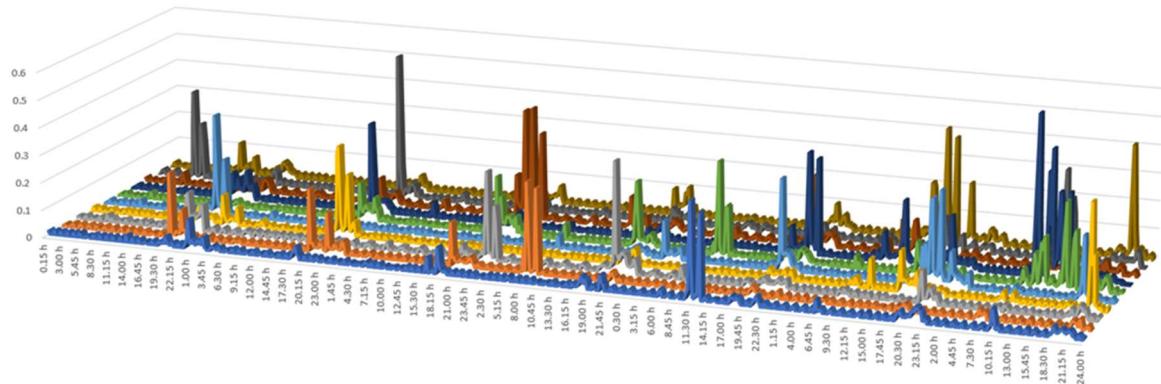


Abbildung 92: Verbrauch einer Beispielwohnung (Haushaltstrom) innerhalb 10 Winter-Wochen (Februar bis April)

Die verschiedenen Energiespitzen deuten jeweils auf Verbraucher mit hohem Energiebezug, wie die gesuchten Waschmaschinen und Geschirrspüler hin. Spitzen verursachen aber auch andere Verbraucher mit grosser Leistung, wie z.B. Tumbler, Kochherd, Elektrogrill, Haartrockner usw.

Es kann also nicht präzise unterschieden werden, welche Spitzen zu den Geschirrspülern und Waschmaschinen gehören, die durch die Strombörse (EVM) optimal "platziert" werden können.

Das Diagramm in Abbildung 93 zeigt als weiteres Beispiel den elektrischen Energiebezug für den Haushalt einer Beispiel-Wohnung, die hohe Energiekosten aufweist. Auch hier ist die Messperiode von 10 Wochen abgebildet. Diesmal die Sommerwochen vom 22.Juni bis 30. August.

Verbrauch einer Beispielwohnung vom 22. Juni bis 30. Aug. 2020 (10 Wochen)

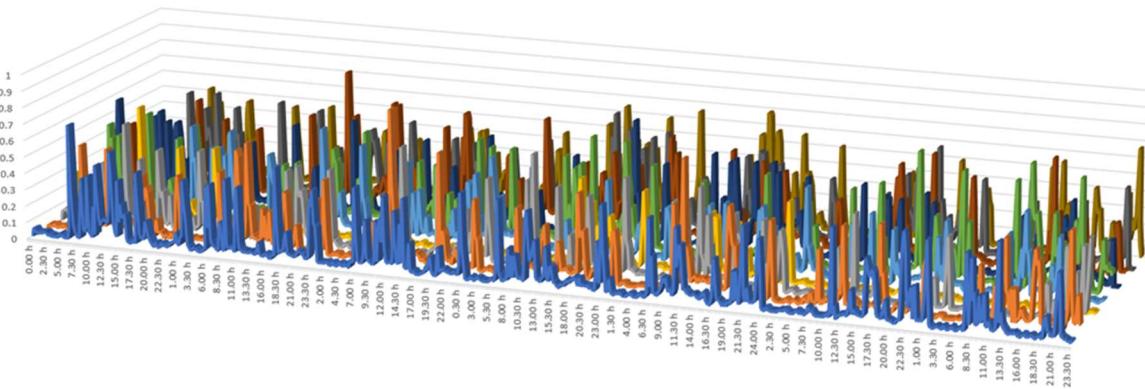


Abbildung 93: Verbrauch einer Beispielwohnung (Haushaltstrom) innerhalb 10 Sommer-Wochen (Juni bis August)

Die Begutachtung aller 35 Wohnungen ergab die Bestätigung der grossen Unterschiede im Energiebezug. Als Beispiel sind auf dem Diagramm in Abbildung 94 die relativen Energiebezüge der Wohnungen (Haushaltstrom) in einem der Häuser der Überbauung dargestellt.



Beispiel: Relative Jahresenergiebezüge
der Wohnungen in einem der Häuser

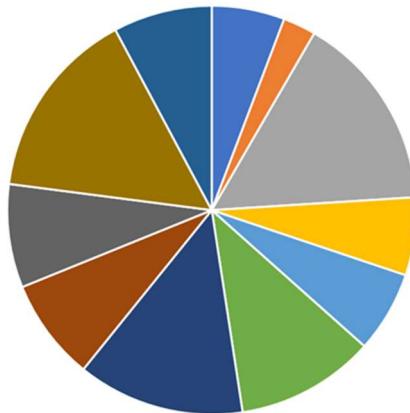


Abbildung 94: Relativer Vergleich des jährlichen Verbrauchs an Haushaltstrom verschiedener Wohnungen in einem Haus

Die grossen Unterschiede der Bezüge sind auch bei den Bezugsspitzen (Waschmaschinen usw.) gut sichtbar. Signifikante Unterschiede in den verschiedenen Häusern oder in verschiedenen Jahreszeiten konnten aber keine festgestellt werden.

Die **Abschätzung für die Energiebezugsspitzen** wurden deshalb folgendermassen gemacht:

Die feststellbaren Bezugsspitzen der Apparate liegen in einem Bereich von ca. 0,3 bis ca. 1,2 kWh pro Ereignis. Für die Abschätzung wurde deshalb ein mittlerer Wert von 0,75 kWh pro Ereignis eingesetzt.

Gesamthaft wurden in diesem Jahr ca. 20'000 Energiebezugsspitzen ermittelt. Davon fallen rund 30% in den Niedertarifbereich ausserhalb der Solarzeiten. Von den restlichen Ereignissen fallen ebenfalls z.B. 1/3 auf Kochen und weiter nicht willentlich "optimierte", andere Apparate.

Die verbleibenden 10'000 Ereignisse entsprechen somit einem Energiebetrag von 7'500 kWh und entfallen auf Waschmaschinen, Tumbler und Geschirrspüler.

Anders betrachtet entsprechen diese 10'000 Ereignisse bei 35 Wohnungen nur einem "Apparatebetrieb" pro Wohnung und Tag. Ob nun dieser Vorgang direkt durch die Bewohner, oder via Automatik durch den Eigenverbrauchsmanager ausgelöst wurde soll für die Abschätzung keinen Unterschied machen.

Die **gesamte Statistik** für den Haushalt-Verbrauch (Energie und Kosten) der 35 Wohnungen sieht für diese 52 Wochen folgendermassen aus:

Verbrauch ganzes Areal: 64'890 kWh

Kosten ganzes Areal: CHF 11'595.-

Daraus resultierender mittlerer Tarif: 17,87 Rp/kWh (mittlerer Niedertarif 17,76 Rp/kWh)

Fiktive Kosten bei Hoch- und Niedertarif anstelle des NT-HT-PV-Tarifs: CHF 12'520.-

Der PV-Tarif (PV-Anlage) bringt den Bewohnern also Einsparungen von CHF 925.-

Die Strombörsé mit dem heutigen Tarifsystem bewirkt davon einen Verlust von CHF - 28.- (mittlerer Tarif 18,13 Rp/kWh).

(D.h. die Einsparungen wären um CHF 28.- höher, wenn die Apparate im Niedertarif eingeschaltet worden wären.) Der "Verlust" setzt sich aus einem Gewinn im Sommerhalbjahr von CHF 16.- (17,34 Rp/kWh) und einem Verlust im Winterhalbjahr von CHF - 44.- (18,93 Rp/kWh) zusammen.



Der Stromverbrauch der **E-Mobile** liegt im gesamten Jahr bei 1717 kWh. Dies ergab Kosten von rund CHF 310.- mit einer Einsparung gegenüber NT/HT von rund CHF 10.-. Es handelt sich aktuell um zwei Fahrzeuge, die in der Tiefgarage aufgeladen werden. Das eine der Fahrzeuge wurde praktisch ausschliesslich nachts aufgeladen, während das andere Fahrzeug nur ab und zu am Tag aufgeladen wurde. Mit den Gesamteinsparungen von CHF 10.- ist der Anteil der Strombörse an den Einsparungen vernachlässigbar.

Der Stromverbrauch der insgesamt 11 **Dispo-Räume** in den vier Häusern beträgt zusammen 533 kWh. Die Kosten dafür belaufen sich auf rund CHF 95.-. Die Bezüge der Dispo-Räume sind sehr unterschiedlich. Die meisten Räume bezogen praktisch keine Energie. Die Einsparungen sind allerdings vernachlässigbar klein und wurden deshalb nicht ermittelt.

Die **Anlage** mit Industrie-PC und Stromzählern verbraucht ebenfalls elektrische Energie. Gemessen wurde diese Infrastruktur nicht separat. Der Stromverbrauch erscheint beim "allgemeinen" Stromverbrauch, ist aber im Vergleich zur Lüftung, Lift und Beleuchtung vernachlässigbar. Es ist auch anzumerken, dass unabhängig von der Idee der Strombörse für eine ZEV sowieso die gesamte Infrastruktur installiert werden muss (Zähler, Messtechnik, Kommunikation usw.). Der Eigenverbrauchsmanager mit Strombörse reduziert sich somit auf Software ohne entsprechende Energiekosten.

Obwohl die **PV-Anlagen** nicht direkt dem Einfluss des Eigenverbrauchsmanagers ausgesetzt sind, so sind sie doch die Ursache für den Einsatz des EVM und wurden deshalb messtechnisch erfasst und ausgewertet. Einerseits werden die PV-Anlagen vom EVM gemessen und über die Produktion und die Einspeiseleistung der variable Tarif bestimmt und andererseits werden die PV-Anlagen vom Energielieferanten RTB gemessen, um die Stromproduktion nachzuweisen (gesetzlich).

