

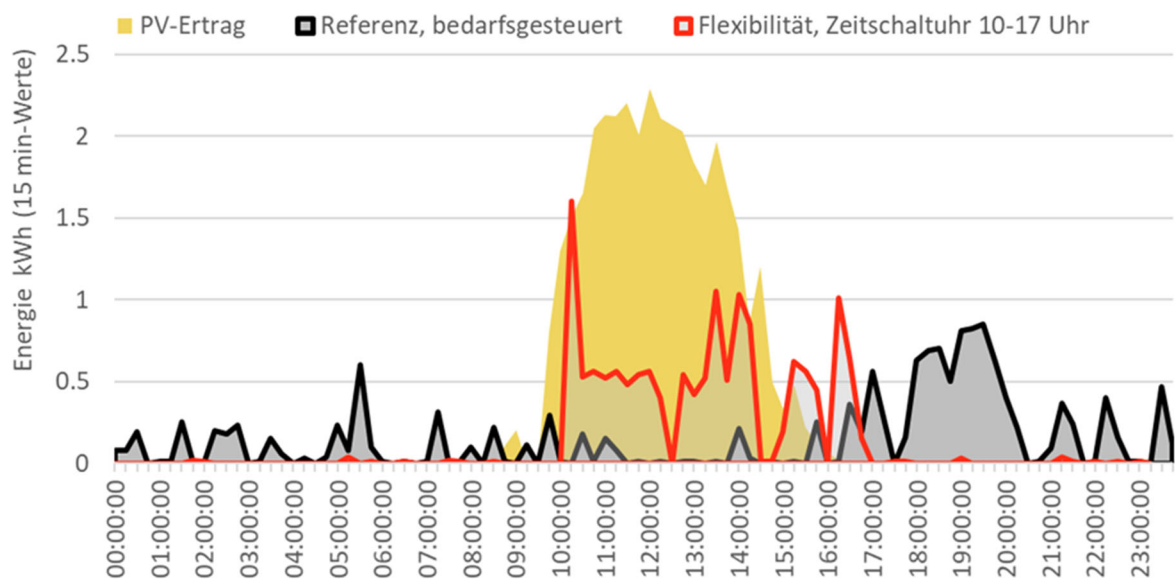


Schlussbericht vom 24. Juni 2020

Energetische Flexibilität von Gebäuden

Beitrag zum IEA Annex 67

Wärmepumpenbetrieb





Datum: 24. Juni 2020

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Gebäude und Städte
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch
energieforschung@bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Institut Energie am Bau IEBau
St. Jakobs Strasse 84
CH-4132 Muttenz
www.fhnw.ch/habg/iebau/

Autor/in:

Dr. Monika Hall, IEBau, FHNW
Prof. Dr. Achim Geissler, IEBau, FHNW

BFE-Projektbegleitung:

Rolf Moser, moser@enerconom.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501240-01

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



Zusammenfassung

In diesem Projekt werden verschiedene Aspekte zum Thema «Energetische Flexibilität von Gebäuden» untersucht. Die Schwerpunkte liegen auf der Berechnung des Eigenverbrauchs, der Nutzung der thermischen Gebäudemasse zur flexiblen Laufzeitverschiebung der Wärmepumpe, das netzdienliche Lastmanagement für drei Quartiertypen, dem Einsatz von Flexibilitätskenngrössen und dem Thema Eigenverbrauch versus Netzdienlichkeit.

- Es wird das Planungsinstrument «EnerFlex» entwickelt, welches auf Stundenbasis die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad bestimmt. «EnerFlex» ist die Basis für das Tool «PVopti», welches seit 2017 für den Minergie-Nachweis verwendet wird.
- Zeitschrittintervalle haben einen grossen Einfluss auf die Bestimmung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads. Zeitschritte mit maximal 60 min ergeben ausreichend genaue Ergebnisse. Wird eine Batterie eingesetzt, liefern 1- und 60-min Zeitschritte dieselben Ergebnisse.
- Symmetrische und unsymmetrische Gewichtungsfaktoren in der Energiebilanz führen zu unterschiedlichen Photovoltaikanlagengrössen und unsymmetrische Faktoren zur Notwendigkeit von grösseren Photovoltaikanlagen.
- Untersuchungen zum Peakshaving mit einer Batterie (Kapazität eine kWh pro kWp installierte PV-Leistung) zeigen, dass die Dauer des Peakshavings und die verschiebbare Energiemenge stark von dem Verhältnis zwischen Jahresertrag und -bedarf abhängen.
- Eine Vergrösserung des Warmwasserspeichers von einem Tages- auf einen 2-3 Tagesspeicher führt nur zu einer sehr geringen Erhöhung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads.
- In einer “hardware-in-the-loop” Testumgebung wird ein Lastmanagement zur Nutzung von Photovoltaikertragsüberschuss zur Erwärmung eines Warmwasserspeichers getestet. Durch das Lastmanagement können der Eigenverbrauch erhöht und die Netzinteraktion durch Lastreduktion verringert werden.
- Um den Eigenverbrauch zu erhöhen ist ein möglicher Weg, die Laufzeit der Wärmepumpe auf den Tag zu beschränken. Dies ist im Wohnbereich besser umzusetzen als im Bürobau, da im Bürobau die internen Lasten eine sehr grosse Rolle spielen. Im Winter führen hohe interne Lasten zu kürzeren Laufzeiten. Im Sommer verlängern hohe interne Lasten die Laufzeiten, da mehr bzw. länger gekühlt werden muss. Es wird ein Diagramm entwickelt, aus dem in der frühen Planungsphase die notwendige Wärmepumpenlaufzeit für Wohnen in Abhängigkeit von dem Heizwärmebedarf und der Wärmespeicherfähigkeit abgeleitet werden kann.
- Für eine Arealbetrachtung werden drei Quartiertypen untersucht. Ziel ist es, durch Lastmanagement die Überlastung der Trafostationen der bestehenden Quartiere zu verhindern. Der Ausbau mit Photovoltaik ist insbesondere bei dem Quartier mit Ein-/Zweifamilienhäusern kritisch für die Trafostation. Der Einfluss des Lastmanagements ist im Winter am grössten, wenn die Wärmepumpen als grosse Energiebezüger intelligent gesteuert werden können. Batterien reduzieren im Sommer in den Abend- und Nachtsstunden den Netzbezug. In den Übergangsmontaten reduzieren sie zusätzlich die Netzeinspeisung. Sie können im Rahmen der betrachteten Regelstrategien aber die Bezugs- und Einspeisespitzen nicht glätten, da sie zu den entsprechenden Zeiten im Sommer voll und im Winter leer sind.



- Vergleicht man die Optimierung der Laufzeit der Wärmepumpe nach Strompreisen, CO_{2-eq}-Emissionen und Eigenverbrauch ergeben sich folgende Empfehlungen für das Einschalten der Verbraucher:
 - Optimierung nach Strompreisen (Hoch-/Niedertarif, Spotmarktpreise): Verbraucher laufen in der Nacht, was zu einem Strombezug bei tiefen Strompreisen aber mit hohen CO_{2-eq}-Emissionen führt.
 - Optimierung nach CO_{2-eq}-Emissionen und Eigenverbrauch: Verbraucher laufen am Tag, was tiefe CO_{2-eq}-Emissionen bei hohen Strompreisen bedeutet.
- Im Rahmen des IEA Annex 67 werden einige Flexibilitätskenngrößen entwickelt. Eine Auswahl wird hier angewendet. Die Berechnungsmethodik der vorgestellten Flexibilitätskenngrößen GSC_{abs}, RIP, FF und FI ist sehr unterschiedlich. Somit sind auch die Wertebereiche, die eine Kenngröße annehmen kann bzw. Zielwerte, die eine hohe Flexibilität anzeigen, sehr verschieden. Dies macht die Vergleichbarkeit der Kenngrößen schwierig. Die vorgestellten Flexibilitätskenngrößen GSC_{abs}, RIP, FF und FI zeigen jedoch grundsätzlich dieselben Tendenzen an, so dass jede Kenngröße genutzt werden kann.
- Aus Sicht der Praxis ist die Aussagekraft der vorgestellten Flexibilitätskenngrößen jedoch zu beschränkt und daher wird eine Flexibilitätsklassierung und ein entsprechender FC-Faktor eingeführt. Mit dieser Klassifizierung ist sofort ersichtlich, wie hoch z.B. die Energiekosten sind und welcher Anteil an tiefen Strompreisen genutzt werden kann.
- Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass ein netzdienliches Gebäude, optimiert nach günstigen Strompreisen oder CO_{2-eq}-Emissionen, keine Nachteile für den Gebäudenutzer mit sich bringt. Die Eigenverbrauchsoptimierung ist für Gebäudenutzer positiv, während es für die Netzbetreiber positive und negative Aspekte gibt. Diese sind saisonbedingt und abhängig von der Photovoltaikanlagengröße und dem Bedarf. Hier muss das Netzumfeld betrachtet werden.



Résumé

Ce projet traite des différents aspects de la flexibilité énergétique des bâtiments. Une attention particulière porte sur le calcul de la consommation propre, l'utilisation de la masse thermique des bâtiments pour l'enclenchement décalé de pompes à chaleur, la gestion de charge de bâtiments solidaires pour 3 types de quartiers, l'influence des grandeurs caractéristiques et la comparaison entre la consommation propre et un raccordement solidaire.

- Un outil de planification « Enerflex » a été développé pour déterminer le taux de consommation propre et le degré d'autarcie sur une base horaire. Il sert de base au programme « PVopti » qui est utilisé pour la certification Minergie depuis 2017.
- La fréquence de mesures influence grandement les résultats de taux d'autoconsommation et de degré d'autarcie. Une base de temps d'une durée maximale de 60 minutes donne des résultats suffisamment précis. Avec une batterie de stockage par exemple, les résultats sont identiques pour un intervalle de mesure de 1 ou de 60 minutes.
- Les facteurs de pondération symétriques ou asymétriques dans les bilans énergétiques conduisent à des conceptions différentes de bâtiments. Les facteurs asymétriques conduisent au besoin d'installations photovoltaïques plus grandes.
- Des études sur l'écrêtage des pointes avec une batterie (capacité d'un kWh par kWc de puissance installée) montrent que la durée d'écrêtage et la quantité d'énergie qui peut être déplacée, dépendent fortement du rapport entre le rendement annuel et la demande.
- Une augmentation de la capacité du réservoir d'eau chaude de 1 à 2-3 jours ne permet qu'une augmentation minimale du taux d'autoconsommation et du degré d'autarcie.
- Un scénario de gestion de charge avec l'utilisation de l'énergie excédentaire d'une installation photovoltaïque pour chauffer un réservoir d'eau chaude a été testé dans un environnement « Hardware in the loop ». La gestion de la charge peut augmenter la consommation propre et réduire l'interaction avec le réseau.
- Une piste pour augmenter la consommation propre est de limiter l'enclenchement de la pompe à chaleur lors de la journée. Cette mesure est plus facilement applicable dans les immeubles d'habitation que dans les bureaux où les charges internes jouent un rôle important. En hiver les charges internes élevées entraînent des durées de fonctionnement plus courtes. En été, les charges internes élevées prolongent les durées de fonctionnement car il faut refroidir plus ou plus longtemps. Pour la phase de planification initiale, on a défini un diagramme qui permet de lire la durée de fonctionnement nécessaire de la pompe à chaleur en fonction de la demande de chauffage et de la capacité de stockage de la chaleur.
- Trois types de quartiers ont été choisis pour évaluer une zone. Le but étant d'éviter la surcharge des postes de transformation grâce à la gestion de charge. L'installation de systèmes photovoltaïques dans des quartiers à maisons individuelles ou à deux logements est particulièrement critique pour le poste de transformation. L'influence de la gestion de charge est la plus importante en hiver, lorsque les pompes à chaleur, grands consommateurs d'énergie, peuvent être pilotées intelligemment. Les batteries de stockage réduisent la quantité d'énergie tirée du réseau en été, le soir et pendant la nuit. Au cours des mois de transition, les batteries réduisent l'alimentation du réseau. Malgré les stratégies de régulation utilisées, elles ne peuvent pas lisser les pics de consommation ou de production car dans les périodes correspondantes elles sont déjà pleines (en été) ou vides (en hiver).



- En comparant l'optimisation de la durée de fonctionnement de la pompe à chaleur en fonction du prix de l'électricité, et de l'émission en équivalent CO2 en fonction de la consommation propre, on obtient les recommandations d'enclenchement des appareils consommateurs d'énergie suivantes :
 - Optimisation en fonction du prix de l'électricité (Tarif plein, creux, le plus avantageux du marché) : Les consommateurs d'énergies sont enclenchés la nuit, ce qui se traduit par une consommation d'électricité à un tarif bas mais une émission en équivalent CO2 élevée.
 - Optimisation en fonction de l'émission en équivalent CO2 et de la consommation propre : Les consommateurs d'énergie sont enclenchés pendant la journée, ce qui signifie de faibles émissions en équivalent CO2 et un prix d'électricité élevé.
- Dans le cadre de l'annexe 67 de l'AIE, certains paramètres de flexibilité ont été développés. Une partie a été traitée ici. La méthode de calcul des paramètres de flexibilité suivant GSCabs, RIP, FF et FI est très différente. Les plages de valeurs ainsi que les valeurs cibles qu'un paramètre peut prendre sont également très différentes. Ceci rend la comparaison entre les paramètres de flexibilité très difficile. Toutefois les paramètres GSCabs, RIP, FF et FI présentent les mêmes tendances, de sorte que chaque paramètre peut être utilisé.
- D'un point de vue pratique, la pertinence des paramètres de flexibilité présentés est limitée, c'est pourquoi une classification de la flexibilité (Facteur FC) a été mise en place. Cette classification permet de mettre en lumière le coût de l'énergie par exemple, ainsi que le taux d'énergie à faible coût de production qui peut être utilisé.
- En général, on peut affirmer qu'un bâtiment solidaire du réseau, optimisé en fonction du prix de l'électricité ou des émissions en équivalent CO2, n'entraîne pas d'inconvénients pour l'utilisateur du bâtiment. L'optimisation de la consommation propre est perçue de façon positive par l'utilisateur du bâtiment, tandis qu'il y a des aspects positifs et négatifs du point de vue du gestionnaire du réseau. Ces aspects sont fonction de la saison. Ils dépendent de la taille de l'installation photovoltaïque et de la demande d'énergie. Dans ce cas l'environnement du réseau doit être pris en compte.



Summary

In the scope of this project different aspects of the topic “energy flexibility of buildings” are evaluated. The main focus is on the calculation of self-consumption, the use of thermal mass to allow for flexible shifting of heat pump loads, the load management of three types of neighbourhoods, the use of flexibility factors as well as self-consumption versus grid interaction.

- The design tool “EnerFlex” is developed. It calculates self-consumption and self-sufficiency on a hourly basis. “EnerFlex” is the basis of “PVOpti”, which has been a verification tool of Minergie® since 2017.
- Time step interval lengths have a large influence on the determination of the self-consumption rate and the degree of self-sufficiency. Time steps with a maximum of 60 min give sufficiently accurate results. If a battery is included in a PV system, time steps of 1 and 60 minutes provide the same results.
- Symmetrical and asymmetrical weighting factors in the energy balance lead to different building designs in regard to photovoltaic design and asymmetric weighting factors lead to larger photovoltaic systems.
- The analysis of peakshaving by battery (using a capacity of one kWh per kWp installed photovoltaic capacity) shows that the duration of the peakshaving und the shiftable energy amount strongly depends on the ratio between annual photovoltaic yield and building demand.
- The increase in size of a domestic hot water tank from a daily to a 2-3 daily capacity only leads to a very small increase of the self-consumption rate and self-sufficiency.
- The use of photovoltaic surplus for heating the domestic hot water tank is tested in a “hardware-in-the-loop” test environment. The load management can increase the self-consumption and decrease the grid interaction.
- One possible way to increase self-consumption is to limit the the heat pump runtime to daytime. Due to the high internal loads in office buildings, this is easier to implement in residential buildings than in office buildings. The internal loads reduce the heatpump’s running time in winter, but in summer the internal loads increase the cooling load. A diagram was developed from which the necessary heat pump running time for residential buildings can be derived in the early planning phase, depending on the heat demand and heat storage capacity of the building structure.
- Three types of neighbourhoods are examined for an area assessment. The aim is to prevent the transformer stations in the existing districts from being overloaded by means of load management. An increase in the size and number of installed photovoltaic systems is particularly critical for the transformer station in the neighbourhood with single- and two-family houses. Load management is found to be most efficient in winter, using the large heat pump loads for shifting by intelligent control. In summer, batteries reduce the amount of electricity drawn from the grid in the evening and at night. In the transition months, they also reduce the grid feed-in. Within the framework of the control strategies considered, however, the batteries cannot reduce the supply and feed-in peaks, as they are full in summer and empty in winter at the corresponding times.
- Based on a comparative study of the optimisation of the heat pump running time according to electricity prices, CO_{2-eq} emissions and self-consumption, respectively, following recommendations for heat pump control can be made:



- Optimization according to electricity prices (high/low tariff, spot market prices): the heat pump is on during the night, which leads to electricity purchases at low electricity prices but with high CO_{2-eq} emissions.
- Optimization according to CO_{2-eq} emissions and self-consumption: the heat pump is on during the day, which results in low CO_{2-eq} emissions at high electricity prices.
- Within the framework of IEA Annex 67, various flexibility factors are developed. A selection of these factors is applied here. The calculation methodology of the presented flexibility factors GSC_{abs}, RIP, FF and FI is very different. Thus, the value range that a factor can assume and target values that indicate high flexibility are also very different. This makes direct comparison of the characteristics difficult. However, the flexibility factors GSC_{abs}, RIP, FF and FI basically show the same tendencies.
- From a practical point of view, though, the “signal clarity” of the flexibility parameters presented is too limited and therefore a flexibility classification (FC) and a corresponding FC factor are introduced. With this classification, it is immediately apparent, for example, how high the energy costs are and which proportion of low electricity prices can be used.
- Basically, it can be stated that a grid-supportive building, optimised according to favourable electricity prices or CO_{2-eq} emissions, does not entail any disadvantages for the building user. The optimisation of self-consumption is positive for building users, while there are positive and negative aspects for grid operators. These are seasonal and depend on the size of the photovoltaic system and the demand. The grid environment must be considered here.



Take-home messages

Die energetische Flexibilität von Gebäuden beinhaltet viele Themengebiete. Die wesentlichen Erkenntnisse aus diesem Projekt sind:

- Die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad darf maximal mit Stundenzeitschritten berechnet werden.
- Gebäude mit einer hohen Wärmespeicherfähigkeit und hohem Dämmstandard weisen erwartungsgemäss die höchste Flexibilität bei der Wärmepumpenlaufzeit auf.
- Im Bürobau spielen die hohen internen Lasten eine grosse Rolle. Sie wirken sich auf die Flexibilität im Winter positiv, im Sommer negativ aus.
- Steigt die Durchdringung von Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen in bestehenden Quartieren, wird trotz Lastmanagement z.T. die bestehende Ortstrafostation überlastet. Die Transformation bestehender Quartiere muss sorgfältig geplant werden.
- Es gibt viele verschiedene Flexibilitätskenngrössen. Die untersuchten Kenngrössen zeigen alle die gleichen Tendenzen und können verwendet werden.
- Die Flexibilitätsklassierung zusammen mit dem FC-Faktor erhöht die Aussagekraft gegenüber den Flexibilitätskenngrössen.
- Wird der Strombezug in Bezug auf die Stromkosten optimiert, findet dies bei einer Stromzusammensetzung mit hohen $\text{CO}_2\text{-eq}$ -Emissionen statt und andersherum.
- Ein netzdienliches Gebäude (Optimierung nach Strompreisen, $\text{CO}_2\text{-eq}$ -Emissionen) hat keine Nachteile für den Gebäudenutzer.
- Die Eigenverbrauchsoptimierung ist für Gebäudenutzer positiv, während es für Netzbetreiber positive und negative Aspekte gibt, welche saisonbedingt und abhängig von der Photovoltaikanlagengrösse und dem Bedarf sind. Hier muss das Netzumfeld betrachtet werden.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	5
Summary	7
Take-home messages	9
Inhaltsverzeichnis	10
Abkürzungsverzeichnis	12
1 Einleitung	13
1.1 Ausgangslage und Hintergrund.....	13
1.2 Motivation des Projektes	13
1.3 Projektziele	13
2 Flexibilität	15
3 Eigenverbrauchstool «EnerFlex» und «PVopti»	17
4 Einfluss von Zeitschritten auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad	20
4.1 Hintergrund.....	20
4.2 Resultate.....	21
4.3 Fazit.....	23
5 Einfluss der Gewichtung auf Energiebilanz	24
6 Einfluss einer Batterie auf Eigenverbrauch	26
6.1 Kein Lademanagement	26
6.2 Lademanagement «Peakshaving»	26
6.2.1 Resultate.....	27
6.2.2 Fazit.....	30
7 Einfluss Wärmepumpensteuerung, Speicher- und Batteriegrösse auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad	31
7.1 Fallbeispiel.....	31
7.2 Methodik	32
7.3 Resultate.....	33
7.4 Fazit.....	36
8 Lastmanagement für die Warmwassererwärmung	38
8.1 Ausgangslage.....	38
8.2 Resultate.....	40
8.3 Fazit und «lessons learnt».....	41
9 Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden	43
9.1 Ausgangslage.....	43
9.2 Grundlagen.....	43



9.2.1	Methodik	43
9.2.2	Stunden mit Solarertrag.....	44
9.3	Beispielgebäude	45
9.3.1	Geometrie und Konstruktion.....	45
9.3.2	Betrieb	46
9.4	Resultate.....	48
9.4.1	Mehrfamilienhaus	48
9.4.2	Bürogebäude	52
9.5	Diskussion	57
9.5.1	Mehrfamilienhaus	57
9.5.2	Büro	57
9.6	Zusammenfassung	58
9.7	Eigenverbrauch und Autarkiegrad für Bürobau	59
9.7.1	Methodik	59
9.7.2	Resultate.....	61
10	Flexibilität von Arealen	62
10.1	Einführung	62
10.2	Lastprofile	62
10.3	Methodik	65
10.4	Resultate.....	66
10.5	Fazit.....	73
11	Eigenverbrauch versus Netzdienlichkeit	75
11.1	Hintergrund.....	75
11.2	Führungsgrössen.....	76
11.2.1	Hoch-/Niedertarif	76
11.2.2	Spotmarktpreise	77
11.2.3	CO _{2-eq} -Koeffizienten des Strommixes	78
11.2.4	Eigenverbrauch	79
11.2.5	Übersicht der Führungsgrössen	79
11.3	Methodik	80
11.3.1	Beispielgebäude	80
11.3.2	Varianten	81
11.3.3	Flexibilitätskenngrössen	81
11.4	Resultate.....	85
11.4.1	Flexibilitätskenngrössen	87
11.4.2	Flexibilitätsklassierung FC.....	91
11.5	Fazit.....	95
12	Publikationen	97
13	Literaturverzeichnis	99



Abkürzungsverzeichnis

A, AG	Autarkiegrad
Bat	Batterie
BKT	Betonkernaktivierung
Bo	elektrischer Boiler
CO ₂ -eq.	Treibhausgasemissionen
DSM	Demand Side Management
EFH	Einfamilienhaus
EMS	Energiemanagementsystem
EV	Eigenverbrauch
EVR	Eigenverbrauchsrate
EZ	Einzel- und Gruppenbüro
FC	Flexibility Classification Factor
FF	Flexibility Factor
FI	Flexibility Index
GR	Grossraumbüro
GSC _{abs}	Grid Support Coefficient
MFH	Mehrfamilienhaus
MAS	Multi-Agent System
NABE	nach Bedarf
Nenn	Nennkapazität
PE _{nr}	nichterneuerbare Primärenergie
PV	Photovoltaik
PV-Ertrag	Stromertrag aus der Photovoltaikanlage
RIB	Relative Import Bill
SPOT	Spotmarktpreis
WP	Wärmepumpe



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Gebäude agieren zunehmend als Prosumer. Dies sind Gebäude mit einer Photovoltaikanlage, die nicht nur Strom vom Netz beziehen, sondern auch einspeisen. Dieser Trend wird sich zukünftig verstärken, da auf Grund der Energiestrategie 2050 immer mehr Gebäude eine Photovoltaikanlage erhalten. Der lokal an einem Gebäude erzeugte Strom wird i.d.R. nicht komplett zeitgleich konsumiert. Somit muss ohne lokale Speichermöglichkeit der ungenutzte Teil in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden, was zu hohen Netzbelastungen führen kann. Kritisch wird es, wenn der Ortsnetztransformator an seine Grenzen stösst bzw. überlastet wird. Dies soll vermieden werden.

Bislang wird die Zeitgleichheit von Verbrauch und Erzeugung des Stroms vor Ort in der Energiebilanz eines Gebäudes nicht beachtet. Durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Diskussionen über volatile Verfügbarkeit, Speichermöglichkeiten und Netzausbau rückt die Thematik des Eigenverbrauchs immer stärker in den Fokus. Auch aufgrund der Preisentwicklung von Strom wird es immer attraktiver, den Stromertrag der lokalen Photovoltaikanlage direkt vor Ort zu nutzen. Hierzu eignen sich grosse Strombezügler, die während der Tagesstunden Strom beziehen können, wie z.B. Wärmepumpen. So bieten kurze Wärmepumpenlaufzeiten eine hohe Flexibilität hinsichtlich des Laufzeitfensters, wenn eine hohe thermische Masse vorhanden und das Gebäude gut gedämmt ist. Dies gilt sowohl für den Heizfall im Winter, als auch für den Kühlfall im Sommer.

Um das Potential nutzen zu können, muss das Gebäude flexibel reagieren können. Dieses Potential soll untersucht werden.

In Zukunft wird die Bewertung eines Gebäudes nicht nur die üblichen Energiebilanz umfassen, sondern auch eine Einschätzung der Flexibilität hinsichtlich Eigenverbrauch oder Netzdienlichkeit.

1.2 Motivation des Projektes

Bei Null- bzw. Plusenergiegebäuden ist die Jahresbilanz von Photovoltaikertrag und Bedarf ausgeglichen bzw. der Ertrag ist grösser als der Bedarf. Diese Bilanz sagt jedoch nichts aus, ob das Gebäude eine hohe Eigenverbrauchsrate oder einen hohen Autarkiegrad aufweist oder auf eine andere Art netzdienlich betrieben wird.

Im Zuge der Energiewende ist es sinnvoll, das Gebäude einen hohen Anteil des Photovoltaikertrags selbst verbrauchen. Zum einen, da damit Einspeisespitzen reduziert werden und zum anderen wird der Netzbezug entlastet. Der Eigenverbrauch kann als netzdienlich betrachtet werden. Die Gebäude können auch netzdienlich betrieben werden, in dem sie zum Beispiel elektrische Verbraucher starten, wenn das Netz Überkapazität hat oder bei Unterkapazität elektrische Verbraucher abstellen. In beiden Fällen muss das Gebäude ein entsprechendes Potential zur Verfügung stellen können, um flexibel reagieren können. Dieses Potential ist unbekannt und soll daher untersucht werden.

1.3 Projektziele

Es soll geklärt werden, was der Begriff «energetisch flexibles Gebäude» bedeutet und die Flexibilität beschreib- und planbar gemacht werden. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs und die Reduktion der Netzinteraktion (Im-/Export) ist durch Energiespeicherung und Lastmanagement angestrebt. Die



Kompatibilität von Eigenverbrauch und Netzinteraktion soll aufgezeigt werden. Der Eigenverbrauch und die Netzinteraktion von Arealen wird untersucht. Die Bildung praxistauglicher Kenngrößen für die Planungsphase wird angestrebt. Das Projekt ist in IEA EBC Annex 67 "Energy Flexible Buildings" eingebunden [1].

Es werden folgende Themen behandelt:

- Entwicklung eines Planungsinstruments zur Bestimmung des Eigenverbrauchs in der Praxis
- Einfluss von Zeitschritten und Gewichtung auf die Energiebilanz
- Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden
- Einfluss der Wärmepumpenregelung, Warmwasserspeichergrösse und Batteriegrösse auf den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad
- Eigenverbrauch mit und ohne Batterie
- Peakshaving durch Batterie
- Energetische Flexibilität von Arealen
- Eigenverbrauch vers. Netzdienlichkeit

Da sehr viele Themen behandelt werden, ist der Bericht in verschiedene Bereiche unterteilt. Bei Kap. 2-8 liegt der Fokus auf dem Thema Eigenverbrauch. Kap. 9-11 behandeln das Flexibilitätspotential von Gebäuden.



2 Flexibilität

Die energetische Flexibilität von Gebäuden ist definiert als die Fähigkeit den Bedarf und die Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte in Abhängigkeit des lokalen Klimas, der Nutzerbedürfnissen und den Anforderungen des Stromnetzes aufeinander abzustimmen [1].

Die Flexibilität wird typischer Weise durch die partielle Entkopplung von Energiebedarf und -bereitstellung erreicht. Durch Nutzung von Speichern und Kontrollmöglichkeiten kann der Energiebedarf z.B. von Zeiten mit hohen Energiepreisen in Zeiten mit tiefen Energiepreisen verschoben werden. Typische Speicher sind die thermische Masse von Gebäuden, Wasserspeicher und Batterien. Neben den physischen Speichermöglichkeiten des Gebäudes, muss das Gebäude auch mit Komponenten ausgerüstet sein, welche auf bestimmte Signale reagieren können. Dies kann z.B. eine smarte Wärmepumpe sein, die in Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung (Eigenverbrauchsoptimierung), der Netzsituation (Netzoptimierung) oder eines Preissignals (Kostenoptimierung) gesteuert wird. Die Nutzung der Flexibilität darf jedoch den Komfort der Nutzer nicht beeinträchtigen.

Reynders et al. [2] evaluieren verschiedene Definitionen und Quantifizierungsmethoden der Flexibilität in Bezug auf Gebäude und thermische Speicher. Die Quantifizierungsmethoden der Flexibilität können gemäss [2] in zwei Ansätze unterteilt werden.

(i) Direkte und physikalische Qualifizierung

Dieser Ansatz gibt Auskunft über das physikalisch vorhandene Potential an Flexibilität. Dabei werden die Steuerung bzw. die Nutzung der vorhandenen Flexibilität nicht berücksichtigt. Gemäss Jensen et al. [3] können folgende Eigenschaften der Flexibilität quantifiziert werden:

- Energie oder Leistung, welche verschoben werden kann
- Zeit, über welche die Energie oder Leistung verschoben werden kann
- Kosten, die durch die Flexibilität verändert werden
- Effizienz, die durch die Flexibilität verändert wird

(ii) Qualifizierung anhand der Auswirkungen

Der zweite Ansatz untersucht die Auswirkungen eines flexiblen Systems auf das Stromnetz. Diese Quantifizierung erfolgt indirekt anhand von Analysen über Kenngrössen wie Eigenverbrauchsgrad, CO₂-Reduktion, Preiseinsparung, Spannungshaltung, Spitzenlastreduktion, etc. [2]. Die Auswirkungen der Flexibilität auf das Stromnetz sind sowohl vom vorhandenen Potential an Flexibilität, sowie von dessen Steuerung abhängig. Wird die Flexibilität genutzt und im Sinne des Netzes eingesetzt spricht man auch von «netzdienlich» oder «Netzdienlichkeit».

Die Charakteristik der Flexibilität ist in Abbildung 1 an Hand dem Bedarf einer Wärmepumpe dargestellt. Der Bedarf der Wärmepumpe (schwarze Linie) wird aufgrund z.B. eines Preissignals (rote Linie) gesteuert. Der Bedarf sinkt kurz nach dem der Preis ansteigt, da die Wärmepumpe abgestellt wird, wenn ein Preislimit überschritten ist. Nach einer gewissen Zeit muss die Wärmepumpe jedoch wieder anspringen, um im Gebäude die gewünschte Raumtemperaturen aufrecht zu erhalten. Dabei kann der Strombezug der Wärmepumpe über dem in Ausgangszustand steigen.

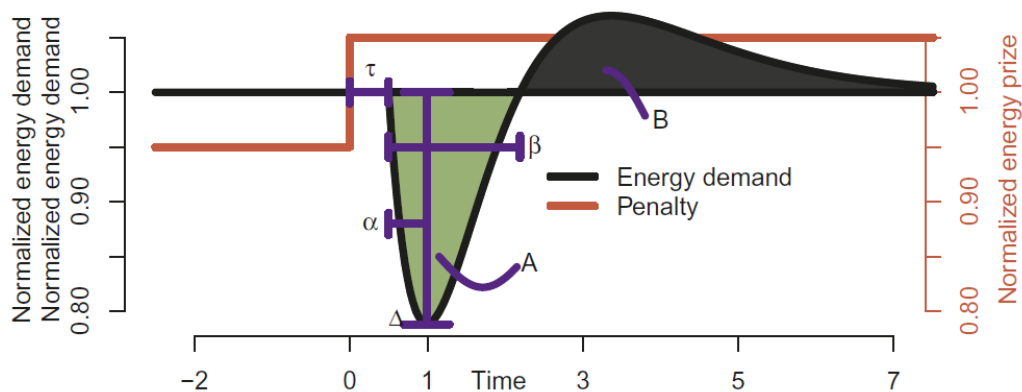


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Einflusses eines Preissignals auf den Bedarf einer Wärmepumpe [4].

Sechs Faktoren können abgeleitet werden:

- T (Zeit): Zeitverzug, um auf das Preissignal zu reagieren (Geschwindigkeit zwischen des Informationsaustausches Eingangssignal und Aktivierung der Wärmepumpe)
- α (Zeit): Zeit, die es braucht bis die maximale Bedarfsreduktion eintritt (Geschwindigkeit wie schnell die Wärmepumpe reagieren kann)
- Δ (Bedarf): Maximale Bedarfsreduktion infolge des Preissignals (Anhängig von der Wärmepumpe)
- β (Zeit): Zeitspanne, wie lange der Bedarf verschoben werden kann (Anhängig von der Gebäudemasse und dem Dämmniveau)
- A (Energie): Energie, die auf Grund des Preissignals verschoben werden kann liegt (Anhängig von der Gebäudemasse und dem Dämmniveau)
- B (Energie): Energie, die aufgewendet werden muss, um die geforderten Temperaturen wieder zu erreichen (Abhängig von der Steuerung der Wärmepumpe)

Im Rahmen des IEA Annex 67 [5] wird erarbeitet, dass es keinen einzelnen Wert bzw. Faktor/Kenngröße gibt, um die energetische Flexibilität eines Gebäudes zu beschreiben. Je nach Fragestellung wird eine andere Kenngröße herangezogen. In Kap. 11 werden verschiedene Flexibilitätskenngrößen gegenübergestellt.



3 Eigenverbrauchstool «EnerFlex» und «PVopti»

Für die Energiebilanz eines Gebäudes wird üblicher Weise die Jahressumme von Bedarf und Photovoltaikertrag bestimmt und gegenübergestellt. Die Zeitgleichheit von Bedarf und Ertrag wird nicht berücksichtigt. Immer stärker rückt jedoch der Eigenverbrauch in den Vordergrund. Zu dessen Bestimmung wird im Rahmen des Projekts das Planungsinstrument "EnerFlex" entwickelt. Dieses berechnet den Eigenverbrauch auf Stundenwerten. Die Methodik zeigt Abbildung 2. Als Eingaben dienen die üblichen Parameter, die in der Planungsphase bekannt sind, z.B. Bedarf für Heizwärme, Warmwasser, Lüftung, Beleuchtung, Gerätestrom, PV-Ertrag, Nutzungsgrad der Wärmeerzeuger, Batteriegrosse, etc. Grundsätzlich erfolgt die Eingabe der Parameter als Jahreswerte, wobei der Heizwärmebedarf und der PV-Ertrag auch als Monatswerte eingegeben werden können.

Der Bedarf für Geräte, Beleuchtung, Lüftung und Warmwasser wird nach den Lastprofilen gemäss SIA 2024 [6] auf Stundenwerte verteilt. Für die Beleuchtung wird ein Einstrahlungsgrenzwert eingeführt, um den Beleuchtungsbedarf etwas Richtung Abendstunden und Wintermonate zu verschieben. Heizwärmebedarf und Kühllkältebedarf werden nach einer Grenztemperatur verteilt. Anschliessend wird der elektrische Bedarf und der PV-Ertrag berechnet. In einem weiteren Schritt erfolgt die Bilanzierung von Bedarf und PV-Ertrag mit/ohne Berücksichtigung eines Batteriespeichers. Als letzter Schritt werden die stündlichen Ergebnisse zusammengefasst und der Eigenverbrauch, die Eigendeckung, der Netzbezug und die Netzeinspeisung als Monats- und Jahreswerte sowohl graphisch als auch als Zahlenwerte dargestellt. Durch die Wahl der Betriebszeiten der Wärmepumpe (Tag/Nacht/24h), der Wahl effizienter Geräte, dem Einsatz eines thermischen Kollektors oder eines Batteriespeichers kann der Eigenverbrauch optimiert werden. Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen eine Auswahl der Ergebnisse.

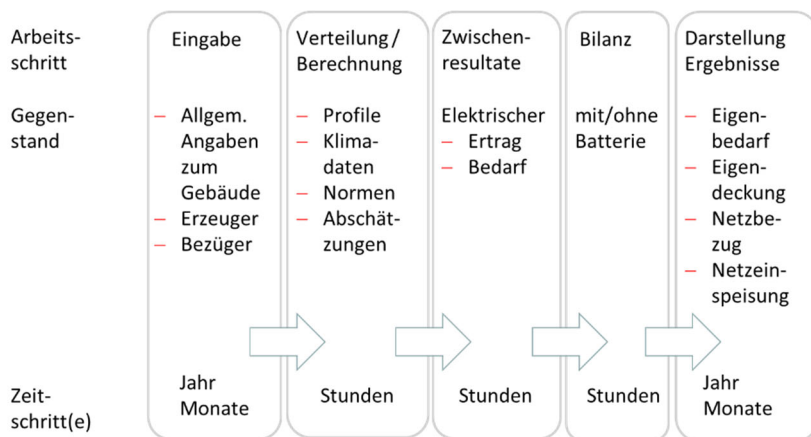


Abbildung 2 Methodik des Planungsinstruments [7].

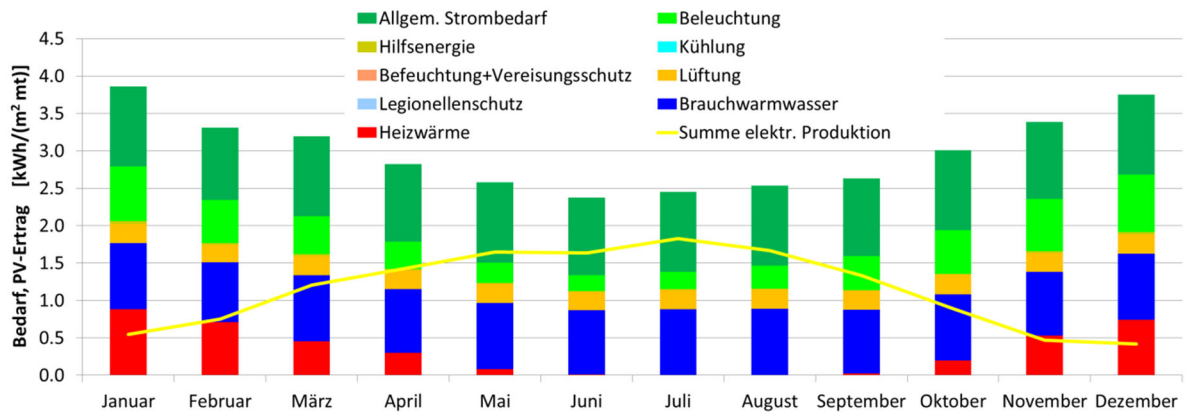


Abbildung 3 Beispielhafte Darstellung des Bedarfs und der PV-Ertrags als Monatswerte [7].

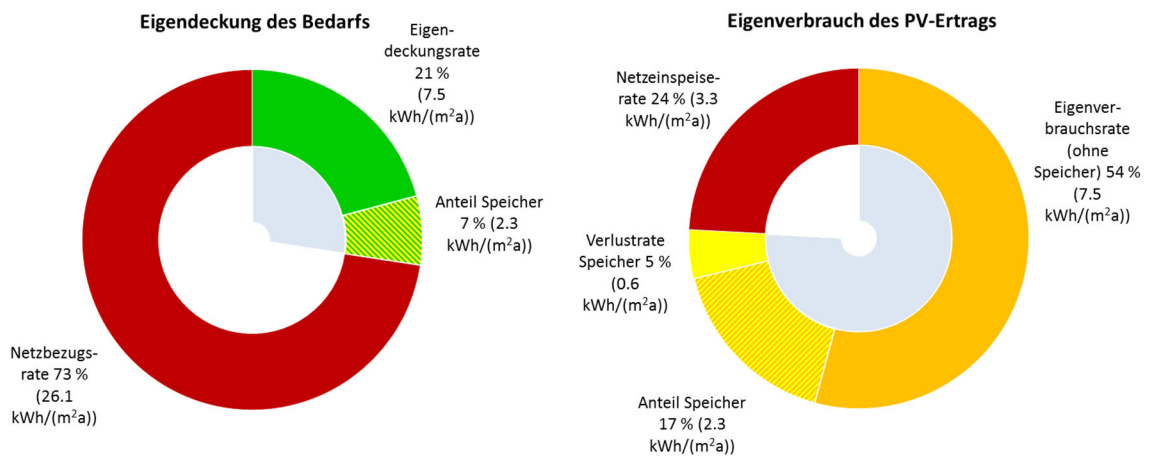


Abbildung 4 Beispielhafte Darstellung der Ergebnisse für die Eigendeckung und den Eigenverbrauch als Jahreswert, berechnet auf Stundenwerten [7].

Basierend auf dem im Rahmen des Projektes entwickelte Tool «EnerFlex» zur Berechnung des Eigenverbrauchs auf Stundenbasis wurde 2016 «PVopti» als Nachweistool für Minergie entwickelt und steht in den Sprachen Deutsch, Französisch und Italienisch seit Anfang 2017 auf der Minergie-Webseite kostenlos zur Verfügung. Seit 2018 ist PVopti ein fester Bestandteil im Minergienachweis. Im Jahr 2019 wurde es um Elektromobilität erweitert. In Absprache mit Minergie entstand eine neue PVopti Versionen:

- IEA Annex 67 Version
Aufgrund der Anfrage einiger Annex 67 Teilnehmer wurde eine PVopti Annex 67 Version erstellt, bei der eine freie Eingabe der Klimadaten (8'760 Werte für Aussenlufttemperatur und Globalstrahlung horizontal) und des Standortes möglich ist. Somit ist PVopti auch in anderen Ländern/Klimata anwendbar. Diese Version ist von der Annex 67 Webseite herunterladbar. (<http://annex67.org/publications/software/>)



Zur Validierung des Tools wurde «PVopti» mit sieben gemessenen Gebäude verglichen und die Ergebnisse weisen eine gute Übereinstimmung auf

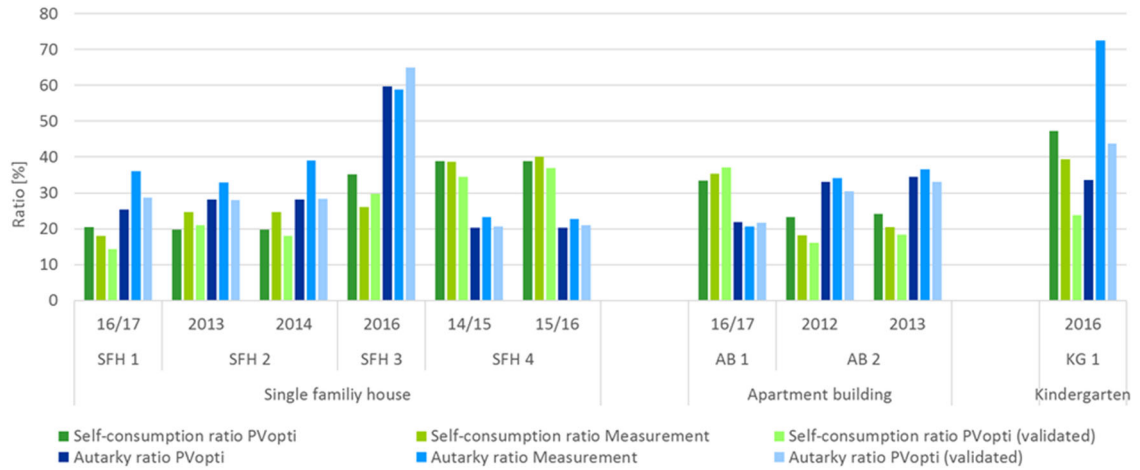


Abbildung 5 Vergleich PVopti und gemessenen Gebäude (grün: Eigenverbrauchsrate, blau Autarkiegrad, dunkel: mit Minergiestandardwerten gerechnet, mittel: Messwerte, hell: PVopti mit Messwerten angepasst) [8].

4 Einfluss von Zeitschritten auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad

4.1 Hintergrund

Bei der Berechnung bzw. Simulation des Eigenverbrauchs ist es wichtig, die zeitliche Auflösung zu berücksichtigen. In Abbildung 6 ist ein Beispiel dargestellt: Der Jahresertrag der Photovoltaikanlage ist höher als der jährliche Strombedarf. Mit einem Zeitschritt kleiner gleich Monatssummen wird verhindert, dass der Ertragsüberschuss im Sommer das Ertragsdefizit im Winter kompensiert. Zeitschritte kleiner gleich einer Stunde berücksichtigen auch den Tag-/Nachtverlauf. Zeitschritte von 1 min und 1 sec sind gemäss [9], [10] extrapoliert. Aus der Darstellung lässt sich ableiten, dass eine zeitliche Auflösung von 15-min bzw. Stundenwerten für eine erste Betrachtung von Eigenverbrauch und Autarkie ausreichen ist.

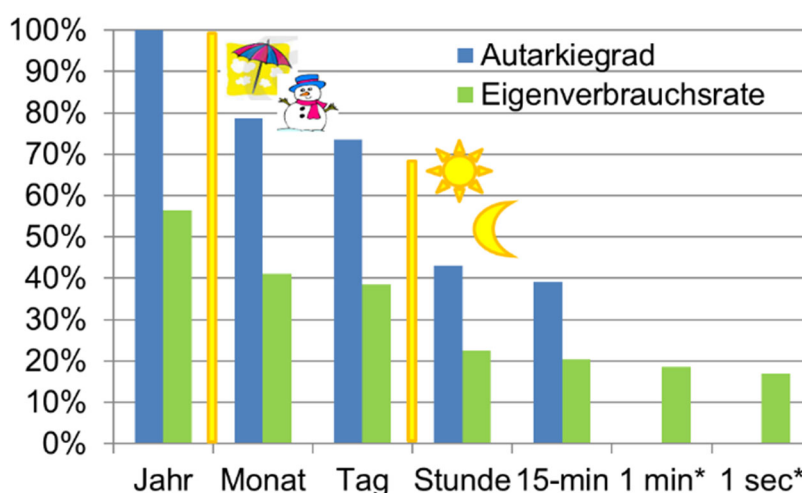


Abbildung 6 Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate beruhend auf verschiedenen Zeitschritten berechnet aus 15 min Messwerten und extrapolierten Werten (3 Wohnungen, Minergie-P, Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, 20 kWp: Süd, 10°) [11].

Das Netz muss jedoch Momentanwerte ausgleichen und somit wären kürzere Intervalle realitätsnäher. Aus der Literatur kann die Abweichung von 15 min Werten zu Minuten- und Sekundenwerten abgeleitet werden [9], [10], aber zur weiteren Verifizierung werden eigene Untersuchungen angestellt [12].

Hierzu werden 1 min Lastprofile von 74 Einfamilienhäuser (EFH) aus Deutschland verwendet [13]. Im Durchschnitt verbrauchen diese Gebäude 4.7 MWh Strom pro Jahr. Diese Lastprofile werden mit einem generischen PV-Ertrag verknüpft. Zur Berechnung des PV-Ertrags werden die Strahlungsdaten als Minutenwerte der Standorte Bern, Lugano und Zermatt verwendet [14]. Die Grösse der PV-Anlage wird variiert: 2, 4, 6 und 8 kWp. Es gibt zwei Anlagentypen: Ausrichtung nach Süden mit einer Neigung von 30° oder eine Ost-/Westausrichtung mit einer Neigung von 10°.



4.2 Resultate

Abbildung 7 zeigt exemplarisch die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad für die Auflösungen von einer und 60 min und einer 4 kWp PV-Anlage für den Standort Bern. Die ein- und 60-min Werte liegen im Schnitt 4 % Punkte auseinander, wobei der 60-min Wert der höhere ist. Es ist zu erkennen, dass je kleiner die Eigenverbrauchsrate ist, desto geringer fällt der Unterschied zwischen ein und 60 min Auflösung aus. Der Autarkiegrad zeigt dieselbe Tendenz. Insgesamt ist die Streubreite des Autarkiegrades kleiner als die der Eigenverbrauchsrate.