Die fünf Photovoltaikanlagen auf den 4 Häusern und dem Gartenhaus weisen eine installierte Leistung von total 165 kWp (Planungsdaten) auf. Der daraus resultierende Energieertrag pro Jahr sollte 128'000 kWh betragen. D.h. man rechnete je nach Anlage mit 750 bis 830 kWh/kWp. Das ist bei diesem Standort und den realisierten Neigungswinkeln (Fassadenanlagen, Brüstungsanlagen) ein durchaus üblicher Wert.

Die doppelte Messung wurde ausgenutzt, um die Energieproduktion der Anlagen zu bestimmen und die Messungen zu kontrollieren.

Messung der Produktion zwischen dem 2. Sept. 2019 und dem 30. Aug. 2020:

	Zähler EVM kWh	Zähler RTB kWh
Ertrag aus PV Anlage Haus 1	36'791	36'494
Ertrag aus PV Anlage Haus 2	34'363	34'055
Ertrag aus PV Anlage Haus 3	38'232	37'857
Ertrag aus PV Anlage Haus 4	37'148	36'774
Ertrag aus PV Anlage Gartenhaus	5'588	5'595
Total Ertrag PV-Anlagen	152'122	150'775

Mit einer Differenz von weniger als 0,9 % liegen die Ertragswerte im Genauigkeitsbereich der Energiezähler.



Das Resultat für dieses Messjahr ist überaus erfreulich. Die über 150'000 kWh sind rund 15% mehr als die Planungsdaten erwarten liessen. Im Mittel wurden somit in diesem Jahr über 900 kWh/kWp produziert. Die Graphik in Abbildung 95 zeigt die Produktion der fünf PV-Anlagen über die 52 Wochen. Die 4 PV-Anlagen auf den Häusern 1 bis 4 produzieren fast identische Mengen an Strom und das über das ganze Jahr hinweg. Die fünfte Anlage auf dem Gartenhaus ist massiv kleiner und produziert dementsprechend wenig Strom.

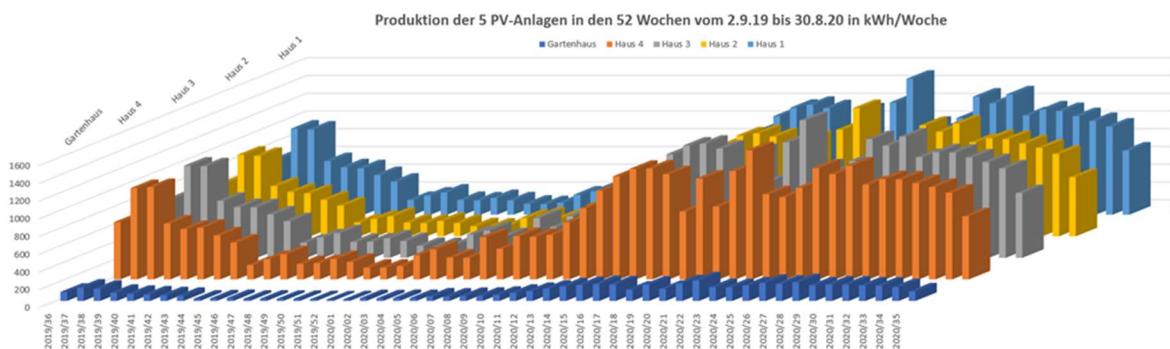


Abbildung 95: Wöchentlicher Produktionsverlauf der 5 PV-Anlagen

Die folgenden Tabellen zeigen eine **Zusammenfassung der Zahlen** (Energie und Kosten) die für die Messperiode vom 2.Sept.2019 bis 30.Aug.2020 erhoben und ausgewertet wurden.

Energieerzeugung durch PV-Anlagen: (Daten des EVM im Vergleich zu RTB-Daten)

	Zähler Anlage kWh	Zähler RTB kWh	Rückspeise- tarif Rp	Wert fiktiv CHF
Ertrag PV-Anlagen:				
Ertrag aus PV Anlage Haus 1	36'791	36'494		
Ertrag aus PV Anlage Haus 2	34'363	34'055		
Ertrag aus PV Anlage Haus 3	38'232	37'857		
Ertrag aus PV Anlage Haus 4	37'148	36'774		
Ertrag aus PV Anlage Gartenhaus	5'588	5'595		
Total Ertrag	152'122	150'775	5.80	8'745

Die Messwerte des Eigenverbrauchsmanagers und des Energielieferanten RTB liegen weniger als 1% auseinander. Wir befinden uns daher im Bereich der Messgerättoleranzen.



Energieverbrauch der Anlage:

	Gesamt- verbrauch kWh	Kosten NT HT PVT CHF	pro Wohnung CHF	Tarif gemittelt Rp/kWh
Verbrauch der gesamten Anlage				
Heizung:				
Verbrauch Heizung Haus 1	5'892			
Verbrauch Heizung Haus 2	6'104			
Verbrauch Heizung Haus 3	6'751			
Verbrauch Heizung Haus 4	3'013			
Total Verbrauch Heizung	21'760	3'950	113	18.15
Warmwasser:				
Verbrauch Warmwasser H1	6'853			
Verbrauch Warmwasser H2	6'743			
Verbrauch Warmwasser H3	5'642			
Verbrauch Warmwasser H4	3'980			
Total Verbrauch Warmwasser	23'218	4'055	116	17.46
Haushalt:				
Verbrauch Wohnungen H1	19'410	3'470	315	17.88
Verbrauch Wohnungen H2	22'134	3'960	396	17.89
Verbrauch Wohnungen H3	17'672	3'155	287	17.85
Verbrauch Wohnungen H4	5'675	1'010	253	17.80
Total Verbrauch Haushalt	64'891	11'595	331	17.87
Allgemein:				
Verbrauch allgemein H1, H2, H3, H4, Umgebung/Garage/TR	25'735	4'560	130	17.72
Speziell:				
Verbrauch Disporäume: 5 x H1, 1 x H2, 1 x H3, 4 x H4	533	95		17.82
Verbrauch E-Mobile	1'717	310		18.05
Grundgebühr 12 x CHF 10.- + MWSt. (36 mal) inkl. 2xE-Mobil	-	4'650		
Total Verbrauch/Kosten Anlage	138'387	29'310	837	17.82

Der Gesamtverbrauch und die gesamten Kosten der Anlage können auch über die Zähler des Energielieferanten RTB ermittelt und mit den Anlagewerten des EVM verglichen werden. Neben dem Gesamtverbrauch und den Energiekosten für die Bewohner lassen sich auch die Tarifberechnungen, die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad ermitteln:

	Gesamt- verbrauch kWh	Kosten NT HT PVT CHF
Total Verbrauch nach Daten RTB inkl. Grundgebühr	138'714	29'418
Total Einspeisung RTB-Zähler	76'600	
Total Rückspeisung RTB-Zähler	88'661	
Eigenverbrauchsquote (Eigenverbr./PV-Produktion in %)	41.2	
Autarkiegrad (Eigenverbrauch/Gesamtverbrauch in %)	44.8	

Die folgende Tabelle zeigt eine **Zusammenstellung** der Energie- und Kostendaten zusammen mit den Kosteneinsparungen für die Bewohner.



				Einsparung	Einsparung	
	Gesamt-verbrauch	Kosten NT HT PVT	Kosten fiktiv nur NT HT	akt. gegen NT HT	EVM bzw. Strombörse	
	kWh	CHF	CHF	CHF	CHF	
Heizung:						
Total Verbrauch Heizung Haus 1 bis 4	21'760	3'950	4'235	285	(-85)	Einsparung durch EVM
Warmwasser:						
Total Verbrauch Warmwasser	23'220	4'055	4'690	635	70	Einsparung durch EVM
Haushalt:						
Total Verbrauch Haushalt	64'890	11'595	12'520	925	-28	Einsparung durch Strombörse
Allgemein:						
Verbrauch allgemein H1, H2, H3, H4, Umgebung/Garage/TR	25'735	4'560	4'940	380	0	keine Einsp. durch SB oder EVM
Speziell:						
Verbrauch Disporäume: 5 x H1, 1 x H2, 1 x H3, 4 x H4	533	95	95	0	-	nicht tariflich ausgewertet
Verbrauch E-Mobile	1'717	310	320	10		
Grundgebühr 12 x CHF 10.- + MWSt. (36 mal) inkl. 2xE-Mot	-	4'650	4'650			(Zählergebühren)
Total Verbrauch/Kosten Anlage	138'388	29'310	31'545	2'235	0	"Nullsummenspiel"
				Anlage	EVM / SB	
					inkl. EVM/SB	

Wie erwartet, können durch die Strombörse mit den aktuellen Tarifen (nur ca. 1 Rp/kWh Unterschied zwischen Solar- und Niedertarif) keine *zusätzlichen* Einsparungen für die Bewohner herausgeholt werden («Nullsummenspiel»).

Durch den PV-Tarif haben die Bewohner der Anlage in diesem "Messjahr" allerdings CHF 2'235.- gegenüber der Nieder- und Hochtarifrechnung eingespart. Es hat sich für die Bewohner also klar gehohnt, sich an der ZEV zu beteiligen.

Eine Erhöhung der Einsparungen für die Bewohner kann nur durch eine Änderung der Tarifstruktur erfolgen. Diese hätte jedoch einen wesentlichen Einfluss auf die Erträge des Betreibers.

4.6.3 Einsparungen auf Seite Bewohner mit verschiedenen Tarif-Szenarien

Die Tabelle 9 zeigt einen Kosteneinsparungsvergleich bei verschiedenen Tarif-Modellen. Da ohne Tarifanpassungen praktisch keine Möglichkeiten für die Bewohner der Anlage bestehen, Stromkosten zu sparen, wurden noch verschiedene Tarifmodelle durchgerechnet. Basis ist dabei immer der Verbrauch bezüglich Zeit und Energie in der Messperiode vom 2.Sept.2019 bis 30.Aug.2020.

Basis sind für alle Angaben die Energiekosten mit den Hoch- und Niedertarifen der Jahre 2019 und 2020 (1. Zeile). Die entstandenen Energiekosten im Messjahr wurden mit den aktuellen Nieder-, Hoch- und PV-Tarifen ermittelt (2. Zeile). Die 3. Zeile ist die Nachrechnung des Messjahres mit den bisherigen Nieder- und Hochtarifen und einem PV-Tarif von 5,8 Rp/kWh. Die 4. Zeile ist die Nachrechnung des Messjahres mit einem "Niedertarif", der dem Hochtarif entspricht von 20,99 Rp/kWh und einem bisherigen PV-Tarif von 16,68 Rp/kWh.