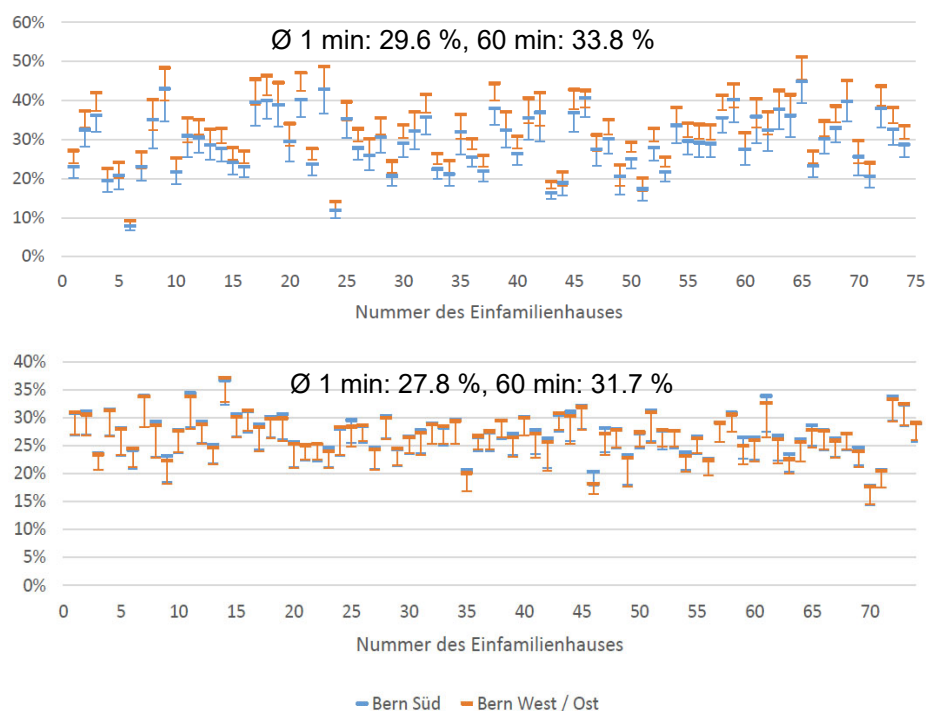


Abbildung 7 Eigenverbrauchsrate (oben) und Autarkiegrad (unten) der 74 EFH mit 4 kWp PV-Anlagen in Bern (Auflösung: 1 min unterer Strich, 60 min oberer Strich).

In Abbildung 8 und Abbildung 9 sind die Abweichungen der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads von 15 und 60 min Auflösung gegenüber ein-minuten Werten aufgezeigt. Hieraus ergibt sich unabhängig vom Standort, dass je grösser die PV-Anlage ist, desto

- geringer ist die Eigenverbrauchsrate
- grösser ist der Autarkiegrad
- geringer ist der Unterschied zwischen ein-Minuten und 15/60 min Werten.

Im Schnitt erhöht sich die Eigenverbrauchsrate von 1 min auf 15 min Auflösung um 5 % und von 1 min auf 60 min Auflösung um 11 %. Dieselben Werte gelten auch für den Autarkiegrad. Die durchschnittliche Erhöhung von fünf Prozent bei einer 15 min Auflösung gegenüber einer ein-Minuten Auflösung ist halb so hoch wie es gemäss den Angaben in [9] abgeleitet werden kann. Bei den 74 EFH treten 10 % als Maximalwert bei einer PV-Anlage von zwei kWp auf. Werden jedoch die 74 Gebäude mit einer zwei kWp PV-Anlage gemittelt, ergibt sich ein Wert von fünf bis sechs Prozent für die Eigenverbrauchsrate. Werden die 74 EFH mit einer acht kWp PV-Anlage versehen, liegt die



maximale Differenz bei rund sieben Prozent, im Mittel jedoch unter fünf Prozent. Bei den hier untersuchten Fällen stellt der in der Literatur gefundene Wert von 10 % Differenz ein Maximalwert dar.

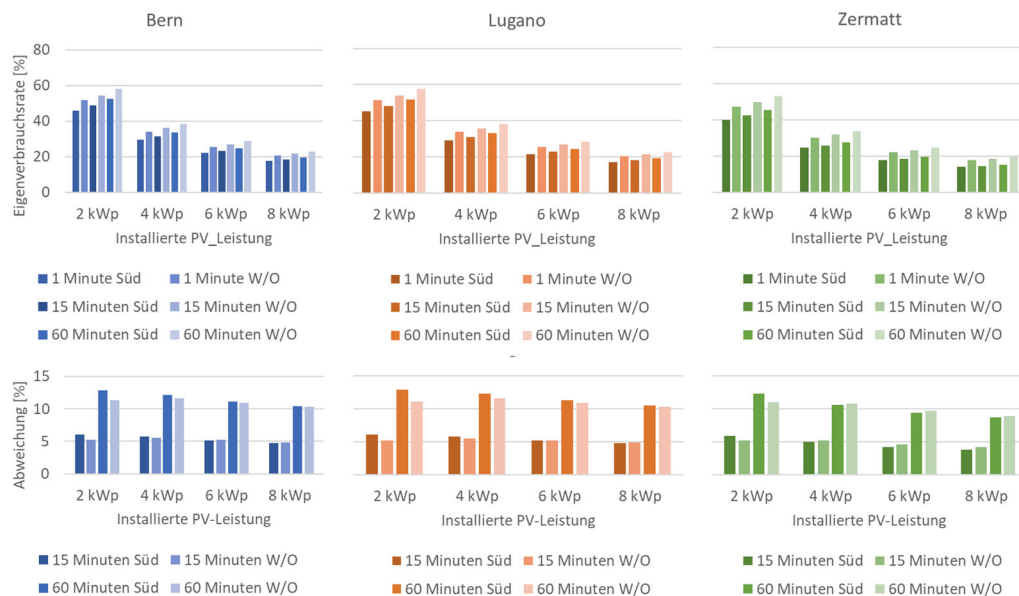


Abbildung 8: Durchschnittlicher Eigenverbrauchsgrad (oben) und prozentuale Abweichung gegenüber 1 min Auflösung (unten) der 74 EFH bei unterschiedlicher PV-Leistung und Standorten.

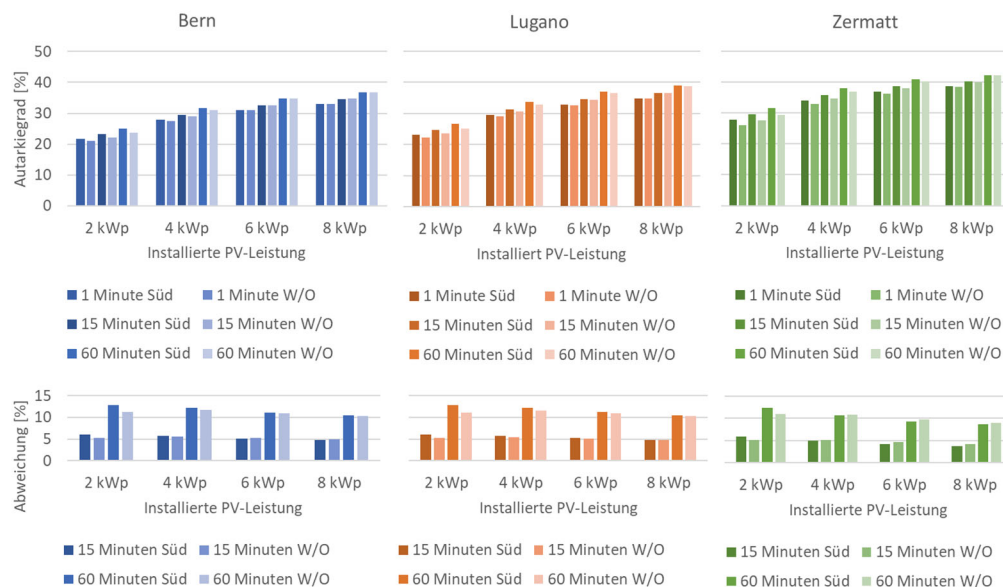


Abbildung 9: Durchschnittlicher Autarkiegrad (oben) und prozentuale Abweichung gegenüber 1 min Auflösung (unten) der 74 EFH bei unterschiedlicher PV-Leistung und Standorten.

Für drei Einfamilienhäuser wird der Einfluss einer Batterie untersucht. Die PV-Anlage wird wieder variiert: zwei, vier, sechs und acht kWp. Die Nennkapazität der Batterie entspricht jeweils der entsprechenden Peakleistung der PV-Anlage (eine kWh Batteriekapazität pro kWp installierte PV-Leistung). Bei der Einspeisung in die Batterie werden 10 % Verluste angenommen. Dies entspricht



einer guten Lithium-Ionen Batterie. Abbildung 10 zeigt den Mittelwert aus den drei Einfamilienhäusern für die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad mit und ohne Batterie für den Standort Bern. Während ohne Batterie die verschiedenen zeitlichen Auflösungen zu leicht unterschiedlichen Eigenverbrauchsraten und Autarkiegraden führen, spielt die zeitliche Auflösung im Fall mit Batterie praktisch keine Rolle. Wird eine Batterie eingesetzt, werden Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade nahezu unabhängig von der zeitlichen Auflösung.

4.3 Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass zur Bestimmung der Eigenverbrauchsrate und dem Autarkiegrad eine zeitliche Auflösung der Daten von einer Stunde ausreichend ist. Der Fehler ist mit dieser Auflösung gegen über ein-Minuten Werten nicht sehr gross. Wird eine Batterie eingesetzt, spielt die Auflösung von einer, 15 oder 60 min keine Rolle mehr.

Die vorgestellten Ergebnisse sind für die Praxis sehr relevant, da Stundenwerte bzw. 15 min Werte in der Regel gut verfügbar sind. Höhere zeitliche Auflösungen sind dagegen selten verfügbar und führen auch zu deutlich grösseren Datenmengen. Der geringe Fehler, der infolge der Verwendung dieser Auflösungen vorliegt, erlaubt es insbesondere in der Planungsphase mit den üblichen vorhandenen Daten zu rechnen.

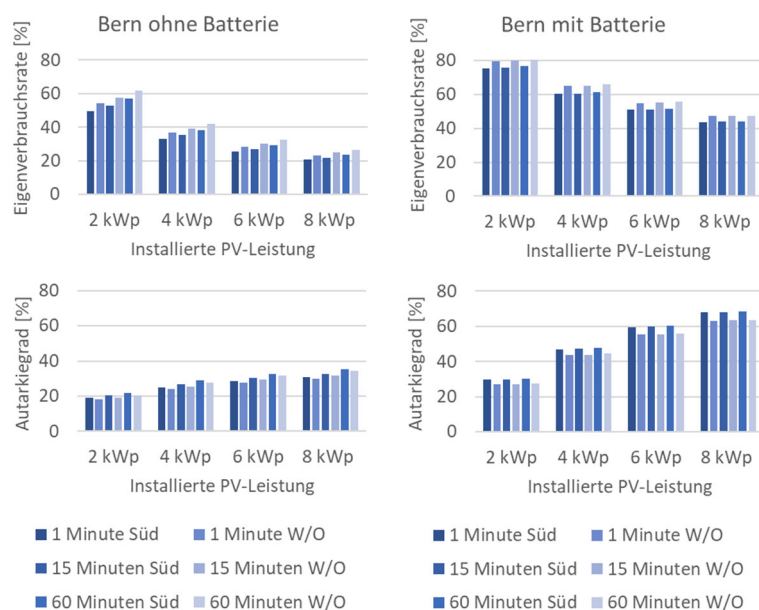


Abbildung 10: Durchschnittlicher Eigenverbrauchsrate (oben) und Autarkiegrad (unten) bei verschiedenen Auflösungen und ohne (links) bzw. mit (rechts) Batterie der drei EFH bei unterschiedlicher PV-Leistung in Bern.

5 Einfluss der Gewichtung auf Energiebilanz

Üblicherweise werden Energiebilanzen in Endenergie oder als gewichtete Endenergie, z.B. gewichtet mit Primärenergiefaktoren oder den nationalen Schweizer Gewichtungsfaktoren, ausgewiesen. Die Höhe und Anwendung der Faktoren hat einen grossen Einfluss auf die Energiebilanz. Bislang wurden immer symmetrische Faktoren verwendet, d.h. für aus dem Netz bezogenen Strom und in das Netz eingespeisten Strom wird derselbe Faktor verwendet. SIA 380 [15] weist zum ersten Mal asymmetrische Faktoren auf, d.h. der Strom von der eigenen Dachanlage wird anders bewertet, als der Netzbezug. Auch Merkblatt SIA 2031 [16] hat die Anwendung der asymmetrischen Gewichtung übernommen. Diese ungleiche Gewichtung hat einen hohen Einfluss die Planung von Photovoltaikanlagen und die zu erwartende Netzinteraktion. An folgendem Beispiel soll dies demonstriert werden.

Ein Einfamilienhaus mit einer Energiebezugsfläche von 200 m², Wärmepumpe (4.3/2.8 [15]) und einem Jahresbedarf von 6'700 kWh/a ist mit einer 7.1 kWp Photovoltaikdachanlage (Süd, 30°) als Nullenergiegebäude konzipiert (Jahresertrag = Jahresstrombedarf). Der Eigenverbrauch beträgt 1'240 kWh/a und 4'460 kWh/a wird über das Jahr in das Stromnetz eingespeist bzw. aus dem Netz bezogen. Werden symmetrische Faktoren verwendet, ist die Nullenergiebilanz mit dem 7.1 kWp Photovoltaiksystem in End- sowie in Primärenergie erfüllt (Abbildung 11, links). Der in das Netz eingespeiste Strom wird als Substitut des Netzstroms behandelt.

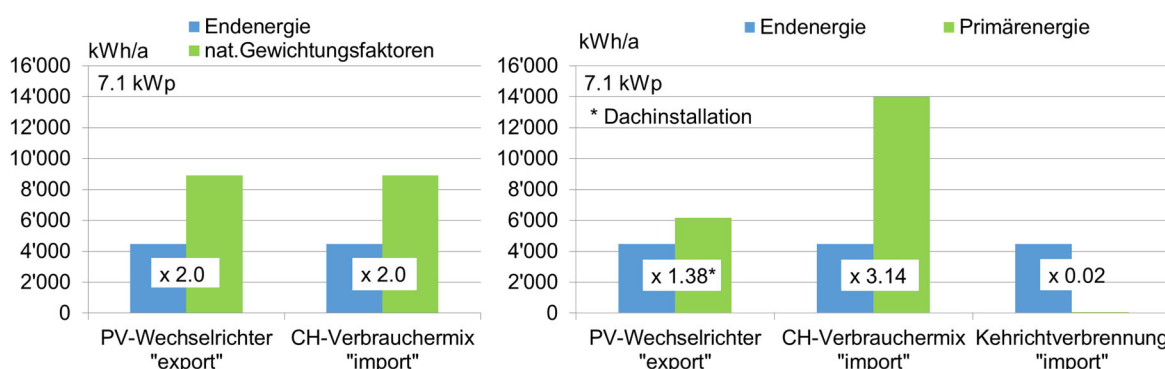


Abbildung 11 Verschiedene Gewichtungsfaktoren: links symmetrisch (Schweizer nationale Gewichtungsfaktoren) rechts asymmetrisch (SIA 380 Primärenergie total). Berechnet auf Stundenwerten mit «PVopti» [11].

Abbildung 11 zeigt auf der rechten Seite den Einfluss der asymmetrischen Primärenergiefaktoren auf die im- und exportierte Energie. Die Kehrriechenanlage wurde gewählt, da diese den geringsten Primärenergiefaktor für Netzstrom aufweist. In Endenergie beträgt der im- und exportierte Strom weiterhin 4'460 kWh/a. Um die primärenergetische Nullbilanz zu erreichen, muss je nach Primärenergiefaktor mehr oder weniger Strom exportiert werden und damit verändert sich die real ausgetauschte Menge an Primärenergie.

Da der Primärenergiefaktor für die Dachanlage ca. halb so gross ist wie für den importierten CH-Verbrauchermix muss zum primärenergetischen Ausgleich der Nullbilanz eine fast doppelt so grosse Photovoltaikanlage eingesetzt werden (Abbildung 12, links). Wird jedoch Strom von einer Kehrriechenanlage bezogen, kann die Photovoltaikanlage um rund 83% verkleinert werden, um die Null mit der Primärenergiebilanz zu erreichen (Abbildung 12, rechts).

Im ersten Fall produziert das Gebäude deutlich mehr Strom als es im Jahr benötigt, was zu sehr grossen Photovoltaikanlagen führt, mit den entsprechenden Folgen an Platzbedarf, Investitionskosten



und Netzinfrastruktur. Die Null in der Endenergiebilanz wird weit übertroffen. Im zweiten Fall produziert das Gebäude deutlich weniger Strom als es im Jahr benötigt. Die Null in der Endenergiebilanz wird weit verfehlt.

Der Einfluss der diskutierten Primärenergiefaktoren gemäss SIA 380 auf die Endenergie, d.h. auf den real produzierten, verbrauchten, ex- und importierten Strom zeigt Abbildung 13. Dies Bild zeigt deutlich, dass asymmetrische Primärenergiefaktoren einen hohen Einfluss auf die Endenergiebilanz, die Netzinteraktion und der Photovoltaikgrösse haben. Damit hat die Gewichtung der Energiebilanz über den Eigenverbrauch einen Einfluss auf die Flexibilität von Gebäuden.

Ein Beispiel mit einem Mehrfamilienhaus wurde in [17] veröffentlicht.

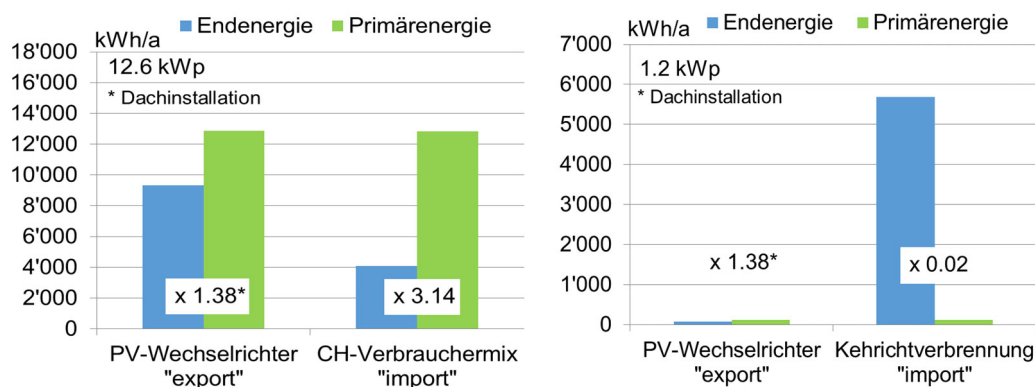


Abbildung 12 Einfluss der asymmetrisch Primärenergiefaktoren gemäss SIA 380 auf die Energiebilanz. Berechnet auf Stundenwerten [11].

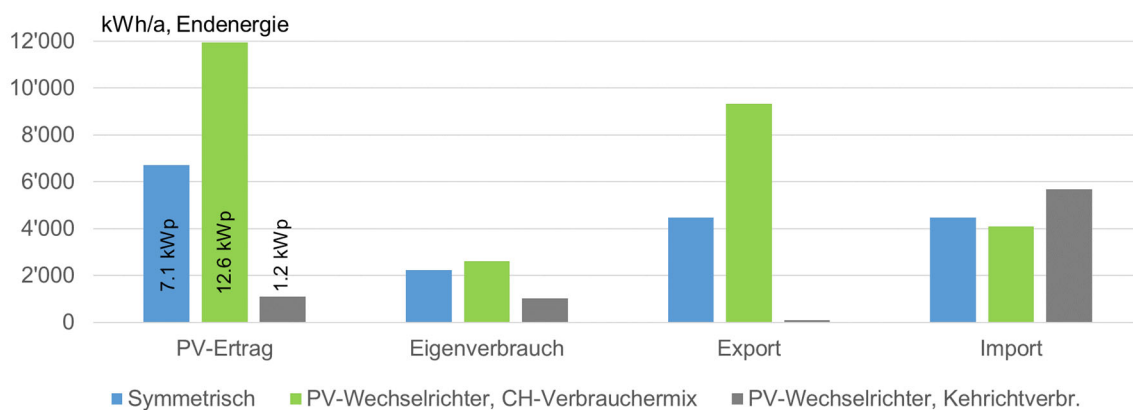


Abbildung 13 Einfluss der Primärenergiefaktoren gemäss SIA 380 und nationaler Gewichtungsfaktoren auf die Endenergie [11].



6 Einfluss einer Batterie auf Eigenverbrauch

6.1 Kein Lademanagement

Die Messwerte eines kleinen Mehrfamilienhaus mit 3 Wohnungen [18], Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und 20 kWp Photovoltaikanlage (Süd, 10° geneigt) werden rechnerisch mit verschiedenen Batteriegrößen ergänzt (Abbildung 14). Die Batterie wird geladen, solange sie freie Kapazität aufweist und nach Bedarf entladen. Es wird angenommen, dass von der Nennkapazität 80 % genutzt werden können. Die Lade- und Entladeverluste betragen je 2 %. Die Batterie kann in einer Stunde komplett ge- und entladen werden. Die Selbstentladung ist mit 1 % pro Monat berücksichtigt.

Die Resultate werden auf der Grundlage von 15 min Messwerten aus dem Jahr 2013 ermittelt. Für das ausgewertete Jahr beträgt das Verhältnis von Photovoltaikertrag zu Stromverbrauch 178 %/131 % ohne/mit Elektroauto. Der Ertrag der Photovoltaikanlage ist deutlich grösser als der Stromverbrauch. Dies spiegelt sich in der Höhe des Autarkiegrads und der Eigenverbrauchsrate wider.

Es zeigt sich, dass eine angenommene Nennkapazität der Batterie zahlenmässig gleich der Peakleistung der Photovoltaikanlage („1:1 Auslegung“, kWh = kWp) bereits eine sehr gute Dimensionierung ist. Mit einer grösseren Batterie ist kaum noch eine nennenswerte Steigerung des Autarkiegrades und der Eigenverbrauchsrate zu erzielen. Das Elektroauto erhöht den Eigenverbrauch und senkt den Autarkiegrad gegenüber der Variante ohne Elektroauto. Die 20 kWp Batterie führt zu einer Verdoppelung des Autarkiegrades und der Eigenverbrauchsrate gegenüber keiner Batterie.

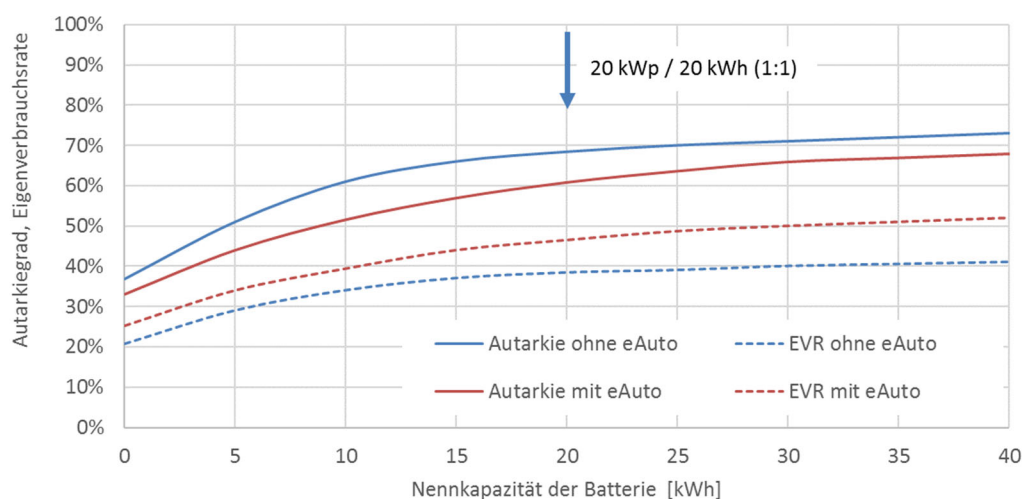


Abbildung 14 MFH Rapperswil: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate (EVR) in Abhängigkeit von der Batteriegrösse sowie mit/ohne Elektroauto. (MFH mit 3 Wohnungen, Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, 20 kWp Photovoltaikanlage: Süd, 10° geneigt).