Tabelle 9: Einsparungen für die Bewohner aufgrund verschiedener Tarifmodelle (HT = Hochtarif, NT = Niedertarif, PVT = Photovoltaik-Tarif = Solartarif)

Messperiode (52 Wochen) 2. Sept. 2019 bis 30. Aug. 2020	Gesamt- Verbrauch der Anlage in kWh	Gesamte Strom- kosten ohne Gebühren in CHF	Mittlerer Tarif In Rp/kWh	Einsparun- gen gesamt in CHF	Einsparun- gen davon durch Tarifanreiz in CHF
NT / HT 2019/20 als Basis	138'500	26'895.-	19,42	Basis	---
NT / HT / PVT Tarife 2019/20	138'500	24'660.-	17,81	2'235.-	0.-
NT / HT / PVT = 5,8 Rp/kWh	138'500	17'990.-	12,99	8'905.-	4'100.-
NT = HT = 20,99 PVT = 16,68	138'500	24'440.-	17,65	2'455.-	625.-

Aus obiger Tabelle kann klar gesagt werden, dass bei alternativen Tarifmodellen durchaus echte Anreize zur Nutzung von Solarstrom bestehen.

Der Fall PVT = Einspeisetarif (3. Zeile) entspricht einer ZEV ohne Rendite für den Betreiber. Dies kann dann sinnvoll sein, wenn sich mehrere Eigentümer zusammenschliessen und zusammen in eine Solaranlage investieren, diese aber nicht über den Stromverkauf «an sich selber» amortisieren wollen. In diesem Falle könnten die Eigentümer pro Jahr zusätzlich CHF 4'100 einsparen.

Der Fall NT = HT (letzte Zeile) entspricht der bestehenden ZEV mit unabhängigem Betreiber. Die Rendite für den Betreiber bleibt unverändert, aber für den Netzbezug wird der Niedertarif auf den Hochtarif angehoben, um einen echten Anreiz zur Nutzung des Solarstroms zu bewirken. Mit einem solchen Tarifsystem wären hier zusätzliche Einsparungen in der Höhe von 625.- möglich gewesen durch Nutzung von Solarstrom. Dieses Szenario wird in heutigen kommerziellen ZEVs tatsächlich angewandt. Allerdings wird dort ein «Mischtarif» für den Netzbezug verwendet, der jedoch höher ist als der Solartarif. Man spricht in diesem Fall von einem «Zweitarifsystem». Dieses hat klare Vorteile gegenüber dem in diesem Projekt verwendeten «Dreitarifsystem».

4.6.4 Zusätzliche Überlegungen zur durchgeführten Messkontrolle

Durch den Eigenverbrauchsmanager sind auch **Energieeinsparungen** zu erwarten. Diese bewirken wohl die grösseren Einsparungen als das tarifliche Schieben der Verbraucher. Die Tatsache, dass durch die installierte Strombörse die Bewohner direkt und indirekt mit Ihrem Energieverbrauch konfrontiert sind, lässt bewusste Einsparungen als plausibel erscheinen. Die Höhe dieser Energieeinsparungen konnte in der durchgeführten Messperiode leider nicht gezielt untersucht werden.

Ein sogenannter **Rebound-Effekt** ist ebenfalls zu erwarten. Die Tatsache, dass die Bewohner davon ausgehen, bei Sonnenschein tiefere Stromkosten zu haben, motiviert sie vielleicht, eher eine teilbestückte Wasch- oder Geschirrwaschmaschine zu starten. Dadurch würden Sie dann eher mehr Waschvorgänge und Kosten "produzieren". Ähnliche Effekte können beim Heizen entstehen, indem in einem gut gedämmten Gebäude die Raumtemperaturen durch die Bewohner entsprechend erhöht



werden. Dieser Effekt wurde klar beobachtet, der Einfluss auf den Energieverbrauch wurde in den bisherigen Messungen aber nicht eruiert. Es kann allerdings gesagt werden, dass der Energieverbrauch für das Heizen wesentlich höher war als die Planwerte (siehe Abbildung 77).

Ein weiterer Energiespareffekt tritt durch die **Betreuung und das Monitoring** der Anlage auf. Die Anlage wurde laufend überwacht und durch die Projektpartner optimiert (Optimierung der Einstellungen, Software-Updates, Berücksichtigung der Feedbacks von Bewohnern, usw.). Dadurch konten auch einige Effizienzsteigerungen vorgenommen werden, wie z.B. Reduktion der Vorlauftemperaturen der Wärmepumpen, Teilabschaltung der WW-Zirkulation oder Optimierungen des WW-Zeitfensters. Obwohl nicht gesagt werden kann, wie hoch die effektiven Einsparungen durch diese Aktivitäten waren, waren sie dennoch im ersten Betriebsjahr sinnvoll und notwendig. Hier liegt der grosse Unterschied zu «kommerziellen» Projekten, welche meistens nach der Inbetriebnahme abgeschlossen sind. Die Idee des Gebäudemonitorings ist aber in letzter Zeit immer wichtiger geworden (siehe z.B. Minergie-Monitoring). Auch hier hat dieses Projekt eine Vorreiterrolle gespielt.

Als letzter Punkt ist zu bedenken, dass die Messkontrolle während dem **ersten Betriebsjahr** stattgefunden hat und somit durch gestaffelten Bezug der Wohnungen, Bauaustrocknung und Einstellung des Systems beeinflusst wurde. Bezüglich tariflicher Auswertung hat dies wohl keinen grossen Einfluss, bezüglich des erwarteten Energiespareffektes jedoch schon. Aus diesem Grund wird deshalb eine zweite Messperiode empfohlen, basierend auf dem nun optimal eingestellten System.

4.7 Umfrage unter den Bewohnern

In der zweiten Hälfte des Projektes wurde eine **Umfrage** unter den Bewohnern der Anlage durchgeführt, um das Verständnis und den Umgang mit den Möglichkeiten der Strombörse zu erörtern. Die vollständigen Umfrageergebnisse sind im Anhang 11 zu finden.

Hier werden die **wesentlichen Resultate** zusammengefasst:

- Die Informationen zur Strombörse kamen zu Beginn des Projektes zu kurz
- Die Strombörse und das innovative Areal waren mehrheitlich ein Anreiz zum Kauf bzw. Miete der Wohnung
- Die Strombörse motivierte klar zum bewussten Umgang mit Solarstrom
- Eine grosse Mehrheit der Bewohner hat die Geschirrwaschmaschine und die Waschmaschine nach eigenen Aussagen solaroptimiert betrieben. Davon haben ca. die Hälfte der Bewohner den Automatik-Modus verwendet, die andere Hälfte solar optimiert.
- Leider haben nur 2 Bewohner ein Elektromobil angeschafft. Davon lädt ein Bewohner bewusst mit Solarstrom, der andere mehrheitlich mit Nachtstrom
- Die Solarsteckdose wurde on fast der Hälfte der Benutzer oft benutzt. Nur 1 Bewohner hat sie nie benutzt.
- Die im Projektverlauf zur Verfügung gestellte Möglichkeit, die Raumtemperatur der Wohnungen über das Webportal einzustellen, wurde sehr häufig genutzt. Nur 1 Bewohner hat diese Möglichkeit nicht benutzt.
- Der Komfort in den Wohnungen wurde unterschiedlich bewertet. Für einige Bewohner war es im Winter zu kalt (diese Aussage war wohl auf die erste Phase nach der Inbetriebnahme mit zu tiefen Raumtemperaturen bezogen). Für einige Bewohner war es im Sommer zu heiss (da waren wohl insbesondere die Attika-Bewohner betroffen, welche im durch die direkte Sonneneinstrahlung im Sommer hohe Temperaturen hatten). Ca. die Hälfte der Bewohner empfand die Raumtemperaturen jedoch als angenehm.
- Die meisten Bewohner beschatteten ihre Wohnungen im Sommer, um die Temperaturen möglichst im Griff zu halten.



- Ca. die Hälfte Bewohner nutzen das Webportal über das Smartphone. Die meisten sind mit der Bedienung zufrieden.
- Der grösste Teil der Bewohner kontrolliert den Energieverbrauch häufig im Webportal.
- Die meisten Bewohner bevorzugen die Bedienelemente im Raum, um die Einstellungen zu optimieren (und die Geräte solaroptimiert zu betreiben).
- Zwei Drittel der Bewohner sind der Meinung, dass sie durch das System Energie einsparen können
- Zwei Drittel der Bewohner sind der Meinung, dass sie durch das System Stromkosten einsparen können
- Die automatisch erstellte Stromrechnung beurteilen die meisten Bewohner als übersichtlich. Ein Drittel interessiert sich jedoch nicht gross dafür oder versteht nicht alles im Detail.

Als **Schlussfolgerung aus der Umfrage** kann klar gesagt werden, dass sich der Aufwand des Webportals mit der Energiedatenvisualisierung gelohnt hat. Eine ansprechende Visualisierung über das Smartphone gehört heute einfach dazu. Zudem waren die Bewohner mehrheitlich motiviert, Energie bzw. Stromkosten zu sparen und haben sich für ihren individuellen Energieverbrauch interessiert. Auch die Möglichkeit, Haushaltgeräte mit Sonnenstrom zu betreiben und die innovative Idee mit der Solarsteckdose wurden gut genutzt. Dort war wohl die ökologische Komponente viel wichtiger als die effektiven Kosteneinsparungen. Das Thema Komfort wurde am kritischsten beurteilt (das System war in der ersten Phase noch nicht optimal eingestellt). Ein wesentlicher Fortschritt war die Möglichkeit, dass die Bewohner die Raumtemperaturen in einem gewissen Masse selber beeinflussen konnten über das Webportal.

Bei der Beurteilung der Raumtemperaturen hat jedoch das **Monitoring-Portal** sehr geholfen. Dank des Portals konnten die effektiven Raumtemperaturen durch den Betreiber kontrolliert werden und bei Reklamationsfällen darauf Bezug genommen werden. Auch für die Verwaltung war dies ein klarer Vorteil.



5 Schlussfolgerungen und Fazit

5.1 Erreichte Kennzahlen auf einen Blick

Folgende Tabelle zeigt die erreichten Kennzahlen, geordnet nach den verschiedenen Aspekten:

Ökologie ↑ Eigenverbrauchsgr. 40% ↑ Autarkiegrad 45% ↓ Netzbezug 1200 kWh/P.	Effizienz ↑ JAZ WP > 4 ↓ Minergie MKZ < 25
Bewohner → Einsparungen 7..8%	Betreiber ↑ Rendite 5% (3%)
→ Komfort	

Einfluss Eigenverbrauchsmanager: ↑ Verbesserung (Pfeilrichtung: Beeinflussung Kennzahl)

→ neutral



In Messkontrolle untersucht

Auf der Seite **Ökologie** wurde ein jährlicher Eigenverbrauchsgrad von 40% erzielt. Aufgrund der grossen PV-Anlagen ist der absolute Wert eher tief, er konnte jedoch klar gesteigert werden, insbesondere durch die gezielte Optimierung der Wärmepumpen. Noch stärker im Fokus war der jährliche Autarkiegrad, bei welchem dank Optimierung 45% erreicht wurden. Dieser Wert ist für eine Wohnüberbauung hoch, wenn man bedenkt, dass keine elektrischen Speicher verwendet wurden und auch die thermischen Speicher nur leicht überdimensioniert wurden. Die wichtigste Kennzahl zur Beurteilung der effektiven Netzhängigkeit ist der jährliche Netzbezug pro Jahr, welcher mit 1'200 kWh pro Person sehr tief ist. In dieser Zahl ist nicht nur der Haushaltstrom, sondern auch die Heizung und Warmwasserproduktion über die Wärmepumpen und die Elektromobilität vorhanden.

Auf der Seite **Effizienz** konnten die Sole-/Wasser-Wärmepumpen mit einer hohen Jahresarbeitszahl > 4 betrieben werden (Heizen und Brauchwarmwasserproduktion, ohne Speicherverluste). Dieser hohe gemessene Wert ist sowohl auf die effizienten Geräte, wie auch auf den Eigenverbrauchsmanager zurückzuführen. Der Eigenverbrauchsmanager hat gezielt die Vorlauftemperaturen für die Heizung gesenkt, speziell nachts und ausserhalb der PV-Produktionszeiten. Auch die Brauchwarmwassertemperaturen wurden ausserhalb bestimmter Produktionszeiten gezielt abgesenkt. Es wurde übrigens hier vollständig auf Elektroheizungen für die Brauchwarmwassererwärmung verzichtet. Damit hätte man wohl den Eigenverbrauch erhöhen können, aber Effizienz massiv verschlechtert. Die gesamten Gebäude wurden über die Minergie-Kennzahl MKZ beurteilt. Den grössten Einfluss auf die sehr guten Resultate hat dort die optimal gedämmte Gebäudehülle. Der Eigenverbrauchsmanager hatte jedoch auch einen positiven Einfluss auf die MKZ, weil der Eigenverbrauch zu 100% abgezogen werden konnte.



Auf der Seite **Bewohner** wurden dank der ZEV Kosteneinsparungen von **7..8%** erzielt beim Strombezug bzw. Einsparungen von fast **18%** unter Berücksichtigung der tieferen Gebühren. Damit hat sich der ZEV für den Bewohner definitiv gelohnt. Der Wohnkomfort kann insgesamt positiv beurteilt werden dank der gut gedämmten Bauweise. Die Raumtemperaturen wurden im Verlauf des Projektes optimiert. Hier ist allerdings ein Widerspruch zu erkennen zwischen den von den Bewohnern gewünschten hohen Raumtemperaturen (23°C) und den gewünschten Einsparungen. Auf der Seite Suffizienz muss noch besser kommuniziert werden.

Auf der Seite **Betreiber** war die Rendite der Anlage im Vordergrund. Ein Investor wird nur in eine ZEV mit PV-Anlage und Eigenverbrauchsoptimierung investieren, wenn für ihn eine gewisse Rendite herauskommt. Es konnte in diesem Projekt gezeigt werden, dass Renditen im Bereich von **5%** durchaus realistisch sind. Für Investoren mit langfristigem Anlagehorizont ist dies eine durchaus interessante Zahl, speziell im heutigen Umfeld tiefen Zinsen. Das vorliegende Projekt war aufgrund des **Contractings** mit dem lokalen Energieversorger (RTB) eine spezielle Situation. Der Betreiber war zugleich Energieversorger. Er konnte den überschüssigen Solarstrom weiter in seinem Netz als Naturstrom verkaufen, was seine Rendite zusätzlich erhöhte.

5.1 Überlegungen zur tariflichen Situation

Die folgende Abbildung illustriert die tarifliche Situation, welche zur Erklärung des preislichen Anreizes dient. Das übergeordnete Projektziel ist die Verschiebung des Verbrauchs auf die Produktion. Ideal wäre eine vollständige Deckung der Produktions- und Verbrauchskurve, was aber aus praktischen Gründen nicht möglich ist (Komfortansprüche, Lastprofile der Verbraucher, usw.). Ziel ist aber trotzdem, möglichst viel Solarstrom lokal zu nutzen.

Ein optimaler variabler Tarif würde aus zwei Komponenten bestehen, ein Netzbezugstarif und ein Solartarif. Der Solartarif müsste wesentlich tiefer sein als der Netzbezugstarif, womit ein klarer Anreiz zum Bezug von Solarstrom gegeben wäre. Dies war die ursprüngliche Idee der Strombörse.

Leider war der vom Energieversorger gewählte Tarif für diesen Anreiz weniger günstig, obwohl er die gesetzlichen Vorgaben gemäss ZEV-Leitfaden sogar unterbot. Mit einem Unterschied von nur 1 Rp/kWh zwischen Solar- und Netzbezugstarif in der Nacht war der Anreiz für den Bewohner praktisch eliminiert. Wie die Messkontrolle gezeigt hat, ist nur noch an Tagen mit 100% solarer Deckung ein kleiner Anreiz geblieben, bei reduzierter solarer Deckung durch Wolken oder Teil-Netzbezug im Winter ist sogar ein effektiv leicht negativer Anreiz entstanden. Die Folge wäre gewesen, dass die Bewohner die Geräte vermehrt in der Nacht betrieben hätten. Dies wäre jedoch nicht im Sinne des übergeordneten Projektziels gewesen, weshalb der Anreiz für die Bewohner über ökologische Aspekte kommuniziert wurde. So wurden die Bewohner beispielsweise über die grünen LED in den Wohnungen dazu animiert, möglichst viel Solarstrom zu nutzen. Der Eigenverbrauchsmanager konnte aufgrund der tariflichen Situation also keine *zusätzlichen* Einsparungen für die Bewohner bewirken. Allerdings hat die Wirtschaftlichkeitsanalyse gezeigt, dass die Bewohner durch die ZEV ohnehin von sehr hohen Einsparungen profitierten, eine weitere Optimierung hier also gar nicht im Vordergrund stand.

Nicht berücksichtigt wurde in der Messkontrolle die Sicht des Betreibers. Diese ist allerdings entscheidend für die Rentabilität der Investitionen und damit das Gelingen solcher Projekte in der Zukunft. Aus diesen Gründen wurden die Wärmepumpen im Sinne des Betreibers nach einem anderen Solartarif optimiert, nämlich dem Nulltarif. Die Idee dahinter ist einfach: Der Solarstrom der eigenen Anlage kostet den Betreiber im Moment des Bezugs nichts. Er hat ein Interesse, möglichst



viel Solarstrom zu nutzen und an die Bewohner zu verkaufen (zum Solartarif von 17 Rp/kWh). Damit kann er die Investitionen amortisieren und eine kleine Rendite erwirtschaften. Wie man sofort sieht, bewirkt die Optimierung nach diesem Tarif ein Schieben des Verbrauchs auf die Produktion, was auch dem übergeordneten Projektziel entspricht.