6.2 Lademanagement «Peakshaving»

Für das Peakshaving wird die Batterie erst ab 12 Uhr geladen, wenn an dem Tag die Tagessumme des PV-Ertrags grösser als 70 kWh/d ist (maximal mögliche Tagessumme: 136 kWh/d). Dies betrifft 139 Tage, hauptsächlich in den Sommermonaten. Auf diese Weise kann eine Batteriesteuerung mit



(idealer) Wettervorhersage abgebildet werden. An den anderen Tagen wird die Batterie geladen, sobald PV-Ertrag vorhanden ist. Entladen wird die Batterie immer, wenn der PV-Ertrag nicht ausreicht, den Verbrauch zu decken. Es wird angenommen, dass von der Nennkapazität der Batterie 90 % genutzt werden können. Die Lade- und Entladeverluste betragen je 2 %. Die Batterie kann in einer Stunde komplett geladen werden.

6.2.1 Resultate

Abbildung 15 zeigt einen Überblick über die gesamte Sommerwoche 04.-10.07.2012. Bis auf den 06.07. wird die Grenztagessumme überschritten und das Peakshaving angewendet. Da die PV-Anlage gegenüber dem Verbrauch recht gross ist (knapp Faktor 2), kann die Batterie über Nacht nicht vollständig entladen werden. Demzufolge ist für den nächsten sonnigen Tag die Speicherkapazität begrenzt.

In Abbildung 16 ist in der Detailbetrachtung vom 07.07.2012 zu erkennen, dass ohne Peakshaving die Batterie morgens um 7:15 Uhr beginnt zu laden und nach 2:45 h um 10:00 Uhr vollständig geladen ist (Abbildung 16 a). Mit Peakshaving beginnt die Batterie um 12:00 Uhr zu laden und ist nach 45 min voll (Abbildung 16 b-d). Der Ladezeitpunkt wird um 4:45 h verschoben. Um die Mittagsspitze abzufangen bleibt nur ein kurzes Zeitfenster, weil einerseits die Batterie zum Ladestart nicht leer ist und andererseits zur Mittagszeit der grössere PV-Ertrag anfällt. In diesem Fall kann die Einspeisespitze um 45 min gebrochen werden. In beiden Fällen werden 6.75 kWh verschoben. Ausgedrückt in Ladeleistung bedeutet dies: ohne Peakshaving steht 1.42 kW für 4:45 h bereit, mit Peakshaving: 9.0 kW für 0:45 h. Diese Leistungen müssen für diese Zeitspanne nicht in das Netz eingespeist werden. Die Höhe des Eigenverbrauchs sowie die Energiemengen der Netzeinspeisung und des Netzbezugs werden durch das Peakshaving nicht beeinflusst.

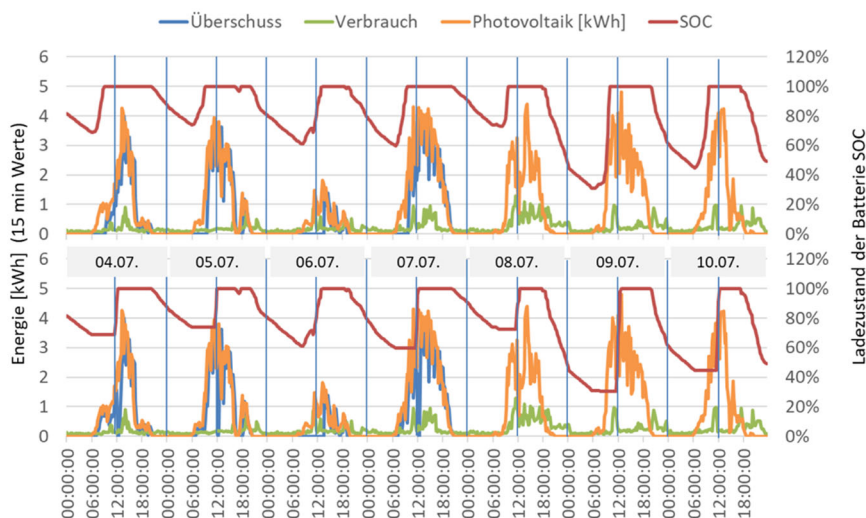


Abbildung 15: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (oben) und mit (unten) Peakshaving (20 kWp, 20 kWh, Peakshaving ab 70 kWh/d).

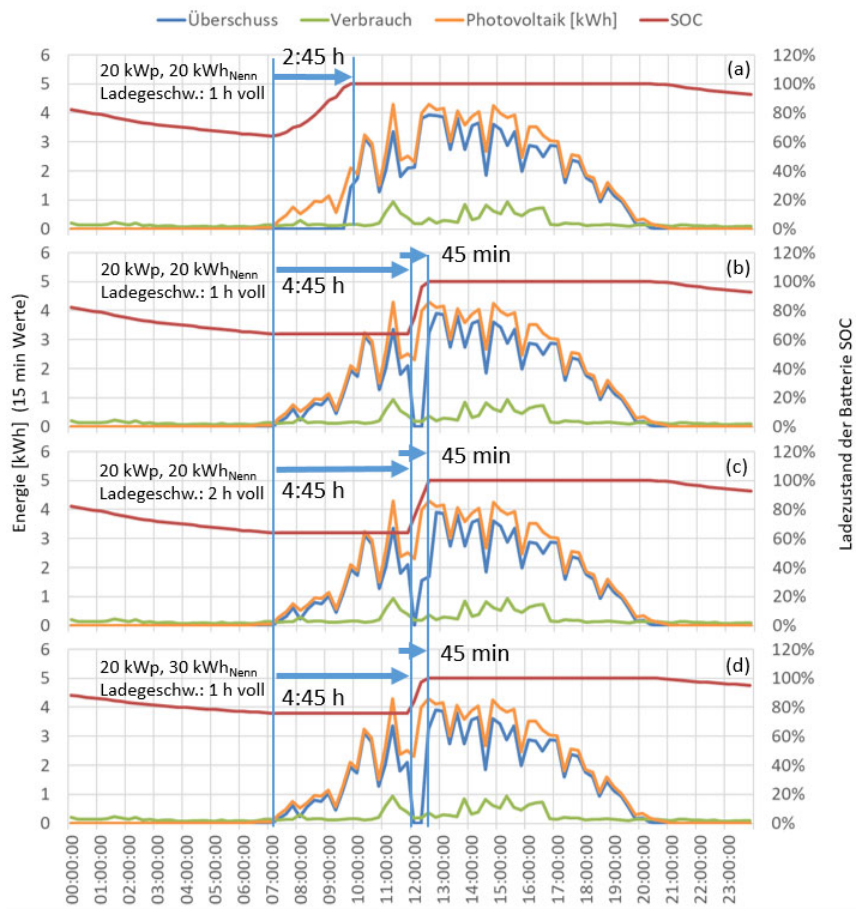


Abbildung 16: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (a) und mit (b-d), mit reduzierter Ladegeschwindigkeit (c) und mit einer grösseren Batterie (d). Peakshaving für den 07.07.2012 (Tages PV-Ertrag: 126 kWh/d, 20 kWp, 20 kWh, Peakshaving ab 70 kWh/d).

Wird die Batterie halb so schnell geladen, ist sie ebenfalls in 0:45 h voll, wobei die Batterie etwas gleichmässiger über die Zeit geladen wird (Abbildung 16 c). Der anfängliche Ladezustand der Batterie ist etwas höher gegen über (b), da die Batterie entsprechend auch langsamer entladen wird. Zusätzlich sieht man, dass der PV-Überschuss nur kurzzeitig während der Peakshavingdauer auf Null reduziert werden kann.

Bei einer Vergrösserung der Batterie auf 30 kWh_{Nenn} beträgt der Ladezustand der Batterie bei dem Start des Peakshavings schon 76% (Abbildung 16 d). Nach 0:45 h ist sie bei 100%. Bei der grösseren Batterie wird die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad leicht erhöht [19].

Wird jedoch eine 11 kWp PV-Anlage eingesetzt, was bei dem Jahresverbrauch von knapp 10'200 kWh zu einem jahresbilanzierten Nullenergiehaus führt, kann die verschobene Energiemenge durch das Peakshaving erhöht und die Dauer verlängert werden. Entsprechend der kleineren PV-Anlage sinkt der tägliche PV-Ertrag. Der maximal mögliche Tagesertrag beträgt 75 kWh/d und das Peakshaving erfolgt ab einem Tagesertrag von 40 kWh/d. Dies betrifft 132 der Tage, ebenfalls in den Sommermonaten an Tagen mit hohem PV-Ertrag.

Wie in Abbildung 17 für die Sommerwoche 04.-10.07.2012 zu sehen ist, gibt es bei dieser Konstellation Tage an denen die Batterie komplett entladen wird, so dass am nächsten Tag die volle



Batteriekapazität zur Verfügung steht. D.h. maximal kann die komplette Batteriekapazität für das Peakshaving an einzelnen Tagen verwendet werden.

Abbildung 18 zeigt exemplarisch einen Tag (07.07.2012). Ohne Peakshaving wird die Batterie zwischen 7:00 und 11:00 geladen (2.2 kW für 4:00 h, 8.8 kWh, (a)), danach steht in der Zeit des grössten PV-Ertrags keine freie Speicherkapazität mehr zur Verfügung. Mit Peakshaving wird der Ladezeitpunkt um 5 h verschoben und die Batterie ist je nach Ladegeschwindigkeit nach 1:15 h oder 1:45 h voll (7.0 kW für 1:15 h (b) bzw. 5.0 kW für 1:45 h (c)). Im Fall des langsameren Ladens, gibt es während des Peakshavings weiterhin einen Überschuss, der jedoch gegenüber dem Basisfall deutlich reduziert ist.

Auch bei der kleineren PV-Anlage und Batterie wird die Höhe des Eigenverbrauchs, der Netzeinspeisung und des Netzbezugs durch das Peakshaving nicht beeinflusst.

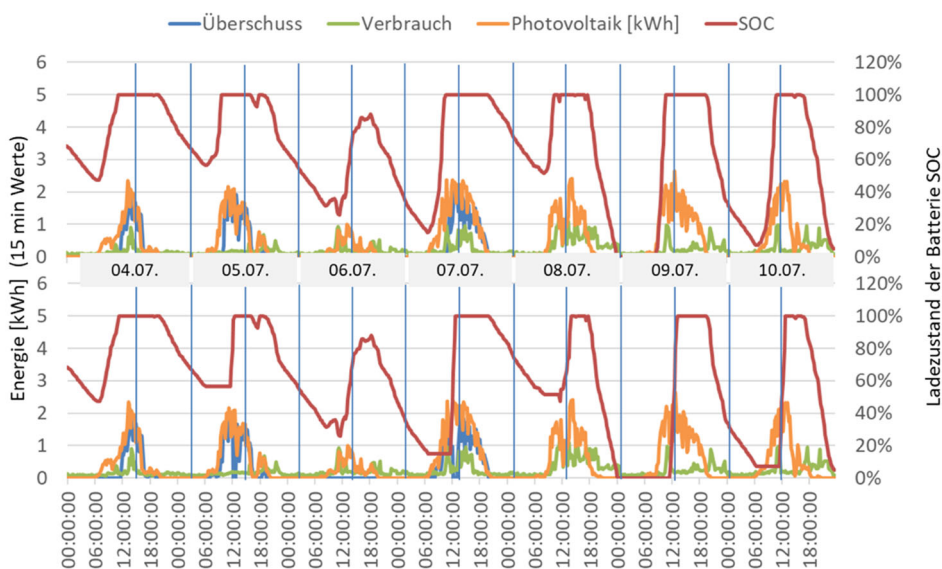


Abbildung 17: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (oben) und mit (unten) Peakshaving (11 kWp, 11 kWh, Peakshaving ab 40 kWh/d).

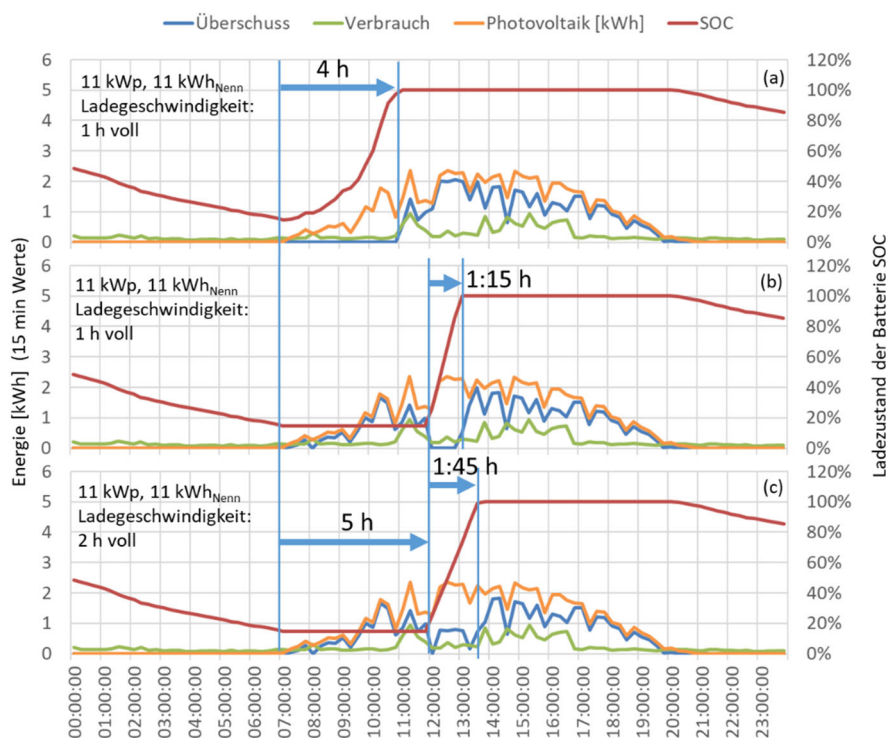


Abbildung 18: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (a) und mit (b) und mit reduzierter Ladegeschwindigkeit (c). Peakshaving für den 07.07.2012 (Tages PV-Ertrag: 68 kWh/d, 11 kWp, 11 kWh, Peakshaving ab 40 kWh/d).

6.2.2 Fazit

Aus den Untersuchungen über das Peakshaving können folgende Aussagen abgeleitet werden:

- Grundsätzlich wird eine Batterie während der Mittagszeit schneller geladen als in den Morgenstunden, da mehr PV-Leistung zur Verfügung steht. D.h. die Dauer des Peakshavings ist deutlich kürzer als die Ladephase in den Morgenstunden.
- Das Verhältnis von der Grösse der PV-Anlage zu Bedarf hat einen entscheidenden Einfluss auf die verschiebbare Energie sowie die Dauer des Peakshaving (Annahme: Zahlenwert der Batteriekapazität in kWh entspricht der Peakleistung der PV-Anlage in kWp)
- Ist der PV-Jahresertrag deutlich grösser als der Jahresbedarf, wird die Batterie ($kWh_{Nutz} \sim kWp$) im Tagesverlauf nur teilweise entladen und es steht wenig freie Kapazität für das Peakshaving zur Verfügung.
- Entspricht der PV-Jahresertrag dem Jahresstrombedarf, kann die Batterie ($kWh_{Nutz} \sim kWp$) im Tagesverlauf z.T. komplett entladen werden. In diesem Fall kann die Batteriekapazität vollständig für das Peakshaving zur Verfügung stehen.
- Mit der Ladegeschwindigkeit kann das Profil und die Dauer des Peakshavings beeinflusst werden. Sie beeinflusst ebenfalls, ob kein oder ein reduzierter Überschuss gegenüber dem Standardfall auftritt.
- Das Peakshaving beeinflusst bei den untersuchten Fällen die Höhe von Eigenverbrauch, Netzeinspeisung und Netzbezug nicht.



7 Einfluss Wärmepumpensteuerung, Speicher- und Batteriegrösse auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad

7.1 Fallbeispiel

Anhand eines Mehrfamilienhauses wird mit Simulationen der Einfluss auf den Eigenverbrauch durch verschiedene Steuerungen der Wärmepumpe, verschiedenen Speichergössen für Warmwasser und verschiedener Batteriegrössen untersucht [20]. Das untersuchte Mehrfamilienhaus ist Teil einer Überbauung, die sich gerade in der Planungsphase befindet. Das Mehrfamilienhaus besteht aus 10 Wohneinheiten (Eckcluster, Abbildung 19) mit einer Energiebezugsfläche von 1'544 m².



Abbildung 19 Ansicht des untersuchten MFH-Eckclustern (<http://www.martinshöhe.ch>)

Der Heizwärmebedarf $Q_{H,eff}$ beträgt 15.8 kWh/(m² a). Die Wärmeerzeugung erfolgt durch zwei Luft/Wasser-Wärmepumpen mit je 18 kW. Es gibt einen 1'500 l Warmwasserspeicher und einen 1'500 l Heizspeicher. Eine Wärmepumpe kann beide Speicher bedienen, während die zweite Wärmepumpe nur den Warmwasserspeicher bedient. Die Wärmeabgabe erfolgt über eine Fussbodenheizung mit einer Soll-Raumtemperatur von 21 °C. Das Gebäude ist mit einer Komfortlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ausgerüstet.

Auf dem Flachdach ist eine 28 kWp PV-Anlage installiert. 88 Module sind mit einer Neigung von 6° je zur Hälfte nach Süd-Ost und Nord-West aufgeständert, weitere 21 Module sind mit einer Neigung von 3° gegen Süd-West aufgeständert. Es wird ein Jahresertrag von ca. 22'500 kWh/a erwartet.

Die Warmwasserversorgung ist für 24 Personen ausgelegt und wird mit 1'200 l pro Tag angenommen (50 l pro Tag und Person, Standardzapfprofil Wohngebäude VDI 6002 [21]).

Die elektrischen Haushaltsverbraucher werden als Gesamtbedarf zu 24'000 kWh/a abgeschätzt, was 15.5 kWh/(m² a) entspricht (Standardlastprofil aus Polysun: Mehrfamilienhaus mit 5 Haushalten).

Bei einem Gesamtbedarf von rund 57'400 kWh/a (Wärmepumpe: 33'400 kWh/a (Tabelle 1, #4), Haushaltsstrom: 24'000 kWh/a) deckt die PV-Anlage (22'500 kWh/a) in der Jahresbetrachtung 39 % des Gesamtbedarfs ab.

Simuliert wird das Gebäude mit Polysun [21] die Ertragsberechnung der PV-Anlage erfolgt mit PV*Sol [22], da Polysun keine Teilverschattung rechnet. Es wird die Klimastation Luzern verwendet. Der Simulationszeitschritt beträgt 15 min.



7.2 Methodik

Um den Eigenverbrauch zu optimieren werden verschiedene Steuerungen der Wärmepumpe, verschiedene thermische Speichergrössen für Heizung und Warmwasser sowie der Einsatz verschiedener Batteriespeichergrössen untersucht.

Wärmepumpensteuerung

Es werden sechs Varianten der Wärmepumpensteuerung untersucht:

- 1 **Bedarfssteuerung (Basisfall)**
Die Wärmepumpen laufen, sobald die Speicher vorgegebene Minimaltemperaturen unterschreiten bzw. schalten ab sobald die Maximaltemperaturen überschritten werden (Arbeitsbereich: Heizspeicher: 32°C - 35°C, Warmwasserspeicher 50°C - 55°C). Die Leistung der Wärmepumpe ist abhängig von der Aussenlufttemperatur.
- 2 je 400 Liter Warmwasser und Heizungsspeicher
Steuerung der Wärmepumpe wie bei #1 jedoch werden kleiner Speicher berücksichtigt.
- 3 WP nur tagsüber freigegeben
Die Wärmepumpen laufen nur von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang, d.h., sobald PV-Ertrag vorhanden ist. Um trotzdem immer genügend Wärme bereit stellen zu können, laufen die Wärmepumpen immer auf maximaler Leistungsstufe. Bei einer Heizspeichertemperatur $\leq 25^\circ\text{C}$ wird die Sperrung kurzzeitig aufgehoben, damit die Raumtemperatur von 21°C an sehr kalten Wintertagen eingehalten werden kann.
- 4 PV-optimierte Steuerung
Es wird versucht, möglichst den vorhandenen PV-Ertrag mit den Wärmepumpen zu verbrauchen. Ab einem PV-Überschuss von 2 kW sind folgende Randbedingungen gegeben:
 - Beide Speicher werden auf eine erhöhte Temperatur geladen (60 °C für Warmwasser anstatt 55 °C und 45 °C für den Heizspeicher anstatt 35 °C).
 - Die minimale Temperatur des Heiz- und Warmwasserspeichers wird angehoben, damit der PV-Überschuss besser genutzt wird, d.h. die Wärmepumpen müssen früher wieder nachheizen. Dies gilt für den Heizspeicher, wenn die Temperatur unter 38 °C fällt und für den Warmwasserspeicher bei einer Temperatur unter 57 °C.
 - Die Leistung der Wärmepumpe wird so moduliert, dass sie genau der Überschussproduktion der PV-Anlage entsprichtIst der PV-Überschuss unter 2 kW sind die Wärmepumpen bedarfsgesteuert, wie bei 1#.
- 5 Wärmepumpensperrzeiten S6
Steuerung wie bei #4, jedoch werden die Wärmepumpen für sechs Stunden durch den Energieversorger am Tag gesperrt: 10-12 Uhr, 17-19 Uhr und 23-1 Uhr
- 6 Wärmepumpensperrzeiten S8
Steuerung wie bei #4, jedoch werden die Wärmepumpen für acht Stunden durch den Energieversorger am Tag gesperrt: 11-12 Uhr, 15-18 Uhr und 22-2 Uhr



Speichergösse

Der Einfluss der thermischen Speichergrosen auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad wird an sieben verschiedenen Grösse untersucht. Die Speichergrosen gelten jeweils für den Heizungs- und den Warmwasserspeicher: 400 l, 700 l, 1'000 l, 1'500 l, 3'000 l, 6'000 l, 9'000 l und 12'000 l. Die Speichergrosen repräsentieren keine saisonalen Speicher, sondern es sollen nur mehrere Tage überbrückt werden. Es wird immer die PV-optimierte Steuerung gemäss #4 verwendet.

Batteriespeicher

Die Erhöhung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads wird für neun verschiedene Batteriegrösen (Nennkapazität: 2, 4.5 kWh, 8.1 kWh, 10 kWh, 20.5 kWh, 35 kWh, 60 kWh, 81.6 kWh, 122.4 kWh) untersucht. Es wird ein Wirkungsgrad von 87 % berücksichtigt und die PV-optimierte Steuerung gemäss #4 verwendet.

7.3 Resultate

Wärmepumpensteuerung

Die Resultate infolge der verschiedenen Wärmepumpensteuerungen zeigt Tabelle 1. Daraus lässt sich folgendes ableiten:

- Den kleinsten Eigenverbrauch und Autarkiegrad weist #1 mit der bedarfsgerechten Steuerung auf. Bei dieser Steuerung laufen die Wärmepumpen auch in den Abend- und Nachtstunden.
- #2 weist eine grössere Eigenverbrauchsrate und einen grösseren Autarkiegrad gegen über #1 auf, obwohl die Speicher deutlich kleiner sind. Dies liegt daran, dass die kleinen Speicher öfters tagsüber geladen werden müssen, als die grossen.
- Der grösste Strombedarf tritt bei #3 auf, da die Wärmepumpen immer mit der maximalen Leistung laufen.
- #4 mit der PV-optimierten Steuerung hat die grösste Eigenverbrauchsrate und den grössten Autarkiegrad, da die Wärmepumpen hauptsächlich am Tag laufen.
- Ob die Wärmepumpe sechs oder acht Stunden gesperrt wird (#5/#6), hat keinen Einfluss auf das Ergebnis, da zum einen die grösste Anzahl der Sperrstunden zu Zeiten sind, in denen im Winter kein PV-Ertrag erzielt wird. Zum anderen wirken sich die Sperrzeiten am Mittag nicht stark aus, da der PV-Ertrag im Winter recht gering ist und dieser mittags zum grössten Teil direkt von den elektrischen Haushaltsverbrauchern verbraucht wird. Gegenüber #4 weisen #5/#6 nur eine leicht geringere Eigenverbrauchsrate und einen ebenfalls geringfügig tieferen Autarkiegrad bei einem leicht geringeren Strombedarf auf.



Tabelle 1: Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad von verschiedenen Steuerungsvarianten der Wärmepumpe.