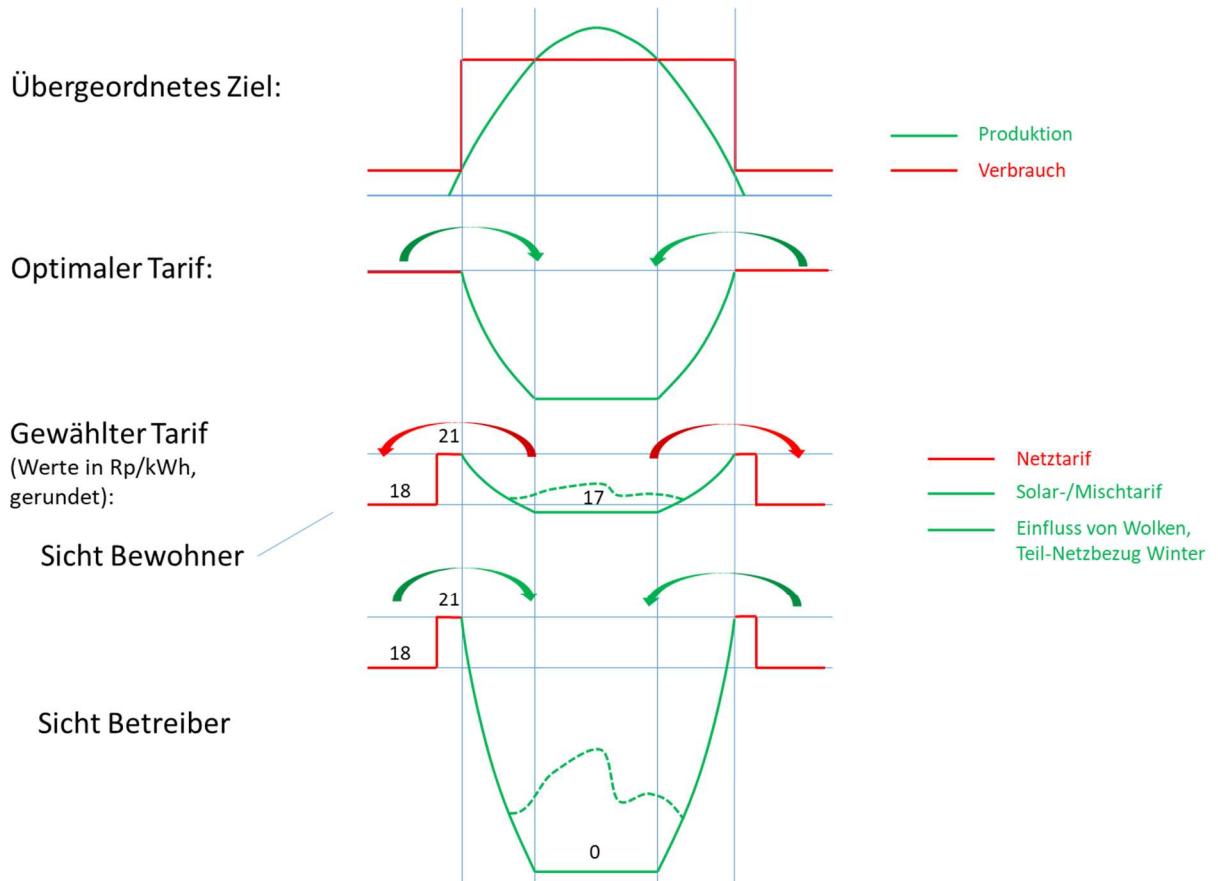


Abbildung 96: Tarifliche Anreizsysteme

Die Frage ist, wie sich zukünftige Tarife entwickeln werden. Um falsche Anreize zu erwecken, wird ein Zweitarifsystem empfohlen mit wesentlich tieferem Solar- als Netztarif. Im Anschluss an die Messkontrolle wurden noch andere bzw. zukünftige Tarifsysteme untersucht. Hier sei auf diese Untersuchung verwiesen.

5.2 Funktion des Eigenverbrauchsmanagers und der Strombörsse

Die technische Funktionalität des Eigenverbrauchsmanagers und der Strombörsse konnte durch den einjährigen Betrieb ohne Pannen bestätigt werden. Die Funktionen wurden vorab eingehend getestet, weshalb im Betrieb keine grundsätzlichen Probleme auftraten. Allerdings mussten die Einstellungen der Regler im Verlauf des Projektes optimiert werden. Auch die Raumtemperaturen gaben Diskussionen, am Anfang waren sie zu tief, später zu hoch, und wurden dann wieder nach unten korrigiert. Nach dem ersten Betriebsjahr wurden jedoch die optimalen Einstellungen gefunden. Die



Strombörse und Anzeige des Solarstroms über LED in den Wohnungen haben von Anfang an tadellos funktioniert. Auch das Webportal war sehr hilfreich für die Einstellung des Systems und das laufende Monitoring. Auch der Verein Minergie war an den Auswertungen interessiert. In einem parallelen Projekt wird dort eine Monitoring-Datenbank aufgebaut. Das Abrechnungssystem hat auch korrekt funktioniert, obwohl die Abrechnungen wegen den Einzügen und Mieterwechseln aufwändig war und noch einiges an manuellen Eingriffen benötigte (Plausibilisierung und Versand per Email). Im kommerziellen Produkt wird dies noch vereinfacht (automatischer Versand).

5.3 Energetische Betrachtung

Die energetische Betrachtung der Gebäude hat eine klare Erfüllung der Vorgaben durch Minergie ergeben. Die Wärmepumpen waren ebenfalls sehr effizient. Hier hat auch der Eigenverbrauchsmanager geholfen, welcher die Temperaturniveaus insbesondere nachts tief gehalten hat. Es kann also gesagt werden, dass die Gebäudehülle und –Technik effizienzmässig auf höchstem Niveau war.

Allerdings wurde klar, dass die Verbrauchsdaten je nach Verhalten der Bewohner sehr stark variieren. Dies war speziell beim Warmwasserverbrauch und Stromverbrauch erkennbar. Hier liegt noch ein hohes Potential. Allerdings kann dies nicht durch technische, sondern durch «menschliche» Massnahmen erreicht werden. Hier steht die weitere Sensibilisierung der Bewohner und der Suffizienzgedanke im Vordergrund.

5.4 Gebäude-Monitoring

Das Projekt hat zudem gezeigt, dass mit einem detaillierten Gebäude-Monitoring sehr viel herausgeholt werden kann. Dank der laufenden Verfolgung der Energiedaten und Temperaturen über eine ansprechende Visualisierungsplattform konnten die Einstellungen der Gebäude im ersten Betriebsjahr bequem optimiert werden. Ohne Fernzugriff auf die Gebäude wären viel mehr vor-Ort-Einsätze notwendig gewesen. Dank dem Monitoring-System konnten auch die Wärmepumpen optimal aus der Ferne eingestellt werden. Die Verwaltung konnte dank den «Live-Temperaturdaten» effizienter auf Anfragen der Bewohner reagieren.

Das von Smart Energy Control entwickelte Monitoring-System hat auch den Verein «Minergie» dazu inspiriert, eine ähnliche Plattform für das neue Minergie-Modul «Monitoring» zu entwickeln. Das digitale Monitoring von Gebäuden mit Fernzugriff wird in der Zukunft eine zentrale Rolle spielen bei der Betriebsoptimierung.

5.5 Vergleich mit den übergeordneten Projektzielen

Folgend werden die erreichten Resultate mit den übergeordneten Zielen gemäss Projekteingabe verglichen:

Kommunales und aargauisches Leuchtturmprojekt:

Dieses Ziel wurde klar erfüllt. Es gab zahlreiche Präsentationen und Publikationen zum Projekt in Möriken-Willegg und es erlangte schweizweite Bekanntheit.

Arealvernetzung mit Eigenverbrauchsoptimierung des Photovoltaik-Ertrages

Dieses wird ebenfalls klar erfüllt. Mit der Eigenverbrauchsoptimierung konnte für den Betreiber das Maximum aus dem System rausgeholt werden.



Neuartiges Anreizsystem für Eigenverbrauchsgemeinschaft über lokale Strombörse

Die grundsätzliche Funktionalität der Strombörse konnte aufgezeigt werden. Diese ist im Vergleich zu kommerziellen Standard-Projekten mit relativ wenig Mehraufwand realisierbar. Im Prinzip muss nur eine spezielle Software implementiert werden, welche den variablen Preis in Echtzeit berechnet und nach diesem abrechnet.

Anzeige eines variablen Stromtarifs in Echtzeit für den Bewohner als Anreiz zur Optimierung

Die Anzeige des variablen Stromtarifs für den Bewohner würde über eine Smartphone-App realisiert. Leider wurde diese App durch die Bewohner (in der ersten Projektphase) aber nur spärlich benutzt. Zudem war der effektive Anreiz nicht gegeben aufgrund eines ungünstigen Tarifs mit nur 1 Rp/kWh Unterschied zwischen Solar- und Niedertarif.

Automatische Eigenverbrauchsoptimierung der grossen Verbraucher wie Wärmepumpe, Ladestationen für Elektromobile und Haushaltgeräte

Auch dieses Ziel wurde klar erreicht. Das grösste Potential lag bei der Wärmepumpe. Speziell die Warmwassererwärmung kann gut tagsüber erfolgen, was den Eigenverbrauch wesentlich erhöht. Bei der Heizung ist die Optimierung anspruchsvoller wegen den Komfortansprüchen der Bewohner. Aber auch hier konnte eine klare Steigerung gegenüber dem Fall ohne Optimierung herausgeholt werden. Bei den Elektromobilen kann keine generelle Aussage gemacht werden, weil nur 2 Elektromobile vorhanden waren. Davon wurde 1 Elektromobil ab und zu tagsüber aufgeladen, das andere vorwiegend nachts. Bei den Haushaltgeräten ist die Aussage am schwierigsten. Für den einzelnen Haushalt lohnt sich die Optimierung finanziell nicht. Allerdings kann die Summe der Haushaltgeräte den Eigenverbrauch des Areals als Ganzes positiv beeinflussen. Die Haushaltgeräte wurden jedoch selten im Automatik-Modus betrieben, weshalb hier keine definitive Aussage gemacht werden kann.

Abrechnung mit echtem Bonussystem für Eigenverbrauch

Dieses Ziel wurde klar umgesetzt. Einfachheitshalber wurde nicht nach dem variablen Tarif abgerechnet, sondern nach einem (heute üblichen) Viertarifensystem (Netz- und Solarstrom zu Hoch- und Niedertarif). Die jeweiligen Anteile wurden energetisch aufsummiert und mit dem entsprechenden Tarif verrechnet. Diese Verrechnungsart hat den Vorteil, dass sie sehr einfach nachvollziehbar ist. Zudem kann mathematisch gezeigt werden, dass sie absolut äquivalent ist zur Verrechnung mit variablem Tarif (solange der variable Tarif aus obigen Anteilen zusammengesetzt ist).

Sensibilisierung für eine Zukunft mit variablen Stromtarifen

Je nach Sichtweise ist die Sensibilisierung gelungen. Die Bewohner haben das System schnell akzeptiert. In zahlreichen Präsentationen konnte gezeigt werden, dass das System funktioniert. Der Nutzen des variablen Stromtarifs ist aber wohl eher etwas für die Zukunft. Das volle Potential kann erst dann ausgeschöpft werden, wenn auch das übergeordnete Stromnetz einen variablen Tarif aufweist.

Beitrag zur 2000-Watt-Gesellschaft

Mit der äusserst energieeffizienten Überbauung und dem innovativen Eigenverbrauchsmanager konnte ein klarer Beitrag an eine Gesellschaft mit tiefem Energieverbrauch geleistet werden. Es war jedoch auch ersichtlich, dass der persönliche Beitrag der Bewohner bzw. die Suffizienz eine ebenso wichtige Rolle spielt wie die Effizienz.



Beitrag zur Energiestrategie 2050

Das Projekt liegt mit der Eigenverbrauchsoptimierung, ZEV und Überlegungen zu zukünftiger, variabler Stromtarifgestaltung mit einem ökologischen Anreiz genau auf der Energiestrategie der Schweiz.

Moderne, effiziente Architektur mit integrierten Solarpanels und Minergie-P-Eco-Standard

Die durch Setz Architektur realisierte Überbauung in Möriken-Wildegg ist richtungsführend für zukünftige Bauweise. Höchste passive Effizienz mit hoher Dämmung nach Minergie-P-Eco-Standard in Holzbauweise wird mit modernster Technik und aktiver Produktion verbunden. Die fassadenintegrierten Solarpanels erhöhen die Produktion in den Morgen- und Abendstunden sowie im Winter markant und setzen sich zudem ästhetisch optimal ins Bild.