Variante	Eigenverbrauchsrate [%]	Autarkiegrad [%]	Strombedarf der Wärmepumpe inkl. Hilfsaggregate und Pumpen [kWh]
#1 Bedarfsteuerung	43.1	27.7	33'500
#2 je 400 Liter Speicher	45.6	29.4	33'300
#3 WP nur tagsüber freigegeben	48.7	30.3	34'700
#4 PV optimierte Steuerung	53.3	34.4	33'400
#5 Wärmepumpensperrzeiten S6	52.3	34.0	33'100
#6 Wärmepumpensperrzeiten S8	52.2	33.8	33'200

Speichergösse

Der Einfluss von unterschiedlich grossen Warmwasserspeichern auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad zeigen Tabelle 2 und Abbildung 20. Bis zu Speichergössen von 3'000 l kann die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad gesteigert werden. Bei den grösseren Mehrtagespeichern flacht die Kurve stark ab. Soll der Eigenverbrauch und die Autarkie weiter erhöht werden, muss ein saisonaler Speicher berücksichtigt werden. Speicher von 3'000 l sind gross genug, um die benötigte Wärme für Warmwasser über rund zwei bis drei sonnenarme Tage, bei einem Tagesbezug von 1'200 l, bereitzustellen. Warmwasserspeicher unter 1'500 l müssen öfters nachgeladen werden, so dass kein überschüssiger PV-Ertrag für eine Vorratsspeicherung genutzt werden kann. Der Heizungsspeicher verhält sich in etwa gleich wie der Warmwasserspeicher und wird daher hier nicht dargestellt.

Tabelle 2: Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad von verschieden grossen thermischen Speichern (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert).

Speichergössen für Heizung und Warmwasser	Eigenverbrauchsrate [%]	Autarkiegrad [%]	Strombedarf der Wärmepumpe inkl. Hilfsaggregate und Pumpen [kWh]
je 400 l	45.6	29.4	33'300
je 700 l	50.0	32.4	33'200
je 1'000 l	52.4	33.9	33'300
je 1'500 l (Auslegegrösse)	53.3	34.4	34'400
je 3'000 l	54.5	35.1	33'500
je 6'000 l	54.9	35.1	33'700
je 9'000 l	55.2	35.1	34'000
je 12'000 l	55.6	35.2	34'000

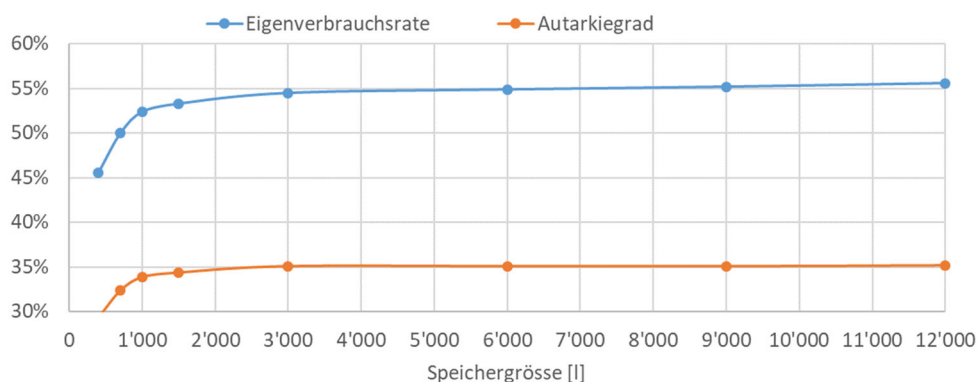


Abbildung 20 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad bei unterschiedlichen Gössen für Heizung und Warmwasserspeicher (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert).

Batteriespeicher

In Abbildung 21 und Tabelle 3 sind die Ergebnisse für die verschiedenen Batteriegrössen dargestellt. Bis zu einer Batteriegrösse von 35 kWh_{Nenn} steigen die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad stark an. Der Einsatz von grösseren Batteriespeichern erhöht die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad nur noch unwesentlich. Bei Batteriegrössen kleiner 35 kWh_{Nenn} ist das Potential nicht ausgeschöpft, um den Ertragsüberschuss im Sommer einzuspeichern, um ihn in den Abend- und Nachtstunden nutzen zu können. Eine Vergrösserung des Speichers bringt kaum Verbesserung, da dieser in den Abend- und Nachtstunden nicht mehr entladen werden kann.

In den Übergangs- und Wintermonaten wird der PV-Überschuss in der Regel direkt von den Verbrauchern genutzt und die Batterie wird nicht oder nur sehr wenig geladen. Auch hier ist der Einsatz eines grösseren Batteriespeichers nicht sinnvoll.

Bei der bestehenden PV-Anlage von 28 kWp entspricht der Batteriespeicher mit 35 kWh_{Nenn} einem Tagesspeicher für die Sommermonate.

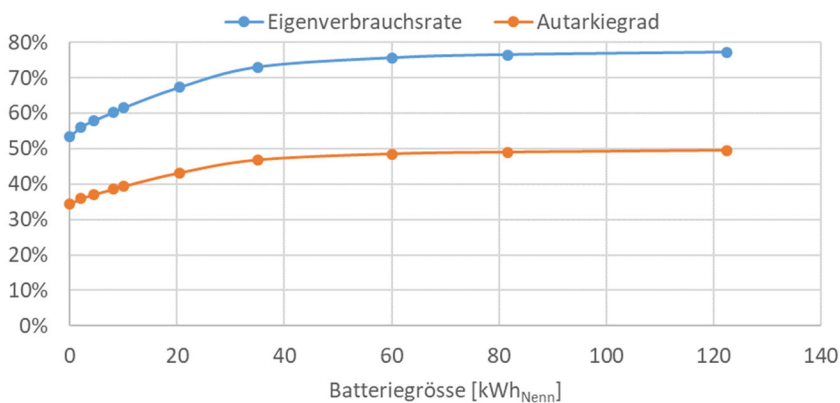


Abbildung 21 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad bei unterschiedlichen Batteriegrössen (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert).



Tabelle 3: Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad von verschiedenen grossen Batteriespeicher (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert)

Batteriegrösse Nennkapazität [kWh]	Eigenverbrauchs- rate [%]	Autarkie- grad [%]
0.0	53.3	34.4
2.0	56.0	35.9
4.5	57.9	37.1
8.1	60.2	38.6
10.0	61.5	39.4
20.5	67.3	43.2
35.0	73.0	46.8
60.0	75.6	48.5
81.6	76.5	49.0
122.4	77.2	49.5

7.4 Fazit

Bei dem untersuchten Mehrfamilienhaus

- ist die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad am grössten, wenn die Wärmepumpen PV-optimiert betrieben werden, um den PV-Ertrag möglichst direkt am Tag zu nutzen
- steigt die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad auch bei einer Verdoppelung bzw. Verdreifachung der Speichergösse für Heizung und Warmwasser nicht stark an.
- ist es sinnvoll, einen Batteriespeicher (Nennkapazität) um den Faktor 1.25 grösser ist als die Peakleistung der Photovoltaikanlage einzusetzen. Eine grössere Batterie erhöht die Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad nur unwesentlich.

Die Steigerung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads von der bedarfsgerechten Wärmepumpensteuerung zu einer PV-optimierten Steuerung ist beträchtlich und sollte daher umgesetzt werden. Dies sollte gut möglich sein, da immer mehr intelligente Wärmepumpensteuerungen auf den Markt kommen. Ob es sinnvoll ist, die Grösse der Warmwasserspeicher zu verdoppeln, hängt von den Installations- und Energiepreisen ab, da die Steigerung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads nur sehr gering ist. Die Aussage gilt jedoch nur für Mehrtagsspeicher, ein saisonaler Speicher wird nicht untersucht. Der Einsatz eines Batteriespeichers erhöht immer deutlich die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad. Da die Preise für Batterien fallen und der Einspeisetarif für PV-Strom ebenfalls sinkt, kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, eine Batterie zu installieren. Dabei sollte beim betrachteten Mehrfamilienhaus die Nennkapazität der Batterie in kWh ca. 25 % grösser sein als die Peak-Nennleistung der Photovoltaikanlage in kWp.

Für die Praxis kann zusammengefasst werden, dass mit einer PV-optimierten Wärmepumpensteuerung und einem Batteriespeicher die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad



deutliche erhöht werden kann (Tabelle 4). Eine deutliche Vergrößerung der Warmwasserspeicher zeigt bezüglich Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad nur einen sehr kleinen Einfluss.

Tabelle 4: Zusammenstellung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads der empfohlenen Varianten.

Varianten	Eigenverbrauchsrate [%]	Autarkiegrad [%]
#1 Bedarfsteuerung (Auslegefall)	43.1	27.7
#4 PV optimierte Steuerung	53.3	34.4
35 kWh _{Nenn} Batterie (inkl. #4 PV optimierte Steuerung)	73.0	46.8

8 Lastmanagement für die Warmwassererwärmung

8.1 Ausgangslage

Im Rahmen des Projektes wird ein Prototyp für ein Energiemanagementsystem (EMS) zur Eigenverbrauchsoptimierung der Warmwassererwärmung im Energy Research Lab des Instituts Energie am Bau an der FHNW in einem «hardware-in-the-loop» Testaufbau getestet. Die Komponenten Warmwasserspeicher, Wärmepumpe, Batterie, Netzanschluss und Wechselrichter sind real. Sie werden durch die Emulation für das Photovoltaiksystem, den Haushaltsstrom, den Warmwasser- und Heizwärmebedarf und das Klima kombiniert (Abbildung 22). Das EMS erhält Informationen vom Wechselrichter, der Batterie, der Wärmepumpe, dem Wasserspeicher und der Stromaufnahmen des Netzanschlusses und kann die Batterie und die Wärmepumpe kontrollieren. Ziel ist es, den Eigenverbrauch zu optimieren, in dem der Warmwasserspeicher immer zusätzlich erwärmt wird, wenn Photovoltaikertragsüberschuss vorhanden ist. D.h. die zusätzliche Erwärmung des Warmwassers startet erst, wenn der restliche Strombedarf (Haushaltsstrom, Strom der Wärmepumpe und Batterieladung) gedeckt ist und anschliessend noch ein Ertragsüberschuss besteht. Um den Überschuss optimal zu nutzen, startet die zusätzliche Erwärmung, wenn der Speicher denn Standard Minimalwert von 40°C noch nicht unterschritten hat. Ebenso wird das Warmwasser bei Ertragsüberschuss über den Standard Maximalwert von 50°C erwärmt. Um den Komfort der Nutzer nicht einzuschränken, wird die Wassererwärmung immer gestartet, wenn die Minimaltemperatur unterschritten ist. Insgesamt beträgt die Testdauer vier Tage.

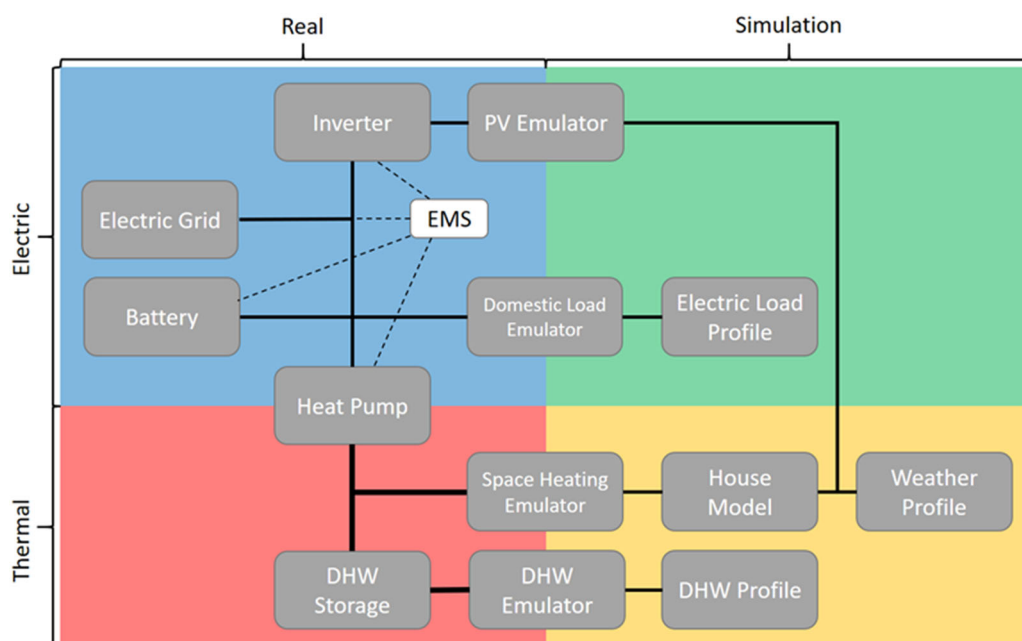


Abbildung 22 Testaufbau zur Eigenverbrauchsoptimierung der Warmwassererwärmung mit EMS im Energy Research Lab des Instituts Energie am Bau an der FHNW [23].



Das Klima entspricht einem Frühlingstag mit Wolken und Sonnenschein des Normaljahres von Strasbourg, FR (Abbildung 23, links). Der Haushaltsstrom beträgt 6.6 kWh/d (Abbildung 23, rechts oben, erzeugt mit [24]). Das Warmwasserzapfprofil ist das Profil «European Tapping Cycle EN 13203, M» mit 5.8 kWh/d aus der Carnot-Bibliothek (Abbildung 23, rechts unten). Das Gebäude entspricht dem Einfamilienhaus «KFW-40» [25]. Tabelle 5 enthält weitere Modellparameter.

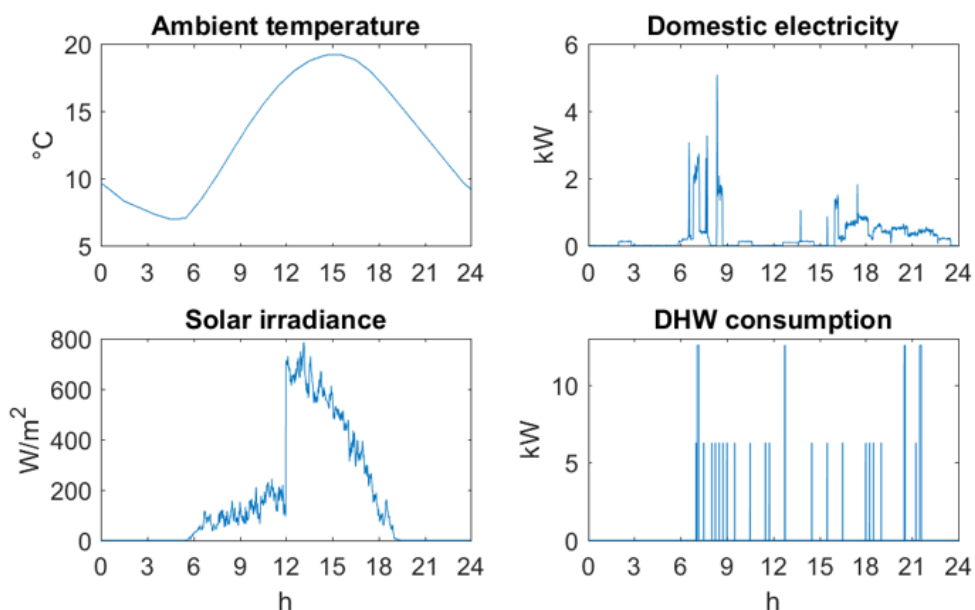


Abbildung 23 Profile für Aussentemperatur, Einstrahlung, Elektrizität und Warmwasser für die vier Testtage [23].

Tabelle 5 Verschiedene Modellparameter.

	Specification	Wert	Einheit
Gebäude «KFW-40» Aus Carnot Blockset Toolbox, Version 6.2	Wohnfläche	160	m ²
	UA gegen aussen	106.7	W/K
	UA gegen Erdreich	14	W/K
	Luftwechsel	0.4	1/h
	Wärmerückgewinnung	80	%
	Photovoltaikpeakleistung	5	kW _p
Controller (EMS)	Raumtemperatur	21	°C
	Warmwasser, standard	40-50	°C
	Warmwasser, optimiert	40-54	°C
Wetter	Mittlere Temperatur	13.1	°C
	Horizontale Einstrahlung	3.7	kWh/m ² d
Luft Wasser Wärmepumpe	Thermische (A-7/W35)	5.53	kW



	Specification	Wert	Einheit
Wasserstank	Volumen	390	l
Wechselrichter	Max. Leistung	5	kW
Batterie	Nutzkapazität	5.9	kWh

8.2 Resultate

Die Tests erfolgen mit der Auflösung von 1 Sekunde. Der Warmwasserspeicher wird mit Kaltwasser initialisiert und auf 45°C geheizt. Anschliessend folgen vier Tage mit identischen Randbedingungen. Der erste Tag ist zum Einschwingen des Modells und eine Lernphase des EMS. Ausgewertet werden Tag 2-4 für ohne/mit EMS (Tabelle 6). Das EMS zeigt im Praxistest seine Funktionsfähigkeit. Die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad wird erhöht, während die Netzeinspeisung und Netzbezug reduziert werden.

Tabelle 6 Resultate für ohne/mit EMS [23].

	Eigenverbrauchsrate	Autarkiegrad	Netzeinspeisung	Netzbezug	Netzbelastung
Einheit	%	%	kWh/d	kWh/d	kWh/d
ohne EMS	52.0 ± 0.6	46.9 ± 2.3	9.60 ± 0.42	6.43 ± 0.26	3.17 ± 0.68
mit EMS	66.9 ± 0.5	61.3 ± 0.1	6.99 ± 0.02	4.72 ± 0.14	2.27 ± 0.16

Abbildung 24 zeigt die Resultate für den vierten Testtag ohne/mit EMS. In rot ist die Überschussleistung der Photovoltaikanlage zu sehen, die der zusätzlichen Warmwassererwärmung zur Verfügung steht. Die Wärmepumpenleistung für die Warmwassererwärmung zeigt die blaue Linie. In den unteren Bildern ist jeweils die Speichertemperatur und das Standard-Speichertemperaturband (40-50°C) dargestellt. Ohne EMS wird der Speicher in seinem Standardtemperaturband gehalten, ohne den Ertragsüberschuss am Nachmittag zu nutzen. Mit EMS verschiebt sich die Wassererwärmung auf die Stunden mit Ertragsüberschuss mit einer Überhöhung der Speichertemperatur um 4 K. Im realen Speicher wird die Speichertemperatur etwas oberhalb der Speichermitte gemessen. Die Speichertemperatur sinkt deutlich zu Beginn des Wasserzapfprofils als Folge der Durchmischung der Wasserschichten.

Mit EMS wird nicht nur der Eigenverbrauch erhöht, sondern auch mit dem Netz tiefere Leistungen ausgetauscht (Abbildung 25).

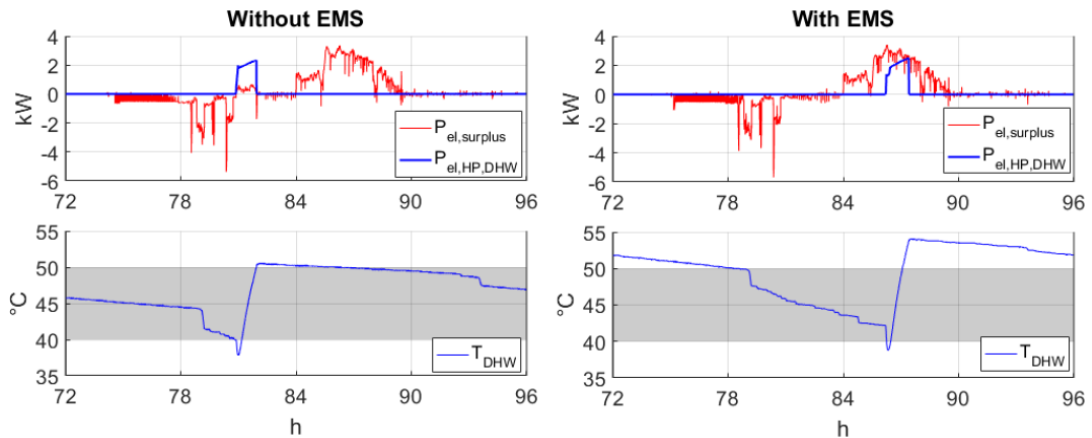


Abbildung 24 Auswertung des vierten Testtages (links : ohne EMS, rechts : mit EMS). Leistung des Photovoltaikertragsüberschusses ohne Warmwassererwärmung (rot), Leistung für Warmwassererwärmung (blau) und Temperatur des Wasserspeichers (unten) mit Standard-Speichertemperaturband (40-50°C) [23].

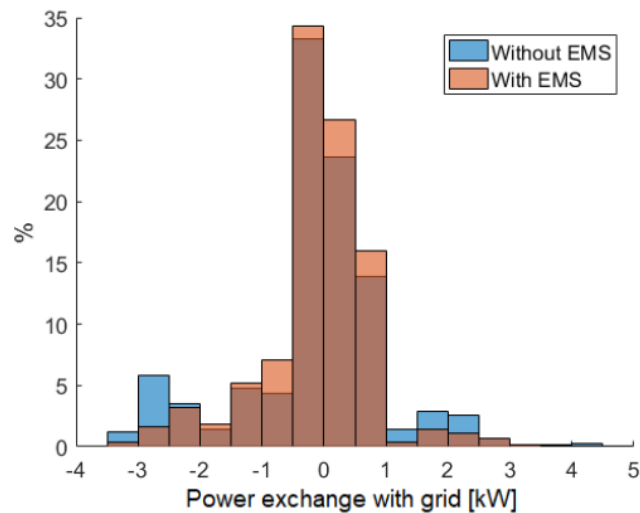


Abbildung 25 Netzinteraktion für die Testtage 2-4 (blau: ohne EMS, rot: mit EMS). Der Netzbezug zeigt positive, das Einspeisen negative Werte [23].

8.3 Fazit und «lessons learnt»

Das EMS zeigt seine Funktionsfähigkeit bei den gegebenen Randbedingungen. Es führt zu vorteilhaften Resultaten für den Gebäudenutzer und dem Netzbetreiber. Mit dem EMS kann eine gewisse Flexibilität genutzt werden und das Gebäude wird netzdienlich.

Die Durchführung von realen Tests benötigt immer sehr viel Aufwand. Folgende Punkte können für weitere Tests mitgenommen werden:

- Die Entwicklung des Testaufbaus und der Randbedingungen ist ein interaktiver Prozess. Das Emulationssystem ist komplex und technische Probleme traten in verschiedenen



Komponenten auf. Grössere Probleme traten bei der Komponentenkommunikation (Störsignale) und Datenaufnahme auf. Es ist daher wichtig, für alle Komponenten die Rohdaten zu visualisieren, um Störungen bzw. Fehlverhalten zu erkennen. Wo es möglich war, wurde eine real-time Überwachung implementiert. So konnten Fehlfunktionen schon nach wenigen Stunden erkannt werden und nicht erst nach den vier Testtagen. Dies hat viel Ziet gespart.

- Eine weitere Herausforderung war die Initialisierung des Gebäudemodells und des Warmwasserspeichers. Die thermischen Zustände der Fussbodenheizung und der thermischen Gebäudemasse mussten für den Teststart festgelegt werden. Um die Zeit für Einschwingvorgänge zu reduzieren, wurden diese nahe dem Gleichgewicht zur Umgebungstemperatur initialisiert. Diese wurde aus mehreren Testläufen ermittelt. Auch die Starttemperatur des Wasserspeichers musste festgelegt werden. Auch diese wurde durch mehrere Testläufe ermittelt. Das Ausspülen mit Kaltwasser und anschliessendem Erwärmen auf die gewünschte Temperatur hat sich als vorteilhaft erwiesen.
- Um den Effekt des EMS gut zu sehen, hat sich der Testtag mit solarer Einstrahlung bei Stunden mit wenig Warmwasserbezug am Nachmittag als günstig erwiesen.
- Wasserzapfprofile mit langen Zapfphasen leeren den Wasserspeicher schnell und benötigt ein sofortiges Aufwärmen. Dies schränkt die Möglichkeiten des EMS ein. Daher wurde ein Zapfprofil mit ausgeglichenen Zapfphasen gewählt.

Aus den Erfahrungen können vier Hauptempfehlungen für « hardware-in-the-loop » Tests abgeleitet werden:

1. Vor dem gesamten Test sollte dieser komplett simuliert werden, um so viele Informationen wie möglich zu erhalten.
2. Implementierung von real-time Überwachung, um Fehlfunktionen so früh wie möglich zu erkennen.
3. Einfache Randbedingungen wählen, damit die gewünschten Effekte nicht von anderen überlagert werden. Komplexere Randbedingungen können später ergänzt werden.
4. Initialisierung der Modellparameter mit den richtigen Werten spart Einschwingzeit und kann die Testzeit reduzieren.



9 Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden

9.1 Ausgangslage

Infolge sinkender Einspeisetarife und auch zur Netzentlastung bietet es sich an, den Stromertrag von lokalen Photovoltaikanlagen direkt vor Ort zu verbrauchen. Hierzu eignen sich grosse Strombezüger, die auch während des Tages laufen können. Der Einsatz von Wärmepumpen ist in diesem Zusammenhang sinnvoll, da sie zum Heizen und Kühlen, sowie zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden können. Optimal für die Eigenverbrauchsrate ist es, wenn die notwendige Laufzeit der Wärmepumpe möglichst gering ist. Dies bietet die grösste Flexibilität hinsichtlich der Wahl der Laufzeitfenster. Ziel ist es, den Betrieb der Wärmepumpe auf Stunden mit Solarertrag zu limitieren, ohne Komforteinbussen hinnehmen zu müssen. Vereinfachend wird in den Simulationen angenommen, dass dies tagsüber immer der Fall ist (kein Abschalten der Heizung an strahlungsarmen Tagen). Dieses Vorgehen ist jedoch nur dann möglich, wenn die verfügbare thermische Masse des Gebäudes aktiviert werden kann.