PlusEnergie-Haus mit solarem Deckungsgrad über die Jahresbilanz > 100% für Betrieb

Das Ziel des PlusEnergie-Hauses wurde klar erfüllt. Über das Jahr gesehen wird wesentlich mehr Energie produziert als verbraucht. Zudem wird dank dem Eigenverbrauchsmanager auch die zeitliche Deckung von Produktion und Verbrauch massiv gesteigert.

Elektromobilität im Konzept integriert, für jede Wohnung nachrüstbar

Die Elektromobilität wurde stark gefördert durch ein innovatives Nachrüstkonzept mit Flachbandkabel und Piercing-System, welches einfach und kostengünstig mit Ladeboxen nachgerüstet werden kann. Es wurde auch darauf geachtet, dass die Kosten der Ladeboxen für die Bewohner günstig sind (< CHF 2'000). Leider konnten trotz aller Bemühungen nur 2 Bewohner zur Anschaffung eines Elektromobils bewegt werden. Hier schlummert noch ein sehr grosses Potential für die Zukunft (es könnten 2x10 Ladeboxen installiert werden auf dem beiden bestehenden Flachbandkabel)

Betriebsenergie zu 100% aus erneuerbarer Energie

Gemäss Auswertung wurden ca. 45% des Verbrauchs durch lokalen Solarstrom gedeckt, welcher garantiert 100% erneuerbar ist. Der Rest wurde durch «Regionaturstrom» der RTB gedeckt, welcher aus 90% regionaler Kleinwasserkraftwerksproduktion entlang des Aabachs sowie 10% Solarstrom aus dem Versorgungsgebiet der RTB stammt. Damit ist das Ziel erreicht.

5.6 Fazit aus Sicht des Auftraggebers (Architekt)

Das Monitoren und justieren der Energieverbraucher im ersten Betriebsjahr ist zentral und ein grosser Gewinn. Dies ist in diesem Projekt durch den Einsatz des Eigenverbrauchsmanagers gelungen.

Die technische Umsetzung und Integration eines Eigenverbrauchsmanagers ist relativ einfach und einmal installiert, für die Bewohner sehr einfach zu handeln. Der Schlüssel für eine erfolgreiche Umsetzung liegt in der Planung und Aufgleisung in einer frühen Planungsphase zusammen mit kompetenten Fachplanern und Systemlieferanten.

Das Aufgleisen der Miet- und Eigentumsrechtlichen Dokumente (Miet- und Kaufverträge, STWEG Nutzungsreglemente etc.) braucht viel Zeit und muss vor dem Verkauf von Wohnungen klar sein.



6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Der grösste Hebel für zukünftige Umsetzungen ist klar die tarifliche Situation. Hier könnte eine tarifliche Anpassung Wunder bewirken. Es wird zurzeit mit dem Energieversorger geklärt, ob eine Anpassung in Richtung Zweitarifsystem mit einheitlichem Netztarif möglich ist (also Abschaffung des Niedertarifs in der Nacht). Der Solartarif kann leider aus wirtschaftlichen Gründen nicht gesenkt werden.

Wegen folgenden Gründen wird empfohlen, eine zweite Messkontrolle während einer weiteren Periode durchzuführen:

- Die Wohnungen waren zu Beginn der Messperiode noch nicht vollständig bezogen und die Bauaustrocknung war noch aktiv. Zudem mussten zahlreiche Optimierungen an den Einstellungen des Systems vorgenommen werden. Das erste Betriebsjahr ist deshalb noch nicht repräsentativ.
- In der bisherigen Messkontrolle wurde nur die tarifliche Sicht des Bewohners berücksichtigt. Der effektive Einfluss des Eigenverbrauchsmanagers auf die anderen Kennzahlen konnte deshalb nicht exakt untersucht werden. Dies wäre aber für zukünftige Projekt mit dem Fokus auf Eigenverbrauchsoptimierung, Energieeinsparung und Effizienz sehr interessant. Da man 3 Häuser mit praktisch gleichen Voraussetzungen hat, könnte man z.B. verschiedene Regelkriterien parallel testen und vergleichen. Das wäre eine einmalige Chance, verschiedene Szenarien anhand realer Gebäude zu untersuchen.
- Die Sicht der Bewohner konnte zu wenig berücksichtigt werden. Eine direkte Kommunikation zwischen Bewohner und Systemanbieter kam erst am Ende der vergangenen Projektphase in Gang. Durch gezielte Gespräche mit den Bewohnern könnten deren Wünsche besser aufgenommen werden, das Verständnis für das Energiesparen gefördert werden und das System besser auf die Wünsche der Bewohner abgestimmt werden. In diesem Zusammenhang könnte auch der Suffizienz-Gedanke näher diskutiert werden (braucht es wirklich 23°C im Wohnzimmer? Wie könnte man den Wasser- und Elektrizitätsbedarf senken?)
- In den Sommermonaten waren die Raumtemperaturen in den Attika-Wohnungen sehr hoch. In einer weiteren Projektphase könnte untersucht werden, wie diese Temperaturen gezielt gesenkt werden könnten, entweder durch gebäudetechnische Massnahmen oder durch gezielte Schulung der Benutzer (Beschattung, Nachtauskühlung über Lüften). Auch eine Klimatisierung mit 100% erneurbarem, lokalem Solarstrom wäre aus Sicht des Projektteams sinnvoll.
- Zu wenig Elektromobile: Zwei Elektromobile im gesamten Areal sind deutlich zu wenig für eine wesentliche Steigerung des Eigenverbrauchs im Sommer. Hier müsste überlegt werden, wie die Leute zum Kauf eines Elektromobils bewegt werden können. Offenbar ist die Kostenhürde bei der Anschaffung des Elektromobils und der Ladebox trotz der Bemühungen immer noch zu hoch. Hier könnte ein Mietsystem für Ladeboxen Abhilfe schaffen, um die Initialkosten zu senken. Es könnte eine (halb-)öffentliche Ladebox aufgestellt werden für Besucher oder gemeinsame Nutzung. Ev. könnte auch ein Car-Sharing System wie im Projekt [Erlenmatt] helfen, die Elektromobilität zu fördern.
- Elektromobile am Tag laden: Eines der beiden Elektromobile wurde ab und zu am Tag geladen, das andere praktisch immer nachts. Das hat natürlich mit der Nutzungsart der Elektromobile zu tun (Gelegenheitsnutzer, Pendler, usw.). Primär könnten hier Ladeboxen für Besucherparkplätze helfen, welche vor allem tagsüber besetzt sind. Zudem hätte die Software noch viel Potential: So wäre eine intelligente Ladeplanung mit Vorgabe der Abfahrtszeit und Reichweite bereits vorbereitet, wurde aber aus zeitlichen Gründen nicht getestet.



- Die Einhaltung der Leistungsspitzen beim Bezug aus dem Netz (insbesondere bei den Elektromobilien) wurde nicht im Detail untersucht. Die Algorithmen waren bisher auch nicht auf Brechung der Spitzen ausgelegt. Hier schlummert ebenfalls noch erhebliches Potential.

Folgender Punkt könnte die Kennzahlen zusätzlich verbessern:

- Batteriesystem: Ein stationäres Batteriesystem mit einer Kapazität von ca. 150 kWh könnte in den Sommermonaten eine vollständige Autarkie liefern. Allerdings wird das Problem des Netzbezugs in den Wintermonaten damit nicht gelöst. Eine Batterie kann nur für einen Tag speichern und erreicht keine Verlagerung des Überschusses vom Sommer in den Winter.

Das Areal wird nach Abschluss des Forschungsprojektes auf ein System von Smart Energy Link umgerüstet. Es ist noch nicht klar, welche Funktionen im kommerziellen Produkt weitergeführt werden können und welche nicht. Deshalb wäre es von Vorteil, wenn das ursprüngliche System noch ein weiteres Jahr in Betrieb sein könnte, um weitere Erkenntnisse zu gewinnen und für die Bewohner den Übergang angenehmer zu gestalten. Die Zeit könnte auch genutzt werden, die wesentlichen Anreizsysteme (z.B. grüne LED) für die Bewohner oder die intelligente Ansteuerung der Wärmepumpen in das kommerzielle Produkt zu übernehmen.

7 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Durch die aktive Mitgliedschaft der Projektpartner in folgenden Vereinigungen war das Projekt von Anfang an sehr gut vernetzt:

- Swissolar
- Energie-Cluster
- Brenet
- Minergie
- SmartGridReady
- sia
- Stiftung Klimarappen
- Swisscleantech
- Architos
- IG Passivhaus Schweiz

Die Projektpartner sind zudem in folgenden, ähnlich gelagerten Projekten involviert:

- BFE-Projekt "Smarte Mobilität mit nachhaltigem E-Carsharing und bidirektionalem V2X", Areal Erlenmatt Ost, laufend seit Ende 2018: Untersuchung der Elektromobilität mit bidirektionalen Ladestationen, um die Fahrzeuge als Batteriepuffer für die Bewirtschaftung der Gebäude zu nutzen (Sektor-Kopplung Mobilität - Gebäude).
- BFE-Projekt «16A-Gebäude – Stromnetzstabilisierung und Nutzerbeeinflussung durch elektrische Leistungsbegrenzung für Gebäude», abgeschlossen 2018. D. Zogg in Begleitgruppe.

Zudem hat die Firma Smart Energy Control über 50 Installationen im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung realisiert, davon 22 Mehrfamilienhäuser und 2 Areale inkl. mehreren Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV). Einige Projekte sind auch als Beispiele in den "Leitfaden Eigenverbrauch" von *energie schweiz* und *Swissolar* eingegangen.



Aktuell wird im Verein «SmartGridReady» unter der Leitung von D. Zogg eine Wärmepumpen-Gruppe geführt mit dem Ziel einer zukünftigen Standardisierung intelligenter Schnittstellen zur Eigenverbrauchsoptimierung. Die Idee der variablen Strompreise wird dort ebenfalls weiterverfolgt.

Als «Nebenprodukt» wurde im Verlaufe des Projektes ein neuartiges Monitoring-System für Gebäude entwickelt, welches beim Verein «Minergie» grossen Anklang fand. Bei Minergie wird zurzeit eine Monitoring-Datenbank aufgebaut, in welche das Know-How eines ehemaligen Mitarbeiters von Smart Energy Control einfliest.

In Zukunft werden die Projekte im Mehrfamilien- und Arealbereich von der Firma Smart Energ Link AG übernommen und weitergeführt. Damit ist eine gute Vernetzung und Weiterführung der Idee garantiert. Die Firma Smart Energy Link AG ist ein Spin-Off des Energieversorgers «energie360» und hat eine langfristige Strategie Richtung erneuerbarer Energie. Der Verwaltungsrat ist eng mit der Politik verknüpft (Nationalrat), welche die Energiestrategie der Schweiz voll unterstützt.

8 Kommunikation

Es wurden zahlreiche Vorträge an Tagungen und Seminaren durchgeführt:

- Brenet Status-Seminar, Sept. 2020: Erste Auswertung des innovativen ZEV-Areals in Möriken-Wildegg mit Strombörsen
- Swissbau, Jan. 2020: Potentiale der Energieoptimierung Gebäude – Photovoltaik – Wärmepumpen
- Schweizer Planer-Tag, Brugg, Feb. 2019, Präsentation verteilte Intelligenz
- Serie Infoveranstaltung Fachstelle Energie, Kt. Aargau (Nov/Dez. 2019)
- Bau und Energiemesse Bern, Nov. 2019, Energiemanagement mit Eigenverbrauchsoptimierung
- Energie-cluster.ch, Zürich, Nov. 2019, Praxisbeispiel
- Hightech-Zentrum Aargau, Okt. 2019, Erkenntnisse aus dem BFE-Projekt in Wildegg
- Forum Energie Zürich, Fachgruppe Solararchitektur (Sept. 2019)
- Mehrere Besuchstage in Möriken, Sept/Okt. 2019, Vorstellung der Technik und Strombörsen
- Offizielles Einweihungsfest in Möriken, Sept. 2019, mit Bertrand Piccard
- Tag der Sonne Sept. 2019, Areal Möriken
- Tag der offenen Türe, Möriken, Juni 2019
- Energie-Cluster 2018: Fallbeispiel für die Energiezukunft, Kurs Plusenergiegebäude
- Energie-Cluster 2018: Eigenverbrauch optimieren, neue Anreize auf der Anbieterseite
- Gebäudehülle Schweiz, EMPA NEST, 2018, Intelligente Regelungstechnik zur Optimierung des Eigenverbrauchs von Arealen, D. Zogg
- Hightech-Zentrum Aargau, Okt. 2018, Praxiszirkel Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch
- Brenet-Status-Seminar, Sept. 2018, Kurz-Vorstellung Projekt
- Tag der Sonne, Bern 2018, PV-Eigenverbrauchsoptimierung
- Swissolar, Bern April 2018, Nationale PV-Tagung, Vorstellung Leuchtturmprojekt Möriken AG
- 4 Events Energie-Cluster Nov. 2017: Kurs Plus-Energie-Gebäude, Vorgehen bei der Planung
- Bauschule Unterentfelden, Nov. 2017, Energie- und Lastmanagement in Plus-Energie-Bauten
- Baumesse Bern, Sept. 2017: Vorstellung Pilotprojekt Möriken-Wildegg
- Swissolar Zürich, Sept. 2017, Arbeitsgruppe solares Bauen, Energiemanagement im PEG
- Energie-Cluster, Bern, Sept. 2017, Veranstaltung "Monitoring und Optimierung in Gebäuden"
- Bundesamt für Energie, Bern, Sept. 2017, Mittagsveranstaltung: Vorstellung Projekt Möriken-Wildegg, Arealüberbauung mit innovativer Strombörsen, D. Zogg



Zudem wurden zahlreiche Publikationen in Fachzeitschriften und Tageszeitungen gemacht. Eine Auflistung der Publikationen finden Sie in Kapitel 9.

9 Publikationen

Liste der veröffentlichten Publikationen

- Renggli, Faktor Raum 07/2020: Der Strom der Zeit, Setz Architektur AG
- HK-Gebäudetechnik 11-19: Eigenverbrauchsmanager – Der Strom bekennt Farbe, D. Zogg
- HK-Gebäudetechnik 10-19: PlusEnergie-Häuser mit modernstem Wohn- und Energiekonzept, P. Warthmann
- Aargauer Zeitung, Okt 2019, Bertrand Piccard lobt Möriken-Wildeggs Solar-Pioniere
- HK-Gebäudetechnik-2-19: Eigenverbrauchsoptimierung von Arealen mit verteilter Intelligenz, D. Zogg
- Special HK-GT 3/4-19 Gebäudetechnik mit Elektromobilität, D. Zogg
- Nachhaltiges Bauen, 3/2019, Den eigenen Strom optimal nutzen, Setz Architektur, Stiebel Eltron, Smart Energy Control et. al.
- Aargauer Zeitung, Bauen Wohnen Renovieren, Sept. 2018: Die 101. Minergie-Zertifizierung von Setz Architektur AG – ein Leuchtturmprojekt
- Architektur und Technik, Mai 2018, Durchdachte Energieeffizienz auch an Fassade, Möriken-Willegg, Renggli AG / Setz Architektur AG
- Bauen Wohnen Garten, März 2018: Das ist durchdachte Nutzung des Sonnenlichts, Setz Architektur AG / Immo Treier AG / Renggli AG
- Schweizer Energie-Fachbuch, Dez. 2017: Durchdachte Energieeffizienz in Möriken AG, W. Setz
- HK Gebäudetechnik 11/17: Vier MFH bestechen durch Nachhaltigkeit und durchdachte Energieeffizienz, W. Setz, D. Zogg
- HK Gebäudetechnik 10/17: Win-Win-Situation für alle Beteiligten, D. Zogg
- Wärmepumpentagung Burgdorf, Juni 2017: Areal-Überbauung mit Wärmepumpen und innovativer Strombörse, D. Zogg
- Aargauer Zeitung, Juni 2017: Ein Spatenstich für die Energiezukunft
- Lenzburger Bezirksanzeiger, Mai 2017: Startschuss und Spatenstich zur Arealüberbauung in Möriken-Willegg

Liste der Präsentationen und Vorträge:

- 03.09.2020, brenet Status-Seminar, Aarau, Erste Auswertung des innovativen ZEV-Areals in Möriken-Willegg mit Strombörse, D. Zogg
- 17.01.2020 Swissbau, Potentiale der Energieoptimierung Gebäude – Photovoltaik – Wärmepumpen, D. Zogg
- 20.05.2019 Event Wetzikon, Energieflüsse messen, steuern und optimieren, D. Zogg
- 26.02.2019, Schweizer Planer-Tag, Campussaal Brugg, Präsentation verteilte Intelligenz, D. Zogg



- 14.11.2019, energie-cluster.ch, HWZ Zürich, Praxisbeispiel: Elektroautos verbinden Solarstrom mit Gebäudeenergie, D. Zogg
- 24.10.2019, HightechZentrum Aargau, Eigenverbrauch optimiert: Erkenntnisse aus dem BFE-Projekt in Wildegg, D. Zogg
- 11.10.2019, FHNW Windisch, Firmen- und Projektvorstellung für internationales Innovationsgremium EMBRAPII, D. Zogg
- 18.01.2019, Info-Veranstaltung in Wetzikon ZH zum Thema Eigenverbrauchsoptimierung und Areale, D. Zogg
- 25.10.2018, Praxiszirkel Hightech Zentrum Aargau (HTZ), Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch – Chancen und Lösungen für EVU, Vorstellung des Areal-Projektes und der Lösung von Smart Energy Control, D. Zogg
- 09.09.2018, Tag der Sonne, Zeihen, Thema Energiespeicher, Referat intelligente Regelungstechnik für den Energiebereich, D. Zogg
- 06.09.2018, brenet Status-Seminar, ETH Zürich, Kurz-Vorstellung Projekt, D. Zogg
- 26.05.2018, Tag der Sonne, Bern, Referat zum Thema PV-Eigenverbrauchsoptimierung
- 19.04.2018, 16. Nationale Photovoltaik-Tagung, Swissolar, Bern, BFE-Leuchtturm-Projekt: Arealüberbauung mit PV und Verbrauchsoptimierung in Möriken AG
- 29.11.2017, Energie-Cluster Zürich, Plusenergiegebäude und Energiemanagement
- 13.11.2017, Energie-Cluster Bern, Plusenergiegebäude und Energiemanagement
- 08.11.2017, Bauschule Aarau, Energiemanagement im PEG
- 23.9.2017, Baumesse Bern: Vorstellung Eigenverbrauchsmanager mit Ausblick auf Pilotprojekt Möriken-Wildegg, M. Koller
- 18.09.2017, Swissolar Zürich, Arbeitsgruppe solares Bauen, Energiemanagement im PEG
- 6.9.2017, Energie-Cluster, Bern, Veranstaltung "Monitoring und Optimierung in Gebäuden", Präsentation "Innovative Strombörse zur Optimierung des Eigenverbrauchs in Arealüberbauungen", D. Zogg
- 4.9.2017, Bundesamt für Energie, Bern, Mittagsveranstaltung: Vorstellung Projekt Möriken-Wildegg, Arealüberbauung mit innovativer Strombörse, D. Zogg
- 23.4.2017, Fachverein Architos, Frühlingstagung Olten: Minergie-P-Eco-Areal-Überbauung mit innovativer Strombörse, D. Zogg



10 Literaturverzeichnis

Minergie, 2017: Produktreglement zu den Gebäudestandards MINERGIE®/MINERGIE-P®/MINERGIE-A®, Version 2017.2, Verein Minergie

FHNW, Diplomarbeit 2020: Untersuchung und Auswertung eigenverbrauchsoptimierter Gebäude, Fall Möriken, M. Schaffrinna

FHNW, Institut für Energie am Bau, 2019: Einfluss der Wärmespeicherfähigkeit auf die energetische Flexibilität von Gebäuden.