Vorliegender Beitrag stellt die Ergebnisse aus Untersuchungen an einem Mehrfamilienhaus und an einem Bürogebäude vor [26], [27]. Die notwendigen Wärmepumpenlaufzeiten werden auf Grund der thermischen Behaglichkeit bestimmt. Beide Gebäude werden mit einer detaillierten thermischen Gebäudesimulation untersucht. Die Nutzung wird gemäss SIA 2024 [6] festgelegt.

Da mit dem Mehrfamilienhaus und dem Bürogebäude zwei unterschiedliche Nutzungen betrachtet werden, ist der Fokus bei beiden Gebäuden etwas unterschiedlich. Bei dem Mehrfamilienhaus liegt der Schwerpunkt auf der Gebäudehülle, der Bauweise und der Leistung der Wärmepumpe. Bei dem Bürogebäude werden die internen Lasten, die Vorlauftemperatur, der Massenstrom und der Luftwechsel für die Nachtlüftung variiert. Im Mehrfamilienhaus wird die Wärmepumpe nur zum Heizen eingesetzt, während im Bürogebäude neben dem Heizen auch die Kühlung von Interesse ist. Bei beiden Gebäuden muss der Komfort gewährleistet sein.

9.2 Grundlagen

9.2.1 Methodik

Um die Flexibilität für die Wärmepumpenlaufzeit für das Mehrfamilienhaus mit Fussbodenheizung zu bestimmen, wird für verschiedene Wärmespeicherfähigkeiten, Wärmepumpengrössen und Heizwärmebedarfswerte die minimale Wärmepumpenlaufzeit als Blockzeit bestimmt [14]. Dabei darf in keiner Wohnung und zu keiner Zeit die empfundene Temperatur unter 20 °C fallen, d.h., der Komfort ist die beschränkende Grösse. Simuliert und ausgewertet werden die Monate Januar und Februar (Klima Buchs-Aarau). Dies sind die Monate mit den tiefsten Aussenlufttemperaturen. Es wird berücksichtigt, dass die Wärmepumpe am Mittag für eine Stunde das Warmwasser bereitet und nicht für Heizzwecke zur Verfügung steht.

Beim Bürogebäude wird die energetische Flexibilität durch Aktivierung der thermischen Masse mit Betonkernaktivierung (BKT) untersucht. Über die BKT in der Decke wird mit einer Wärmepumpe im Winter geheizt und im Sommer gekühlt. Für den kältesten (Januar) und wärmsten Monat (Juli) im Jahr (Klima Zürich) wird untersucht, ob die Laufzeit der Wärmepumpe auf die Tagesstunden limitiert werden kann. Folgende Fragestellungen werden bei diesem Gebäudetyp untersucht:

- Wie viele Übertemperaturstunden > 26.5 °C im Sommer bzw. Untertemperaturstunden < 20 °C im Winter treten auf, wenn nur tagsüber in definierten Zeitfenstern geheizt/gekühlt wird?



- Muss auch am Wochenende geheizt/gekühlt werden?
- Welchen Einfluss auf den sommerlichen Komfort hat eine zusätzliche Nachtlüftung?

Es werden verschiedene Varianten mit z.B. unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe, Höhe der internen Lasten oder Variation der Vorlauftemperatur betrachtet. Ausgewertet werden im Untersuchungsmonat jeweils die empfundenen Temperaturen während der Nutzungszeit: Mo-Fr, 8⁰⁰-18⁰⁰Uhr, dies entspricht 230 h Nutzungsstunden pro Monat mit 31 Tagen.

Für beide Gebäude werden die thermischen Gebäudesimulationen mit dem Programm «ESP-r» [28] durchgeführt. Es wird jeweils eine Vorlaufzeit von 60 Tagen berücksichtigt, damit das Gebäude zu Beginn der Betrachtungsperiode thermisch eingeschwungen ist.

9.2.2 Stunden mit Solarertrag

Die Stunden mit Solarertrag sind durch die Tageslänge bestimmt. Die Tageslänge definiert sich aus der Differenz zwischen der Uhrzeit für Sonnenaufgang und Sonnenuntergang. Aus Abbildung 26 ist für den Standort Zürich ersichtlich, dass die kürzeste Tageslänge 8:26 h (17.-25.12.) und die längste Tageslänge 15:58 h (16.-25.06) beträgt. Der Median ergibt sich zu 12:17 h. Die kürzeste Laufzeit für die Wärmepumpe in den Tagesstunden kann für die Monate Dezember und Januar von ca. 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr angenommen werden. Dies sind neun Stunden, wobei in dieser Zeitspanne auch das Warmwasser erzeugt werden muss. Im Sommer stehen in den wärmsten Monaten Juli/August Tageslängen von rund 15 h (ca. 6⁰⁰-21⁰⁰ Uhr) für Solarertrag zur Verfügung. Das unterschiedliche Strahlungsangebot innerhalb der Tageslänge wird nicht berücksichtigt.

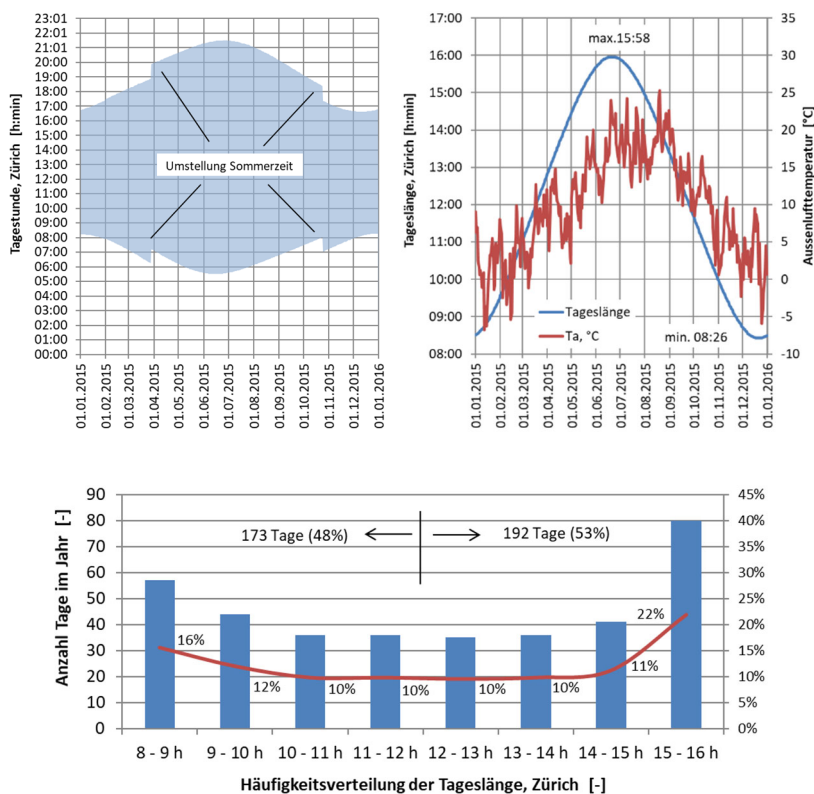


Abbildung 26 Tagesstunden, Tageslänge und Häufigkeitsverteilung der Tageslängen von Zürich (Tageslängen [29], Aussenlufttemperaturen [14]).



9.3 Beispielgebäude

9.3.1 Geometrie und Konstruktion

Das untersuchte Mehrfamilienhaus hat eine Energiebezugsfläche (EBF) von 320 m². Diese teilt sich auf in zwei gleich grosse Wohnungen im Erd- und Obergeschoss und ein kleines Studio im Keller (Abbildung 27). Das Gebäude ist in Massivbauweise erbaut (Böden und Dach in Beton, Aussenwände in Porenbeton, Innenwände Kalksandstein/Gipskarton) und ist Minergie-P zertifiziert. Es verfügt über eine Wärmepumpe mit 8.9 kW (B0/W35), eine Fussbodenheizung, eine Komfortlüftungsanlage mit 80% Wärmerückgewinnung und eine Photovoltaikanlage mit 20 kW_p (Süd, 10°). Weitere Informationen zum Gebäude, zum Simulationsmodell und zu ersten Ergebnissen bzgl. der limitierten Wärmepumpenlaufzeiten in Zusammenhang mit der Wärmespeicherfähigkeit können [18] und [30] entnommen werden. Die Einrichtung wird mit einer Speichermasse von 36 kg/m²_{EBF} berücksichtigt (eigene Berechnung). Weitere Daten zum Gebäude zeigt Tabelle 7.

Das Bürogebäude ist ebenfalls in massiver Bauweise erstellt und repräsentiert ein Standardbürogebäude [26]. Die Aussenwände sind gemauert, die Decken und aussteifenden Elemente sind aus Beton. Die internen Trennwände bestehen aus Leichtbau (Gipskarton/Mineralfaser). Simuliert wird eine ca. 1'100 m²_{EBF} grosse Büroetage. Die Flächenaufteilung ist wie folgt:

- 62 % der Fläche sind mit Büroarbeitsplätzen belegt (je die Hälfte Einzel- und Grossraumbüros), lichte Masse Einzelbüros: 7.5 m x 4 m x 3 m, Grossraumbüro: 28 m x 11 m x 3 m
- 27 % der Fläche werden für Nebenräume (WC, Teeküche, Technik) und
- 10 % werden als Verkehrsfläche genutzt.

Die Flächenverteilung auf Büro-, Flur-, und Nebenflächen entspricht den in VDI 3807 [31] angegebene mittleren Flächenverhältnissen für Verwaltungsgebäude (Abbildung 28). Die Geschosshöhe beträgt 3.3 m. Die Abmessungen für das gesamte Gebäude mit fünf Stockwerken betragen: 91 m x 12 m x 16.5 m (LxBxH). Für die Einrichtung werden als Speichermasse 38 kg/m²_{EBF} berücksichtigt [32]. Tabelle 7 enthält weitere Daten zum Gebäude.



Abbildung 27 Ansichten des Mehrfamilienhauses.

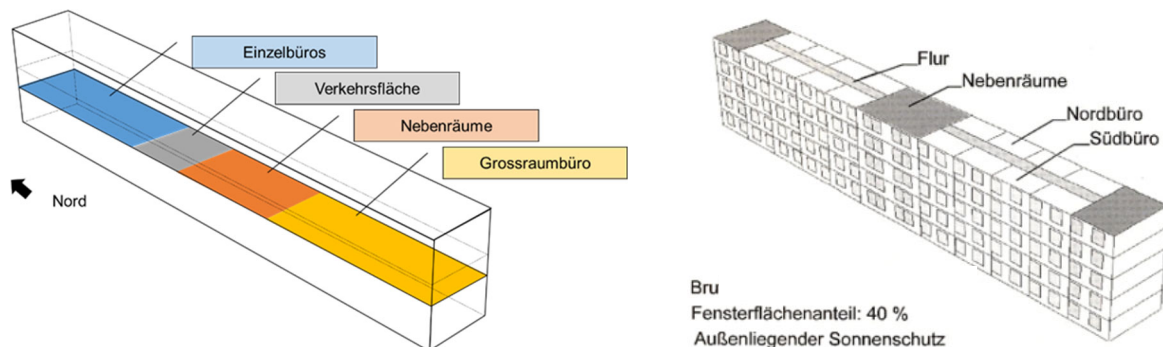


Abbildung 28 Schemazeichnung des Bürogebäudes (analog [33]).

Tabelle 7: Daten zum Mehrfamilienhaus und dem Bürogebäude (U-Werte ohne Wärmebrücken).
 * berechnet nach [34], EZ = Einzelbüro, GR = Grossraumbüro, NGF = Nettogeschossfläche.

Parameter	Mehrfamilienhaus	Bürogebäude
U-Wert, Aussenwand	0.12 W/(m ² K	0.17 W/(m ² K)
U-Wert, Dach	0.09 W/(m ² K)]	0.17 W/(m ² K)]
U-Wert, Fenster	0.75 W/(m ² K)	0.61 W/(m ² K
g-Wert, Glas	50 %	50 %
Fensteranteil	23 %	40 %
Sonnenschutzsteuerung	immer offen	>180 W/m ² offen, < 150 W/m ² geschlossen (Lamellen horizontal)
Verschattung durch Nachbargebäude	ja	nein
Spez. Wärmespeicherfähig. (mit R _{si}) *	63 Wh/(m ² _{NGF} K)	50 (GR) /62 (EZ) Wh/(m ² _{NGF} K)
Luftwechsel	0.39 h ⁻¹	0.308 (GR) /0.246 (EZ) h ⁻¹
Klimastation [35]	Buchs-Aarau	Zürich

9.3.2 Betrieb

Bei dem Mehrfamilienhaus entsprechen die internen Lasten für Geräte, Personen und Beleuchtung SIA 2024:2006 [36]. Abbildung 29 zeigt das Tagesprofil der internen Lasten für die Monatsgleichzeitigkeit von 100%. Weitere Angaben zu den internen Lasten sind in Tabelle 8 enthalten. Die Vorlauftemperatur der Fussbodenheizung wird auf 35 °C festgelegt. Es wird geheizt, wenn die Temperatur im Wandthermostat des jeweiligen Raumes unter 21.5 °C fällt. Der Sonnenschutz ist immer offen.

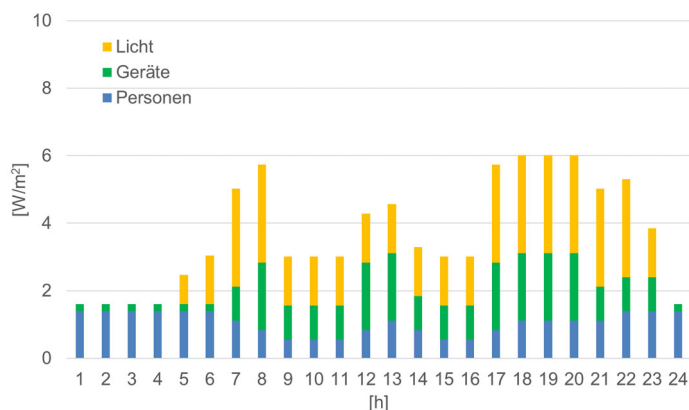


Abbildung 29 Stundenprofil der internen Lasten für das Mehrfamilienhaus gemäss SIA 2024:2006 «Standard».

Die internen Lasten für das Bürogebäude sind für alle Räume entsprechend der Nutzung gemäss SIA 2024:2015 [6] angesetzt (Tabelle 8). Die Anzahl der Beleuchtungsstunden wird ebenfalls angepasst. Nach Norm müsste die Beleuchtung 11 h pro Tag zu 100 % in Betrieb sein. Es wird angenommen, dass im Winter über die Mittagsstunden (11⁰⁰-14⁰⁰ Uhr) die Beleuchtung nicht in Betrieb ist, da genügend Tageslicht zur Verfügung steht. Im Sommer wird davon ausgegangen, dass nur jeweils eine Stunde am Morgen und am Abend 50 % der Beleuchtung in Betrieb sind und zu den restlichen Zeiten genügend Tageslicht zur Verfügung steht (Abbildung 30, Abbildung 31).

Die gesamte Deckenfläche ist mit BKT ausgeführt. Im Winter beträgt die Vorlauftemperatur 35 °C. Fällt die Raumlufttemperatur unter 20 °C wird geheizt. Im Sommer ist die Vorlauftemperatur 18 °C und bei einer Raumlufttemperatur über 26 °C (bzw. 24 °C) wird gekühlt. Warmwasserbereitung wird nicht berücksichtigt, da in Bürogebäude i.d.R. sehr wenig Warmwasser benötigt wird. Die Lüftung erfolgt über eine Lüftungsanlage mit 80 % Wärmerückgewinnung. Der Aussenluftvolumenstrom wird in der Simulation entsprechend reduziert.

Der aussenliegenden Lamellenraffstoren wird strahlungsabhängig gesteuert und ist auch am Wochenende in Betrieb:

- Einstrahlung auf Fassade > 180 W/m² => der Sonnenschutz wird heruntergefahren und
- Einstrahlung auf Fassade < 150 W/m² => der Sonnenschutz wird geöffnet.

Die Lamellen liegen im heruntergefahrenen Zustand horizontal. Dies ist ein Kompromiss zwischen Tageslichtnutzung und Verschattung.

Tabelle 8: Angaben zu internen Lasten gemäss SIA 2024:2006* bzw. 2015 (Bezug NGF).

	Personen [W/P]	Personenfläche [m ² /pro Person]	Geräte [W/m ²]	Beleuchtung [W/m ²]	Total [W/m ²]
Wohnen*	70	50	2	4	7.4
Grossraumbüro	70	10.2	10	12.5	29.3
Einzelbüro	70	14	7	15.9	27.6

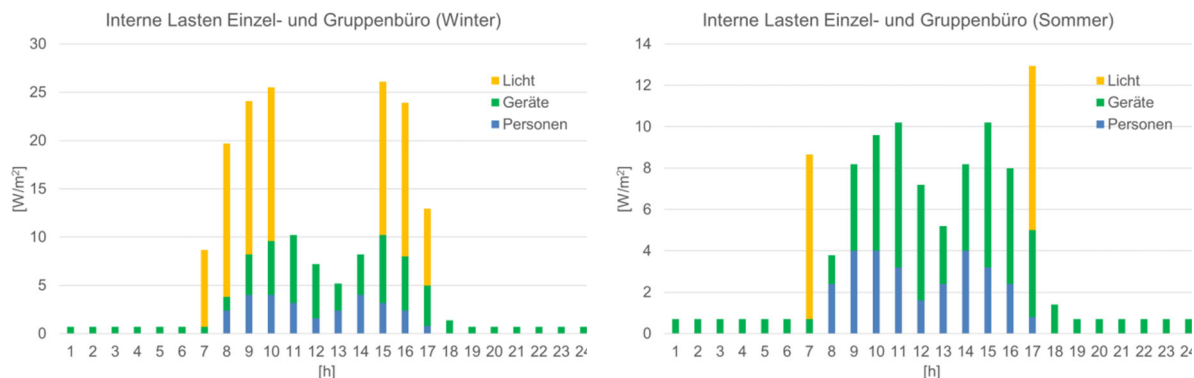


Abbildung 30 Verwendetes Stundenprofil der internen Lasten Einzelbüro (links Winter, rechts Sommer), Geräte und Personen gemäss SIA 2024:2015, Licht modifiziert.

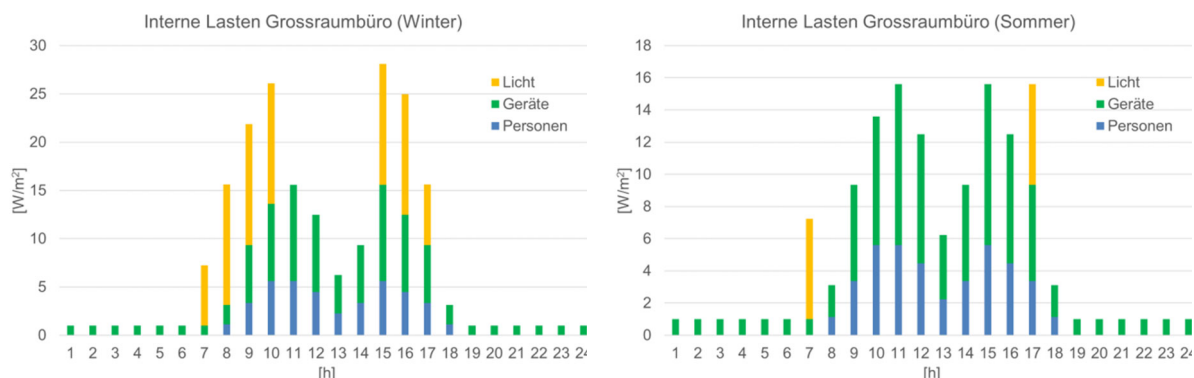


Abbildung 31 Stundenprofil der internen Lasten Grossraumbüro (links Winter, rechts Sommer) Geräte und Personen gemäss SIA 2024:2015, Licht modifiziert.

9.4 Resultate

9.4.1 Mehrfamilienhaus

Um die mögliche Flexibilität bei der Wärmepumpenlaufzeit zu bestimmen, wird für verschiedene Wärmespeicherfähigkeiten, Wärmepumpengrössen und Heizwärmebedarfswerte die minimale Wärmepumpenlaufzeit berechnet. Um den Komfort zu gewährleisten, dabei darf in keiner Wohnung die empfundene Temperatur unter 20 °C fallen. Bei den verschiedenen Varianten zeigt sich, dass die Wohnung im Obergeschoss i.d.R. die Laufzeit der Wärmepumpe limitiert, da dort als erstes empfundene Temperaturen zwischen 19-20 °C auftreten.

An der Klimastation Buchs-Aarau sind die gewählten zwei Monate die Monate mit den tiefsten Aussenlufttemperaturen. Die Tageslänge nimmt im genannten Zeitraum von achteinhalb auf 11



Stunden zu. D.h., im Hochwinter sollte für Heizung und Warmwasser die Wärmepumpenlaufzeit insgesamt ca. acht Stunden nicht überschreiten. Bei allen Varianten wird davon ausgegangen, dass mittags zwischen 13⁰⁰-14⁰⁰ Uhr die Wärmepumpe das Warmwasser bereitet. Die Laufzeit für die Wärmepumpe für Heizzwecke wird um die "Warmwasserzeit" gruppiert, d.h. die Laufzeit ist eine Blockzeit mit einer einstündigen Unterbrechung am Mittag. Generell wird im Folgenden nur die Laufzeit der Wärmepumpe für Heizzwecke angegeben. Für die Gesamtlaufzeit muss immer die Stunde für die Warmwasserbereitung dazu addiert werden.

In Abbildung 32 ist die Wärmepumpenlaufzeit (y-Achse) in Abhängigkeit von der Wärmespeicherfähigkeit (x-Achse), dem Heizwärmebedarf (Farbe) und der Wärmepumpenleistung (Linien durchgezogen, gestrichelt) zusammengestellt. Den grössten Einfluss auf die Wärmepumpenlaufzeit hat der Heizwärmebedarf.

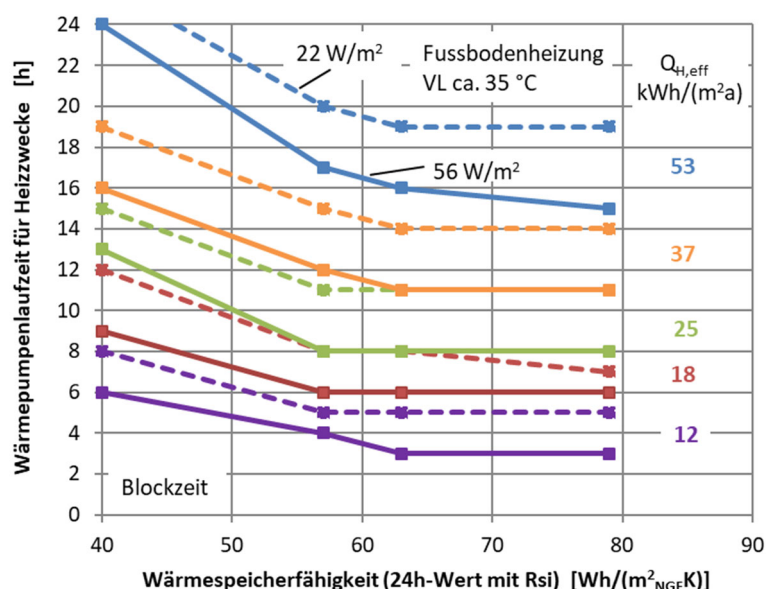


Abbildung 32 Laufzeiten (Blockzeiten) für die Wärmepumpe für Heizzwecke vs. der Wärmespeicherfähigkeit [34] (mit R_{Si}) in Abhängigkeit von dem Heizwärmebedarf und der spezifischen Nutzleistung der Wärmepumpe.

Bei gleichem Heizwärmebedarf weisen Gebäude mit einer Wärmespeicherfähigkeit grösser ca. 60 Wh/(m²K) die kürzesten Laufzeiten auf. Unter ca. 60 Wh/(m² K) steigt die Wärmepumpenlaufzeit linear mit der Abnahme der Wärmespeicherfähigkeit an. Die Steigung nimmt dabei mit dem steigenden Heizwärmebedarf überproportional zu.

Die verfügbare spezifische Leistung der Wärmepumpe macht zwischen zwei und drei Stunden bei der Wärmepumpenlaufzeit aus. Die gewählten spezifischen Leistungen entsprechen den Grenzen üblicher Aggregate für Gebäude dieser Grösse.

Damit auch im Hochwinter mit Tageslängen von acht bis neun Stunden die Wärmepumpe nur auf die Tagesstunden limitiert werden kann, ist ein sehr gut gedämmtes Gebäude notwendig. Die Wärmepumpenlaufzeit für Heizzwecke muss hierfür bei sieben bis acht Stunden liegen, da noch eine Stunde für die Warmwasserbereitung am Mittag dazugezählt werden muss. Um dies zu gewährleisten, sollten Gebäude eine Wärmespeicherfähigkeit von mindestens ca. 60 Wh/(m² K) und einen maximalen Heizwärmebedarf von ca. 25 kWh/(m² a) aufweisen.



Eine Wärmespeicherfähigkeit von $57 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \text{K})$ entspricht in etwa der Bauweise «mittel» nach SIA 380/1 [37]. D.h., für Gebäude mit der Bauweise mittel/schwer gemäss [37], einer Fussbodenheizung und niedrigem Heizwärmebedarf kann die Wärmepumpenlaufzeit auf die Tagesstunden limitiert werden.

Um die Ergebnisse für die Praxis handhabbar zu machen, werden die Wärmepumpenlaufzeiten für Heizzwecke für ausgewählte Wärmespeicherfähigkeiten in Abhängigkeit von dem effektiven Heizwärmebedarf aufgetragen (Abbildung 33). Es wird eine mittlere Wärmepumpenleistung angenommen. Mit Hilfe einer Trendlinie kann nun für einen beliebigen Heizwärmebedarf die Wärmepumpenlaufzeit für Heizzwecke berechnet werden.

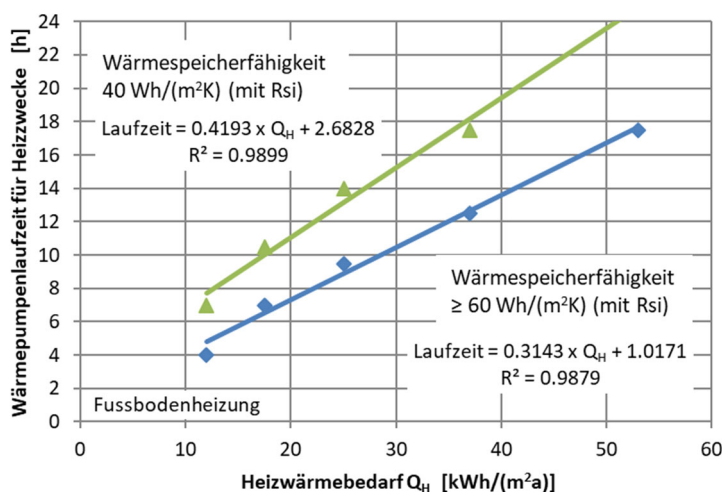
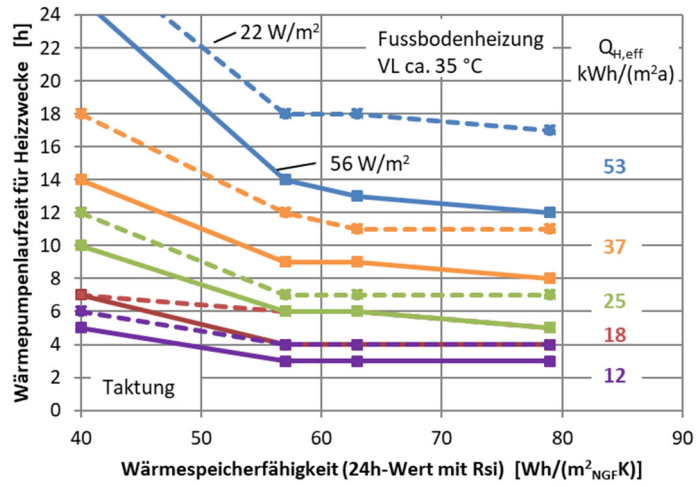


Abbildung 33 Wärmepumpenlaufzeiten (Blockzeit) für Heizzwecke für Wohnen in Abhängigkeit von dem effektiven Heizwärmebedarf und für verschiedene Wärmespeicherfähigkeiten

Im reale Gebäude wurde die Wärmepumpenlaufzeit auf 10^{00} – 19^{00} Uhr limitiert und ein Heizwärmeverbrauch von $28 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ gemessenen. Es hat sich beim Monitoring gezeigt, dass diese Blockzeit einschliesslich Warmwasserbereitung ausreicht, um das Gebäude zu beheizen [18]. Mit der realen Wärmespeicherfähigkeit von ca. $63 \text{ Wh}/(\text{m}^2\text{K})$ kann in Abbildung 33 eine Wärmepumpenlaufzeit von rund 10 Stunden für Heizzwecke abgelesen werden. Wird die Stunde für den Warmwasserbetrieb addiert, ergibt dies 11 Stunden Wärmepumpenlaufzeit. In diesem Fall liegt das Diagramm auf der sicheren Seite, da im realen Gebäude neun Stunden einschliesslich Warmwasserbereitung ausreichend sind.

Untersuchungen zu einem Taktbetrieb der Wärmepumpe zeigen, dass bei einer regelmässigen Taktung (Abbildung 34) über den Tag die Laufzeit der Wärmepumpe für Heizzwecke um ein bis zwei Stunden geringer ausfällt, als bei einer Blockzeit. Dies erlaubt Energieunternehmen eine hohe Flexibilität, um auf Über- und Unterlast im Netz zu reagieren, wenn diese die Wärmepumpe hausweise ansteuern könnten. Insgesamt kann aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass die heutigen Sperrzeiten für Wärmepumpen von den Energieunternehmen mit bis zu drei Mal zwei Stunden selbst für weniger gut gedämmte Gebäude kein Problem darstellen. Besser gedämmte Gebäude stellen genügend Flexibilität zur Verfügung, um auch eine Ausweitung der Sperrzeiten zu verkraften.



Gesamtlaufzeit zu Heizzwecken [h]	Stunde am Tag	Heizwärmebedarf [kWh/(m2 a)]																							
		22 W/m2					56 W/m2																		
		12	18	25	37	53	12	18	25	37	53														
3	1-24										r, m, h														
4	1-24										r, m, h				r, m, h										
5	1-24									m				l			m								
6	1-24										l	r, h					r, h								
7	1-24											l	r, m, h				l								
8	1-24																								
9	1-24																								
10	1-24																								
11	1-24																								
12	1-24																								
13	1-24																								
14	1-24																								
17	1-24																								
18	1-24																								

	leicht	hybrid	real	massiv
Cr/A Wh/(m2 K)	40	57	63	79
Abkürzung	l	h	r	m

Abbildung 34 Wärmepumpenlaufzeiten (Taktbetrieb) für Heizzwecke für Wohnen vs. Wärmespeicherfähigkeit [34] (mit R_{si}) in Abhängigkeit von dem effektiven Heizwärmebedarf und der spezifischen Wärmepumpenleistung (grün = Wärmepumpe in Betrieb)



9.4.2 Bürogebäude

Winter

Für den Winterfall werden die erforderlichen Laufzeiten des Wärmepumpenbetriebes für das Bürogebäude auf Grundlage der folgenden Parametervariationen ermittelt (die Variantenummer «#x» nimmt Bezug auf Tabellen 4 und 5, sowie auf die Abbildungen 10 und 11):

- Laufzeiten der Wärmepumpe (Zeiten am Tag und Betrieb Wochenende) #1-7,11
- Elektrische Beleuchtung von 7⁰⁰-17⁰⁰ Uhr immer an (gemäss SIA 2024), #8
- Elektrische Beleuchtung immer aus, #9
- Vorlauftemperatur erhöht (von 35 °C auf 45 °C), #10

Es ergeben sich 11 Varianten. Bei allen Varianten liegt der Schaltpunkt für die Heizung bei einer Raumlufttemperatur von 20 °C. Es werden die Stunden während der Nutzungszeit (8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr) mit einer empfundenen Temperatur < 20 °C summiert und als Anzahl Untertemperaturstunden angegeben. Mit Ausnahme der Variante #10 beträgt die Vorlauftemperatur 35 °C. Einen Überblick über die Ergebnisse der Simulationen zeigt Tabelle 9:

- Für einen guten thermischen Komfort ist der tägliche Betrieb der Heizung notwendig. Wird die Heizung am Wochenende abgeschaltet, kommt es vermehrt zu Untertemperaturstunden. Dies ist auch der Fall, wenn die Heizung nur am Samstag nicht betrieben wird. D.h. es muss auch am Wochenende geheizt werden.
- Zeitfenster ab 8⁰⁰ Uhr sind im Winter als Betriebszeiten zu empfehlen, um die Wärmepumpe möglichst zeitgleich zum Strahlungsangebot zu betreiben. Der Komfort in den Büroräumen ist in dem Zeitfenster 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr (#5) gegeben, jedoch treten in den Nebenräumen und auf den Verkehrsflächen wenige Untertemperaturstunden auf. Die Temperaturen fallen dort jedoch nicht unter 18 °C (Abbildung 35). Abbildung 36 zeigt den Verlauf der empfundenen Temperatur in den Büroräumen in der kältesten Woche im Januar (#5). Das Absinken der empfundenen Temperatur über die Mittagszeit liegt an den internen Lasten, die über Mittag stark reduziert sind (Abbildung 30, Abbildung 31). Temperaturen < 20 °C treten nur ausserhalb der Nutzungszeit von 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr auf und werden daher nicht ausgewertet.
- Die solaroptimierte Wärmepumpenlaufzeit im Winter ist von 9⁰⁰-16⁰⁰ Uhr (#7-10). Der Komfort in den Büros kann hier nur eingehalten werden, wenn entweder die Beleuchtung auch in den Mittagsstunden in Betrieb ist (Annahme: zusätzlich 100 % Beleuchtung 11⁰⁰-14⁰⁰ Uhr gemäss SIA 2024:2015, #8), oder die Vorlauftemperatur von 35 °C auf 45 °C erhöht wird (#10). Die erhöhte Vorlauftemperatur reduziert zwar nur unwesentlich die Untertemperaturstunden (Vergleich #7 und #10), dies ist in diesem Fall aber ausreichend.
- Eine grosse Rolle für den thermischen Komfort im Winter spielen die internen Lasten (Betriebszeit der Heizung 9⁰⁰-16⁰⁰ Uhr, #7-9). Während mit Beleuchtungsstunden nach Norm keine Stunden mit Untertemperaturen auftreten (#8), treten mit reduzierten Beleuchtungsstunden wenige Untertemperaturstunden auf (#7). Ohne Beleuchtung steigt die Anzahl an Untertemperaturstunden auf ca. 22 % der Nutzungszeit (#9).
- Allgemein treten im Grossraumbüro etwas mehr Untertemperaturstunden auf, als in den Einzelbüros. Dies ist auf den etwas höheren spezifischen Luftwechsel zurückzuführen.

Aus den Ergebnissen kann abgeleitet werden, dass die thermische Masse im Winter genügend Flexibilität zur Verfügung stellt, um die Wärmepumpenlaufzeit auf die Tagesstunden beschränken zu



können. Einen grossen Einfluss haben die internen Lasten. Wichtig ist, dass das Gebäude auch am Wochenende beheizt wird, um nicht zu stark auszukühlen.

Tabelle 9: Berechnete Untertemperaturstunden im Januar in den Büros mit unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe. Die Vorlaufzeit beträgt 35 °C (ausser bei #10), der Schalthpunkt für die Heizung liegt bei 20 °C. Die Zahl gibt die Anzahl der Untertemperaturstunden während der Nutzungszeit an (8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr, entspricht 230 h im Monat). EZ = Einzelbüros, GR = Grossraumbüro

#	Laufzeit Heizung	Wochentage						Bemerkung
		Mo - So		Mo - Fr		Mo - Fr + So		
		EZ	GR	EZ	GR	EZ	GR	
1	7-14	0	0	15	26	4	4	
2	7-15	0	0	14	22	3	4	
3	7-16	0	0	12	18	3	4	
4	7-17	0	0	12	16	0	0	
5	8-17	0	0	17	27	3	4	
6	9-17	0	1	26	36	6	13	
7	9-16	1	3	29	38	10	16	
8	9-16	0	0	0	8	0	0	el. Bel. 7-17 Uhr
9	9-16	45	47	126	121	76	72	keine el. Bel.
10	9-16	0	0	23	25	2	4	Vorlauf 45°C
11	10-17	1	7	34	46	14	22	

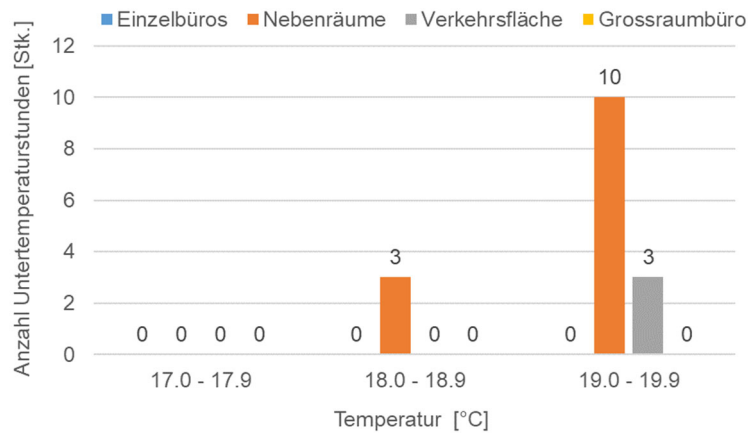


Abbildung 35 Untertemperaturstunden in Temperaturklassen für die Variante #5 (Betrieb Heizung 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr, Vorlauf 35 °C, Schalthpunkt Heizung 20 °C, Nutzungszeit 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr).

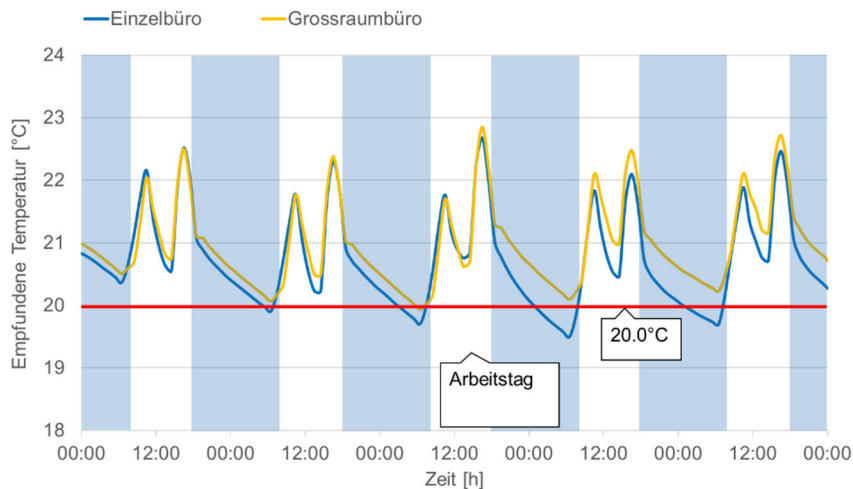


Abbildung 36 Temperaturverläufe vom 11.-15. Januar (kälteste Woche) für die Variante #5 (Betrieb Heizung 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr, Vorlauf 35 °C, Schaltpunkt Heizung 20 °C, Nutzungszeit 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr). Die Temperaturen unterhalb des Schaltpunktes sind Stunden ohne Belegung (blaue Flächen) und werden nicht ausgewertet.

Sommer

Im Sommer treffen sich Strahlungsangebot für die Stromproduktion und der Kühlkältebedarf der Büros zeitlich. Dennoch muss untersucht werden, ob das «solare Zeitfenster» für die Kühlung im Tag ausreichend ist und ob auch längere Unterbrüche der Kühlung (z.B. am Wochenende) möglich sind. Es werden die Stunden während der Nutzungszeit mit einer empfundenen Temperatur > 26.5 °C summiert und als Anzahl Übertemperaturstunden angegeben. Es werden die folgenden Parameter variiert (16 Varianten):

- Laufzeiten der Wärmepumpe (Zeiten am Tag und Betrieb Wochenende) (#1-16)
- Elektrische Beleuchtung immer aus (#4-5)
- Reduktion interne Lasten Geräte um 20 % (#9)
- Nachtlüftung (Luftwechsel 0.5 h⁻¹ und 1.5 h⁻¹) (#6-16)
- Schaltpunkt Kühlung (statt 26 °C abgesenkt auf 24 °C) (#11-16)
- Vorlauftemperatur gesenkt (von 18 °C auf 16 °C) (#3)
- Erhöhung Massenstrom der BKT um 20 % (#15, von 100 l/h auf 120 l/h pro Zone [38])

Tabelle 10 zeigt zusammengefasst die Ergebnisse:

- Ohne Komforteinbussen ist es nicht möglich, die Kühlung durch die Wärmepumpe am Wochenende zu unterbrechen. D.h. die Wärmepumpe muss wie im Winter an sieben Tagen in der Woche laufen.
- Grundsätzlich treten im Grossraumbüro mehr Übertemperaturstunden auf, als in den Einzelbüros. Dies liegt an den höheren spezifischen internen Lasten und dem tieferen spezifischen Luftwechsel.
- Insgesamt reicht eine alleinige Kühlung über die BKT und nur zu Bürozeiten tagsüber nicht aus, um die Wärmelasten abzuführen. Eine Reduktion der Vorlauftemperatur bringt kaum eine Verbesserung (#3). Eine zusätzliche Nachtlüftung mit einem Aussenluftwechsel von 1.5 h⁻¹



- senkt zwar die Übertemperaturstunden (#8), führt aber erst in Kombination mit um 20 % verringerten Wärmelasten durch Geräte zu einem angenehmen Raumklima (#9).
- Betrachtet man die Übertemperaturstunden im Detail (Abbildung 37, #10), so wird deutlich, dass die meisten Übertemperaturstunden im Bereich von 26.5 bis 27.4 °C auftreten. An wenigen Stunden kann es in den Büros aber bis zu 28.4 °C warm werden und in den Nebenräumen bis zu 30.4 °C. Die höchsten empfundenen Temperaturen treten wie erwartet am Nachmittag auf, morgens liegt die empfundene Temperatur meist unter 26.5 °C (Abbildung 38, #10).
 - Da für die Nebenräume keine Nachtlüftung vorgesehen ist, treten hier höhere Temperaturen auf, dies aber nur kurzzeitig (Abbildung 37).
 - Grundsätzlich wird ab einer Raumlufttemperatur von > 26 °C gekühlt. Wird die Kühlgrenze auf > 24 °C herabgesetzt, reduziert dies nicht die Übertemperaturstunden (#8, #11), da die Kühlung im Juli während der Betriebszeiten ohnehin immer in Betrieb ist.
 - Eine Reduktion der Übertemperaturstunden ist mit einer Erhöhung des Massenstroms in der BKT um 20 % zu erreichen (#12, #15). Damit kann, sogar mit einer kürzeren Laufzeit der Wärmepumpe, ein fast gleich guter sommerlicher Komfort erreicht werden, wie über eine Reduktion der internen Lasten (keine elektrische Beleuchtung, #14, #15). Bei Erhöhung des Massenstroms muss berücksichtigt werden, dass die Pumpenleistung und i.d.R. auch der Energiebedarf steigen.
 - Der beste thermische Komfort ergibt sich bei einer Laufzeit der Wärmepumpe zwischen 6⁰⁰-20⁰⁰ Uhr und Nachtlüftung (#16).

Tabelle 10: Berechnete Übertemperaturstunden im Juli in den Büros mit unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe. Die Vorlauftemperatur beträgt 18 °C (ausser bei #3), der Schaltungspunkt für die Kühlung liegt bei 26 °C (ausser bei #11-16). Die Zahl gibt die Anzahl der Untertemperaturstunden während der Nutzungszeit (8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr, entspricht 230 h im Monat) an. EZ = Einzelbüros, GR = Grossraumbüros, NL = Nachtlüftung, MS = Massenstrom

#	Laufzeit Kühlung	Wochentage						Bemerkungen
		Mo - So		Mo - Fr		Mo - Fr + So		
		EZ	GR	EZ	GR	EZ	GR	
1	9-17	177	192	231	231	189	208	
2	7-18	31	67	76	124	35	74	
3	7-18	27	63	66	114	31	68	Vorlauf 16°C
4	7-18	41	85					keine el. Beleuchtung
5	9-17	124	184					keine el. Beleuchtung
6	7-18	19	53					NL 18-7 Uhr, 0.5 1/h
7	9-17	67	98					NL 18-7 Uhr, 0.5 1/h
8	7-18	8	20					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h
9	7-18	0	0					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Wärmelast Geräte -20%
10	9-17	25	41					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h
11	7-18	8	20					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühlung ab 24°C
12	8-18	9	18					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühlung ab 24°C
13	8-18	0	6					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühl. ab 24°C, keine el. Bel.
14	8-18	0	7					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühl. ab 24°C, MS +20%
15	6-20	0	0					NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühlung ab 24°C

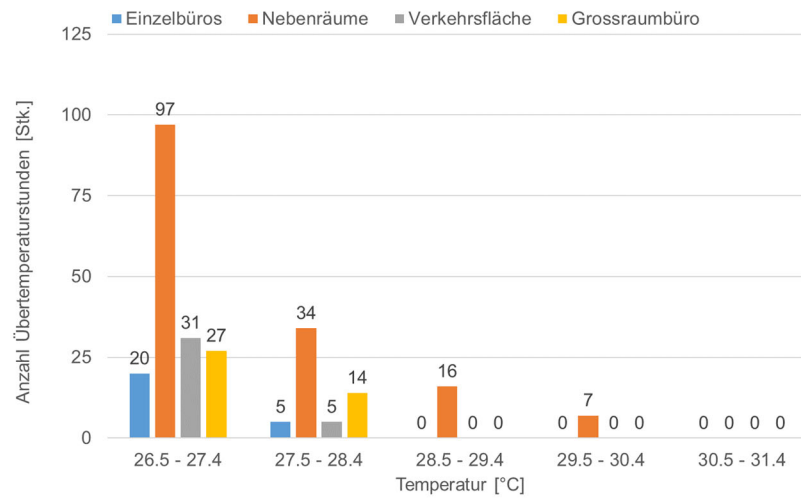


Abbildung 37 Übertemperaturstunden in Temperaturklassen für die Variante #10 (Betrieb Kühlung 9⁰⁰-17⁰⁰ Uhr, Vorlauf 18 °C, Schaltpunkt Kühlung 26 °C, Nachtlüftung 1.5 1/h, Nutzungszeit 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr).

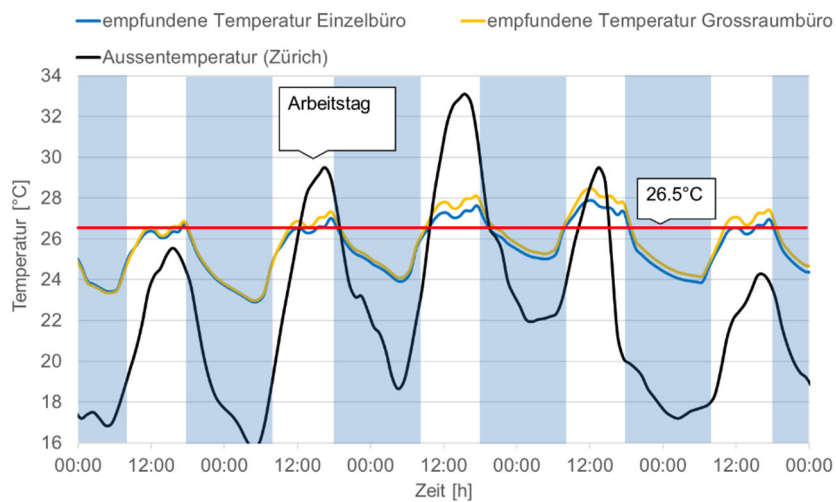


Abbildung 38 Temperaturverläufe vom 25.-29. Juli (wärmste Woche) für die Variante #10 (Betrieb Kühlung 9⁰⁰-17⁰⁰ Uhr, Vorlauf 18 °C, Schaltpunkt Kühlung 26 °C, Nachtlüftung 1.5 1/h, Nutzungszeit 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr).

Insgesamt zeigen die Simulationen, dass im Sommer die Flexibilität nicht ganz so hoch wie erwartet ist. Es sind tagsüber lange Laufzeiten der Wärmepumpe inklusive Wochenende und eine Nachtlüftung erforderlich, um ein angenehmes sommerliches Raumklima zu gewährleisten. Die hohen internen Lasten verhindern kürzere Laufzeiten für die Wärmepumpe.