SG-Ready-Standard, 2013, Bundesamt für Wärmepumpen (bpw) Deutschland

EnergieSchweiz, August 2020: Wärmepumpen und PV – die clevere Kombination, D. Zogg

Energie Schweiz: Solarstrom Eigenverbrauch, neue Möglichkeiten für Mehrfamilienhäuser und Areale

Energie Schweiz: Solarstrom Eigenverbrauch optimieren, Handbuch

Energie Schweiz / Swissolar, April 2019: Leitfaden Eigenverbrauch («ZEV-Leitfaden»)

OKEE-Projekt: Optimierung der Kopplung zwischen Elektrofahrzeugen und (Gebäude-) Energiemanagementsystemen - Ein innovatives Umsetzungsprojekt im Areal Erlenmatt Ost in Basel, ZHAW 11/2019, A. Roschewitz, J. Musiolik, D. Zogg et. al:

SmartGridReady für Anbieter von Systemen und Produkten, Verein SmartGridReady, Bern 2018, Ch. Brönnimann, J. Grossen et al.

BFE-Projekt 2016: Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden OPTEG, D. Zogg

HK-Gebäudetechnik 5-16: Steigerung des zeitgleichen Eigenverbrauchs und Entlastung des Stromnetzes durch Speicherung im Elektromobil - Intelligente Einbindung von Elektromobilität, D. Zogg

HK-Gebäudetechnik 3-15: Eigenverbrauchsmanager, D. Zogg

ET-Elekrotechnik 17: Intelligente Elektromobilität, D. Zogg

Stiebel Eltron 2017: Wärmepumpen und Elektromobilität intelligent integriert, D. Zogg

Eco2Friendly Magazin 2017: Besser fahren beim Eigenverbrauch, D. Zogg

SCCER Future Energy Efficient Buildings & Districts (2017 - 2020), speziell WP2 Building Energy Management, WP3 Urban Decentralized Energy Systems

FHNW Strategische Initiative "Energy Chance" (2015 - 2017), Ideen für einen regionalen Energieverbund, www.energyatfhn.ch

WarmUp – Optimale Verteilung der Flexibilität von thermischen Speichern
(S. Pfaffen et. al, BFE 2013)

Plusenergie-MFH mit produktionsoptimiertem Verbrauch (M. Portmann, BFE 2015)

CombiVolt: Analyse des Nutzens intelligenter Wärmepumpen-Steuerungen für PV-Eigenverbrauch und Netzstabilität durch Labortests und Simulationen (BFE 2019)

LEWASEF: Leistungsgeregelte Wärmepumpenanlage mit Solar-Eisspeicher und Fotovoltaik (BFE 2018)

16A-Gebäude – Stromnetzstabilisierung und Nutzerbeeinflussung durch elektrische Leistungsbegrenzung für Gebäude (BFE-Programm Gebäude 2019).



11 Anhang: Umfrage Bewohner

STROMBÖRSE, Mehrfamilienhaus-Überbauung Grabenweg, Möriken



1. Wurden Sie über das Prinzip der STROMBÖRSE und die individuellen Möglichkeiten zu Ihrer Nutzung (Anzeigen / Bedienung) informiert?

[Weitere Details](#)

- Nein, kaum. 7
- Ja, leider nur spärlich. 10
- Ja, umfassend. 6



2. War die STROMBÖRSE beim Kauf, beziehungsweise bei der Miete Ihrer Wohnung ein Thema?

[Weitere Details](#)

- Nein, hatte keinen Einfluss. 8
- Ja, war einer der positiven Punkte. 14
- Ja, war ein entscheidender Punkt. 1



3. Motiviert Sie die STROMBÖRSE zum bewussten Umgang mit Solarstrom?

[Weitere Details](#)

- Nein, nicht speziell. 2
- Ja, ich schaue ab und zu auf die grüne LED und freue mich, wenn ich Solarstrom habe. 7
- Ja, ich schaue ab und zu auf die grüne LED und habe meinen Haushalt darauf optimiert. 14

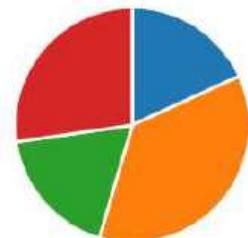




4. Nutzen Sie die individuellen Möglichkeiten dieser STROMBÖRSE für Ihre Geschirrwaschmaschine und sind Sie mit der Bedienung zufrieden?

[Weitere Details](#)

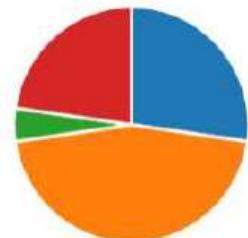
- Nein, ich lasse den Geschirrspüler laufen, wann ich will. 4
- Ja, aber ich schalte den Geschirrspüler manuell ein, wenn die Sonne scheint. 8
- Ja, ich brauche den Automatik-Modus ab und zu, es ist aber etwas umständlich. 4
- Ja, ich brauche den Automatik-Modus praktisch immer, das geht einfach. 6



5. Nutzen Sie die individuellen Möglichkeiten dieser STROMBÖRSE für Ihre Waschmaschine und sind Sie mit der Bedienung zufrieden?

[Weitere Details](#)

- Nein, ich lasse die Waschmaschine laufen, wann ich will. 6
- Ja, aber ich schalte die Waschmaschine manuell ein, wenn die Sonne scheint. 10
- Ja, ich brauche den Automatik-Modus ab und zu, es ist aber etwas umständlich. 1
- Ja, ich brauche den Automatik-Modus praktisch immer, das geht einfach. 5



6. Nutzen Sie die individuellen Möglichkeiten dieser STROMBÖRSE für Ihr Elektromobil und sind Sie mit der Bedienung zufrieden?

[Weitere Details](#)

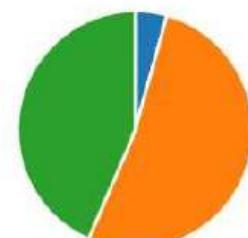
- Ich habe kein Elektromobil. 20
- Ich achte beim Laden nicht auf die Strombörse. 0
- Ja, ich lade aber eher selten mit Sonnenstrom. 2
- Ja, ich lade praktisch immer mit Sonnenstrom, das geht einfach. 1



7. Nutzen Sie die Solar-Steckdose?

[Weitere Details](#)

- Was ist das? 1
- Ja, manchmal. 12
- Ja, so oft es geht. 10





8. Nutzen Sie die Einstellungen für die Raumtemperatur? (Bemerkung: Diese wirkt nur in der Heizperiode, also nicht im Sommer!)

[Weitere Details](#)

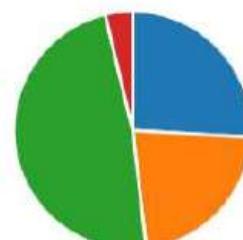
- Nein, nie. 1
- Wenig 7
- Ja, ich optimiere häufig die Temperatur. 14



9. Sind Sie zufrieden mit dem Temperaturkomfort in Ihrer Wohnung?

[Weitere Details](#)

- Nein, im Winter ist es zu kalt. 7
- Nein, im Sommer ist es zu warm. 6
- Ja, es stimmt für mich/uns. 13
- Sonstiges 1



10. Greifen Sie manuell ein, um den Temperaturkomfort in Ihrer Wohnung zu kontrollieren?

[Weitere Details](#)

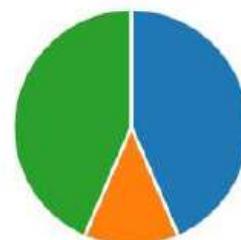
- Nein, ich muss nicht eingreifen. 5
- Ja, im Sommer beschalte ich zusätzlich. 19
- Ja, im Winter heize ich manchmal zusätzlich mit einem Elektro-Heizgerät. 2
- Sonstiges 1



11. Für die Bedienung und zur Kontrolle existiert ein Webportal, welches Sie über Ihr Smartphone nutzen können. Nutzen Sie dieses Portal und ist es für Sie gut bedienbar?

[Weitere Details](#)

- Nein, bisher nicht. 10
- Seltens, es ist nicht sehr bedienerfreundlich. 3
- Ja, das geht problemlos. 10

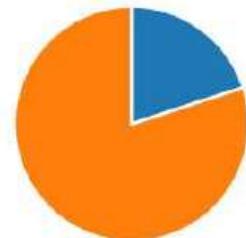




12. Nutzen Sie im Webportal die Möglichkeit, Ihren individuellen Energieverbrauch zu visualisieren?

[Weitere Details](#)

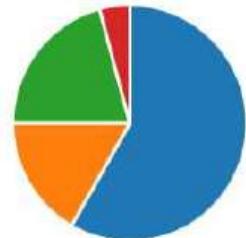
- Nein, der Energieverbrauch interessiert mich wenig. 4
- Ja, ich kontrolliere den Energieverbrauch ab und zu. 16
- Ja, ich schaue fast täglich auf meinen Energieverbrauch. 0



13. Nutzen Sie im Webportal die Möglichkeit, Ihre individuellen Einstellungen zu optimieren?

[Weitere Details](#)

- Nein, wenn überhaupt, benutze ich die Taster im Raum 14
- Ja, für Geräte und/oder Elektromobil nutze ich das Webportal. 4
- Ja, die Raumtemperatur stelle ich über das Webportal ein. 5
- Sonstiges 1



14. Sind Sie der Meinung, dass Sie durch diese STROMBÖRSE Energie einsparen?

[Weitere Details](#)

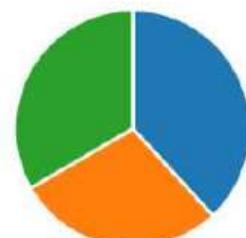
- Nein, Energie wird eher nicht gespart. 6
- Ja, spürbar. 7
- Ja, das ist der Zweck dieser Börse. 8



15. Sind Sie der Meinung, dass Sie durch diese STROMBÖRSE Stromkosten sparen?

[Weitere Details](#)

- Nein, meine Stromkosten werden nicht tangiert. 8
- Ja, spürbare Einsparungen sind möglich. 6
- Ja, das ist der Zweck dieser Börse. 7





16. Bei Ihrer Stromrechnung finden Sie jeweils auch die Zusammenstellung des Stromverbrauches mit den verschiedenen Tarifen. Gibt Ihnen diese Zusammenstellung genügend Informationen?

[Weitere Details](#)

- Ja, die ist übersichtlich und vollständig. 15
- Nicht wirklich, die ist eher unverständlich. 5
- Ich kann damit nicht viel anfangen. 3