9.5 Diskussion

9.5.1 Mehrfamilienhaus

Gute gedämmte Gebäude in Massivbauweise können auch im Hochwinter mit einem Tagbetrieb der Wärmepumpe von 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr den Komfort einhalten ($> 20\text{ °C}$).

In dem realen Gebäude ist die Wärmepumpe gegenüber der Auslegung (7 kW) um 27 % überdimensioniert. Aus den Messwerten wird eine effektiv benötigte Leistung von 5.3 kW bestimmt [30]. Damit entspricht die Überdimensionierung von Auslegung zu notwendig 32%, was durchaus üblich ist [39]. Die reale Wärmepumpe ist mit 8.9 kW deutlich überdimensioniert (real zu notwendig 68%). Diese Überdimensionierung ermöglicht jedoch den, auf die Tagesstunden limitierten Betrieb.

Es wird ein Diagramm entwickelt, aus dem die Wärmepumpenlaufzeit in Abhängigkeit von dem Heizwärmebedarf und der Wärmespeicherfähigkeit abgeleitet werden kann. Je kürzer die notwendige Wärmepumpenlaufzeit ist, desto mehr Flexibilität kann das Gebäude dem Netz anbieten bzw. kann der Eigenverbrauch erhöht werden, indem die Wärmepumpe nur zu Tageszeiten läuft. Wird die Wärmepumpe im Taktbetrieb betrieben, reduzieren sich die notwendigen Laufzeiten um ein bis zwei Stunden. Es wird davon ausgegangen, dass beim Taktbetrieb die Auskühlung weniger stark ist.

Die dargestellten Ergebnisse gelten jedoch nur für Gebäude mit einem ähnlichen Fensteranteil. Erste Tests mit einem hochverglasten Gebäude zeigen, dass die Ergebnisse nicht einfach übertragen werden können. Weitere Untersuchungen sind hier notwendig.

9.5.2 Büro

Der thermische Komfort im Winter ($> 20\text{ °C}$) kann nur eingehalten werden, wenn die Wärmepumpe zwischen 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr – auch am Wochenende – zum Heizen betrieben wird. Dies entspricht im Hochwinter in etwa den Stunden mit Tageslicht, d.h. Stunden mit Solarertrag, so dass ein hoher Eigenverbrauch erzielt werden kann.

Im Sommer muss die Wärmepumpe zwischen 6⁰⁰-20⁰⁰ Uhr – auch am Wochenende – zum Kühlen betrieben werden und zusätzlich eine Nachtlüftung mit einem Luftwechsel von 1.5 h^{-1} vorhanden sein, um den thermischen Komfort von $< 26\text{ °C}$ einzuhalten. Im Hochsommer entspricht der Betrieb von 6⁰⁰-20⁰⁰ Uhr einem Zeitfenster mit Solarangebot, so dass trotz langer Betriebszeit ein grosses Potential an Eigenverbrauch zur Verfügung steht.

Interne Lasten

Im Winter als auch im Sommer spielen die internen Lasten eine grosse Rolle. Der Effekt der internen Lasten ist jedoch gegensätzlich. Im Winter werden, um den Komfort sicherzustellen, hohe interne Lasten benötigt, während im Sommer diese so klein wie möglich sein sollten.

Mit den nach Norm geforderten 11 Stunden Beleuchtung ist ein Tagbetrieb der Wärmepumpe zum Kühlen nicht ausreichend. Aus diesem Grund wird die Reduktion der Wärmelast durch die Beleuchtung betrachtet, die Ergebnisse sind erwartungsgemäss positiv. In der Realität kann zum Beispiel der Einsatz von LED-Leuchtmitteln den Wärmeeintrag reduzieren helfen.

Solare Wärmegewinne

Im Zusammengang mit den sommerlichen Temperaturen muss die Verschattung betrachtet werden. In der Simulation ist für die Fenster eine Verglasung mit einem g-Wert von 50 % angenommen und eine aussenliegende Lamellenstore vorhanden. Die Lamellen stehen im heruntergelassenen Zustand



horizontal. Dies wird als Kompromiss zwischen Tageslichtnutzung und Verschattung angenommen. Werden die Lamellen weiter geschlossen, muss mehr Kunstlicht verwendet werden. Die Annahme, dass die Beleuchtung während eines Sommertages aus ist, ist daher eventuell etwas zu optimistisch. Die Einhaltung des thermischen Komforts im Sommer kann daher die Flexibilität stärker begrenzen, als hier beschrieben ist.

Eine Möglichkeit wäre es, zusätzlich den g-Wert des Fensters zu reduzieren, wie dies bei vielen Bürobauten üblich ist. Dies würde den Solareintrag reduzieren, was sich im Sommer positiv auf die Reduktion des Kühlbedarfs auswirken würde. Im Winter erhöht der fehlende Solarertrag den Heizwärmebedarf. Um dies auszugleichen, muss dann die Laufzeit der Wärmepumpe verlängert werden. In der Simulation wird der Sonnenschutz auch im Winter als Blendschutz bedient. Vorzuziehen ist ein aussenliegender Sonnenschutz für den Sommerfall und ein innenliegender Blendschutz für den Winterfall. Da der innenliegende Blendschutz oft aus Kostengründen nicht realisiert wird, ist diese Variante hier nicht berücksichtigt. Weitere Untersuchungen sind jedoch vorgesehen.

Fazit

Insgesamt zeigen die Simulationen, dass in dieser Beispielbüroetage die Wärmepumpenlaufzeit auf den Tag limitiert werden kann. Auf Grund der hohen internen Lasten ist dies im Winter einfacher umzusetzen als im Sommer. Ähnliche Ergebnisse sind auch z.B. in [40] und [41] zu finden.

9.6 Zusammenfassung

Die aktive Nutzung der thermischen Gebäudemasse wird in Zukunft immer wichtiger, um durch den vermehrten Einsatz elektrisch betriebener Wärmepumpen den Eigenverbrauch erhöhen zu können. Es wird am Beispiel eines Mehrfamilienhauses und eines Bürogebäudes untersucht, ob der Betrieb der Wärmepumpe in den Tagesstunden ausreicht, um den thermischen Komfort sicherzustellen. Während beim Mehrfamilienhaus nur die Heizperiode betrachtet wird, wird beim Bürogebäude auch die Kühlperiode untersucht.

Aus dem untersuchten Mehrfamilienhaus können folgende Aussagen abgeleitet werden:

- Der Heizwärmebedarf hat den grössten Einfluss auf die notwendige Laufzeit der Wärmepumpe.
- Eine Wärmespeicherfähigkeit grösser ca. $60 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \text{ K})$ bringt keine nennenswerte weitere Reduktion der Wärmepumpenlaufzeit.
- Bei Gebäuden mit einem hohen Heizwärmebedarf und niedriger Wärmespeicherfähigkeit reicht (bei dem betrachteten Wärmeabgabekonzept) auch eine grosse spezifische Wärmepumpenleistung nicht mehr aus, um in den für Heizzwecke verfügbaren 23 Stunden pro Tag die geforderten Temperaturen zu erreichen.

Für das Bürogebäude kann im Winter ein Tagbetrieb für die Wärmepumpe für Heizzwecke zwischen 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr realisiert werden. Dies entspricht der kürzesten Tageslänge im Winter. Die Simulationen zeigen jedoch, dass die internen Lasten im Winter einen wichtigen Beitrag zum thermischen Komfort leisten. Werden sie, z.B. durch eine reduzierte elektrische Beleuchtung, effizientere oder weniger Geräte oder eine geringere Belegung vermindert, so kann dies zu längeren notwendigen Laufzeiten



der Wärmepumpe führen. In den untersuchten Varianten ist gegenüber SIA 2024:2015 der Wärmeeintrag durch die Beleuchtung über Mittag etwas reduziert.

Im Sommer sind lange Laufzeiten der Wärmepumpe zu Kühlzwecken (6⁰⁰-20⁰⁰ Uhr) und eine zusätzliche Nachtlüftung erforderlich, um einen guten thermischen Komfort zu gewährleisten. Im Hochsommer entspricht die Laufzeit von 6⁰⁰-20⁰⁰ Uhr der Zeit mit solarem Angebot, so dass trotz der langen Laufzeit eine hohe Gleichzeitigkeit mit dem Stromertrag erzielt wird. Eine grundsätzliche Reduktion der internen Lasten ist im Sommer wünschenswert, um kürzere Laufzeiten der Kühlung zu ermöglichen. Gegenüber SIA 2024:2015 wird bei den untersuchten Varianten kein Bedarf für die Beleuchtung zwischen 11⁰⁰-14⁰⁰ Uhr angenommen. Mit dem Profil gemäss SIA 2024:2015 ist der ausschliessliche Tagbetrieb der Kühlung nicht möglich; dabei ist anzumerken, dass der Betrieb der Beleuchtung in SIA 2024:2015 mit 11 Stunden zu 100 % im Sommer sehr hoch angesetzt ist.

Die Resultate für das Bürogebäude zeigen, dass

- sowohl im Sommer als auch im Winter muss der Anlagenbetrieb das Wochenende miteinschliessen.
- internen Lasten einen grossen Einfluss auf die nutzbare Flexibilität haben, die durch die thermische Masse zur Verfügung gestellt wird.
- interne Lasten im Winter und Sommer gegensätzlich Auswirkungen auf die verfügbare Flexibilität haben. Im Winter verkürzen hohe interne Lasten die tägliche Heizdauer und im Sommer verlängern sie die tägliche Kühldauer.

Grundsätzlich kann mit der Wärme- und Kälteverteilung über BKT sowohl im Winter als auch im Sommer Flexibilität in Hinblick auf die Gleichzeitigkeit mit einem möglichen Stromertrag bereitgestellt werden. Das untersuchte Bürogebäude bietet jedoch im Winter mehr Flexibilität als im Sommer.

Beide untersuchten Gebäudetypen zeigen, dass die thermische Gebäudemasse ein wichtiger Bestandteil im Rahmen der energetischen Flexibilität ist. Es lässt sich ableiten, dass die Flexibilität im Wohnbereich besser als im Bürobau zu nutzen ist, da im Bürobau die internen Lasten eine sehr grosse Rolle spielen.

9.7 Eigenverbrauch und Autarkiegrad für Bürobau

9.7.1 Methodik

Für verschiedene Betriebsvarianten eines Bürogebäudes werden mit Hilfe von dynamischen thermischen Gebäudesimulationen der Heizwärmebedarf, der Kühlkältebedarf, die EVR und der Autarkiegrad bestimmt [27]. Die Simulationen werden für den kältesten (Januar) und den wärmsten Monat (Juli) der zugrundeliegenden Wetterdaten durchgeführt.

Zur Feststellung des jährlichen Wärmebedarfs dient eine Skalierung des Verbrauchs vom Januar anhand von den Heizgradtagen für den Standort Zürich gemäss SIA 2028-C1 [42]. Der Kühlkältebedarf wird analog zum Winter für den Monat Juli aus der Pumpenlaufzeit und der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf berechnet. Zur überschlägigen Ermittlung eines Jahreswertes werden die Kühlgradtage für den Standort Zürich herangezogen. Gemäss MeteoZürich [43] treten im langjährigen Durchschnitt 85 Kühlgradtage (Tage, an denen gekühlt wird) auf.



Varianten Winter:

- #4: Heizbetrieb 7-17 Uhr, elektrische Beleuchtung 7-11 Uhr und 15-18 Uhr angeschaltet
- #5: Heizbetrieb 8-17 Uhr, elektrische Beleuchtung wie #4
- #6: Heizbetrieb 9-17 Uhr, elektrische Beleuchtung wie #4
- #7: Heizbetrieb 9-16 Uhr, elektrische Beleuchtung wie #4
- #8: Heizbetrieb 9-16 Uhr, elektrische Beleuchtung von 7-18 Uhr angeschaltet
- #9: Heizbetrieb 9-16 Uhr, elektrische Beleuchtung ausgeschaltet
- #10: Heizbetrieb 7-17 Uhr, elektrische Beleuchtung wie #4 und Vorlauftemperatur von 35 erhöht auf 45°C

Varianten Sommer:

- #9: Kühlbetrieb 7-18 Uhr, Nachtlüftung, elektrische Beleuchtung 7-8 Uhr und 17-18 Uhr, Wärmelast Geräte -20%
- #14: Kühlbetrieb 8-18 Uhr, Nachtlüftung, Kühlung ab 24°C, elektrische Beleuchtung ausgeschaltet
- #15a: Kühlbetrieb 7-18 Uhr, Nachtlüftung, elektrische Beleuchtung wie #9, Kühlung ab 24°C Massenstrom +20%
- #15: Kühlbetrieb 8-18 Uhr, Nachtlüftung, elektrische Beleuchtung wie #9, Kühlung ab 24°C Massenstrom +20%
- #16: Kühlbetrieb 6-20 Uhr, Nachtlüftung, elektrische Beleuchtung wie #9, Kühlung ab 24°C

Der PV-Ertrag wird anhand von den Strahlungsdaten aus den Klimadaten errechnet. Für die Module stehen 800 m² zur Verfügung. Die Module liegen horizontal auf dem Dach und es wird von einem Systemwirkungsgrad von 17 % ausgegangen. Die Anlage hat eine Nennleistung von 136 kW_p. Der Gesamtertrag wird gleichmässig auf die vier Stockwerke verteilt. Es wird mit folgenden Erträgen gerechnet:

- Januar: 2'481 kWh (pro Etage: 620 kWh, dies entspricht 0.6 kWh/m²)
- Juli: 9'733 kWh (pro Etage: 2'433 kWh, dies entspricht 2.4 kWh/m²)

Für die Wärmepumpe wird im Sommer als auch im Winter eine Jahresarbeitszahl von 3 angenommen.

Bei der Berechnung der EVR und des Autarkiegrades wird nur die Heizwärme- und die Kühlkälte berücksichtigt. Der Strom für den Gebäudebetrieb, z.B. die Beleuchtung wird nicht berücksichtigt.



9.7.2 Resultate

Die Ergebnisse für den Heizwärmebedarf und den Kühllkältebedarf werden anhand von Hochrechnungen für das gesamte Betriebsjahr plausibilisiert. Sowohl der Heizwärmebedarf als auch der Kühllkältebedarf liegen bei den Simulationsergebnissen im erwartbaren Bereich. Wie schon in Bezug auf den thermischen Komfort festgestellt wird, spielen im Winter die internen Lasten eine grosse Rolle. Sind sie hoch (wenn z.B. die elektrische Beleuchtung den ganzen Tag über eingeschaltet ist, #8), sinkt der Heizwärmebedarf deutlich. Der Heizwärmebedarf steigt empfindlich an, wenn die internen Lasten reduziert werden (z.B. wenn die elektrische Beleuchtung stets ausgeschaltet ist, #9). Die Differenz zwischen diesen beiden extremen Betriebsweisen liegt bei 60 % (mit #4 als Basis).

Ein hoher Bedarf tagsüber ist in Bezug auf die EVR vorteilhaft, da viel Strom im eigenen Gebäude verbraucht werden kann (#9). Negativ wirkt sich ein hoher Bedarf allerdings auf den Autarkiegrad aus, der im betrachteten Beispiel in Abhängigkeit von einem hohen Heizwärmebedarf und langen Betriebszeiten für die Heizung mit einer eher tiefen PV-Produktion sinkt. Insgesamt sind bei dem Autarkiegrad ein tiefer Bedarf (#8) und kürzere Heizzeiten während des Tages vorteilhaft (#7). Ob an allen Werktagen inkl. Wochenende oder nur an den Werktagen geheizt wird, wirkt sich mit einer Verminderung des Heizwärmebedarfs um 10 % aus. Die Betrachtungen des thermischen Komforts zeigen, dass eine Beheizung des Gebäudes von Sonntag bis Freitag erforderlich ist. Eine hohe Anzahl von Wochentagen an denen die Heizung in Betrieb ist, sorgt für eine hohe EVR.

Im Sommer sind die erreichbaren EVR-Raten und die Autarkiegrade naturgemäss deutlich höher als im Winter. Vorteilhaft sind hier lange Betriebszeiten für die Kühlung wie bei #15 (bei entsprechend vorhandenem Strahlungsangebot). Dies deckt sich erfreulicherweise mit der Notwendigkeit, das Gebäude im Hochsommer möglichst lang und während aller Wochentage zu kühlen.

Die dargestellten EVR beziehen sich nur auf den Strombedarf der Wärmepumpe, der Strom für die Geräte und Beleuchtung wird nicht berücksichtigt. Vergleicht man die Höhe der Eigenverbrauchsrate im Winter (ca. 50 %) und im Sommer (ca. 85 %), dann fällt auf, dass die EVR im Sommer deutlich höher ist. Im Winter stehen noch ca. 0.31 kWh/m² und im Sommer ca. 0.36 kWh/m² für Geräte und Beleuchtung zur Verfügung. Obwohl die EVR im Sommer höher ist als im Winter steht noch mehr PV-Ertrag für Geräte und Beleuchtung zur Verfügung, da der Gesamtertrag vier mal so hoch ist. Bei einem Einbezug von Geräten und Beleuchtung würden damit EVR und auch der Autarkiegrad noch steigen.



10 Flexibilität von Arealen

10.1 Einführung

Die Flexibilität von Arealen besteht darin, dass die Gebäude untereinander kommunizieren und Energie austauschen können, bevor es zur Interaktion mit der lokalen Trafostation kommt. Das Netz im Areal wird in diesem Projekt als Kupferplatte dargestellt. Der PV-Überschuss aus den einzelnen Gebäuden wird dem Areal zur Verfügung gestellt, so dass er von Gebäuden ohne PV-Anlage genutzt werden kann, bevor er ins Netz eingespeist wird. Über ein Multi-Agent System (MAS) mit Gebäudeagenten und einem Quartiercoordinator, der auch den Zustand der Trafostation kennt, werden die einzelnen Wärmepumpen für Heizen und Warmwasser an- und ausgeschaltet und Batterien be- und entladen, so dass die Residuallast an der Trafostation reduziert bzw. geglättet werden kann. Die Residuallast ist hier definiert als die durch das Areal induzierte verbleibende Stromlast an der Trafostation. Der Vergleich mit/ohne Agenten zeigt die Flexibilität des Areals auf. Ziel ist es, die Kapazität der Trafostation nicht zu überschreiten. Gelingt dies, wird das Areal netzdienlich betrieben.

Untersucht werden drei Quartiertypen in Anlehnung an [44]:

- Typ C – Ein- und Zweifamilienhäuser mit geringer Dichte (187 Wohneinheiten in 157 Gebäuden)
- Typ E/F – Reihenhaussiedlung und Zeilenbebauung mittlerer Dichte (430 Wohneinheiten in 193 Gebäuden)
- Typ G – Blockbebauung (373 Wohneinheiten in 5 Gebäuden)

Die Anzahl der Gebäude und Wohnungen sind an reale Quartiere in Basel angepasst.

10.2 Lastprofile

Aus einem verfügbaren Satz von 348 Smart-Meter Jahresdatensätzen (15 min Auflösung) für Haushaltsstrom wird den einzelnen Wohnungen zufällig ein Datensatz zugewiesen und für alle Varianten verwendet. Der mittlere jährliche Haushaltsstrombedarf (Geräte, Beleuchtung) beträgt für die verschiedenen Quartiertypen:

- Typ C: Ø 3'509 kWh/a und Wohneinheit
- Typ E/F: Ø 2'174 kWh/a und Wohneinheit
- Typ G: Ø 1'517 kWh/a und Wohneinheit

Die Zusammensetzung der Basler Haushalte teilt sich wie folgt auf [45]: 47 % der Haushalte in Basel-Stadt sind Einzelhaushalte, 23 % der Haushalte beinhalten Kinder und 30 % der Haushalte sind Paare ohne Kinder. 13 verschiedene Warmwasserzapfprofile werden mit dem «Loadprofilegenerator» [24] entsprechend der Haushaltszusammensetzung erstellt und zufällig verteilt. Die Zapfprofile bleiben für alle Varianten unverändert.

Mehrere Szenarien werden für die Quartiere untersucht. Die Basisdaten befinden sich in Tabelle 11.



Tabelle 11 Basisdaten für die Quartiertypen C, E/F und G.

	Typ C		Typ E/F		Typ G	
	heute	2035	heute	2035	heute	2035
Durchdringung						
- el. Boiler	26%/Weh	-	26%/Weh	-	-	-
- Wärmepumpe	6%	50% / 100%	6%	50% / 100%	-	60% / 100%
- Photovoltaik	50 kWp, 6%	694 kWp, 80%	215 kWp, 6%	684 kWp, 80%	-	225 kWp, 100%
- Batterie (Nennkap.)	-	437 kWh, 50%	-	548 kWh, 50%	-	157 kWh, 60%
Elektroauto	8 kWh/Weh	243 kWh/Weh	8 kWh/Weh	243 kWh/Weh	8 kWh/Weh	243 kWh/Weh
PV-Ertrag	53 MWh/a	731 MWh/a	182 MWh/a	610 MWh/a	-	206 MWh/a
Gesamtbedarf	823 MWh/a	884 / 1'000 MWh/a	1'298 MWh/a	1'308 / 1'777 MWh/a	730 MWh/a	850 / 1'300 MWh/a
PV Ertrag/Gesamtbedarf	6%	83% / 73%	14%	47% / 34%	-	24% / 16%

- Das Szenarium «heute» bildet den Basisfall
- Das Szenarium für das Jahr «2035» enthält mehrere Varianten:
 - Durchdringung mit Photovoltaik: Typ C und E/F: 80 %, Typ G: 100 %
 - Durchdringung mit Wärmepumpen: Typ C und E/F: 50 %/100 %, Typ G: 60 %/100 %
 - Durchdringung mit Batterien: Typ C und E/F: 50 %, Typ G: 60 %

Im Szenario «heute» verfügen 26 % der Wohnungen von Typ C und E/F über einen elektrischen Boiler zur Warmwassererwärmung [46]. In den übrigen Fällen wird davon ausgegangen, dass das Warmwasser durch den entsprechenden Wärmeerzeuger (Wärmepumpe oder nicht elektrisch) bereitgestellt wird (Tabelle 11). Die Temperaturen im Warmwasserspeicher werden mit einem 8-Schichten-Modell, basierend auf Messungen an einem 300 l Speicher, berechnet. Das Modell ist für Speichergrössen von 600 l und 1000 l extrapoliert.

Für Gebäude mit einer Wärmepumpe wird ein Heizwärmebedarf von 35 kWh/(m² a) angenommen. Der Bedarf an Heizwärme wird aufgrund der Raumtemperatur im Gebäudemodell (RC-Glied) in Abhängigkeit von der Aussenlufttemperatur und der Vorlauftemperatur berechnet. Die Heizleistung ist abhängig von der Quelltemperatur und auf eine max. Heizleistung je nach Gebäudegrösse begrenzt. Der durchschnittliche COP für die Wärmepumpen für Heizen und Warmwasserbereitung beträgt 3.7/2.6 für Luft/Wasser und 4.9/2.9 für Sole/Wasser. Es wird eine Verteilung von 60 % Luft-Wasser und 40 % Sole-Wasser Wärmepumpen angenommen.

Die Elektromobilität wird in Form von geladenem Fahrstrom im Quartier gemäss [47] berücksichtigt.

Die Grundannahmen für die PV-Ertragsberechnung sind: 6.5 m²/kWp, $\eta_{\text{Modul}} = 18 \%$, $\eta_{\text{SYS}} = 85 \%$. Die Ausrichtung ist SO, S oder SW bei einer Neigung von 30°. Die Ausrichtungen und die zur Verfügung stehenden Dachflächen sind an die Gebäude in den realen Quartieren angelehnt. Die Charakteristik der Quartiere in Bezug auf die Grösse der PV-Anlagen im Verhältnis zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen pro Gebäude ist unterschiedlich:

- Typ C: grosse Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen
- Typ E/F: kleine Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen
- Typ G: sehr kleine Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen

Dies führt zu sehr unterschiedlichen Verhältnissen von PV-Ertrag zu Gesamtstrombedarf. Der PV-Ertrag bezogen auf den Jahresstrombedarf der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität ist in Abbildung 39 gezeigt. Bei Quartiertyp C ist das Verhältnis PV-Ertrag zu Gesamtstrombedarf aufgrund



der grösseren Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen durchgängig deutlich höher als bei Typ E/F und G. Ebenfalls ist der Einfluss der Wärmepumpendurchdringung zu sehen. Je grösser die Durchdringung, desto geringer ist das Verhältnis von PV-Ertrag zu Jahresstrombedarf, da der Strombedarf steigt.

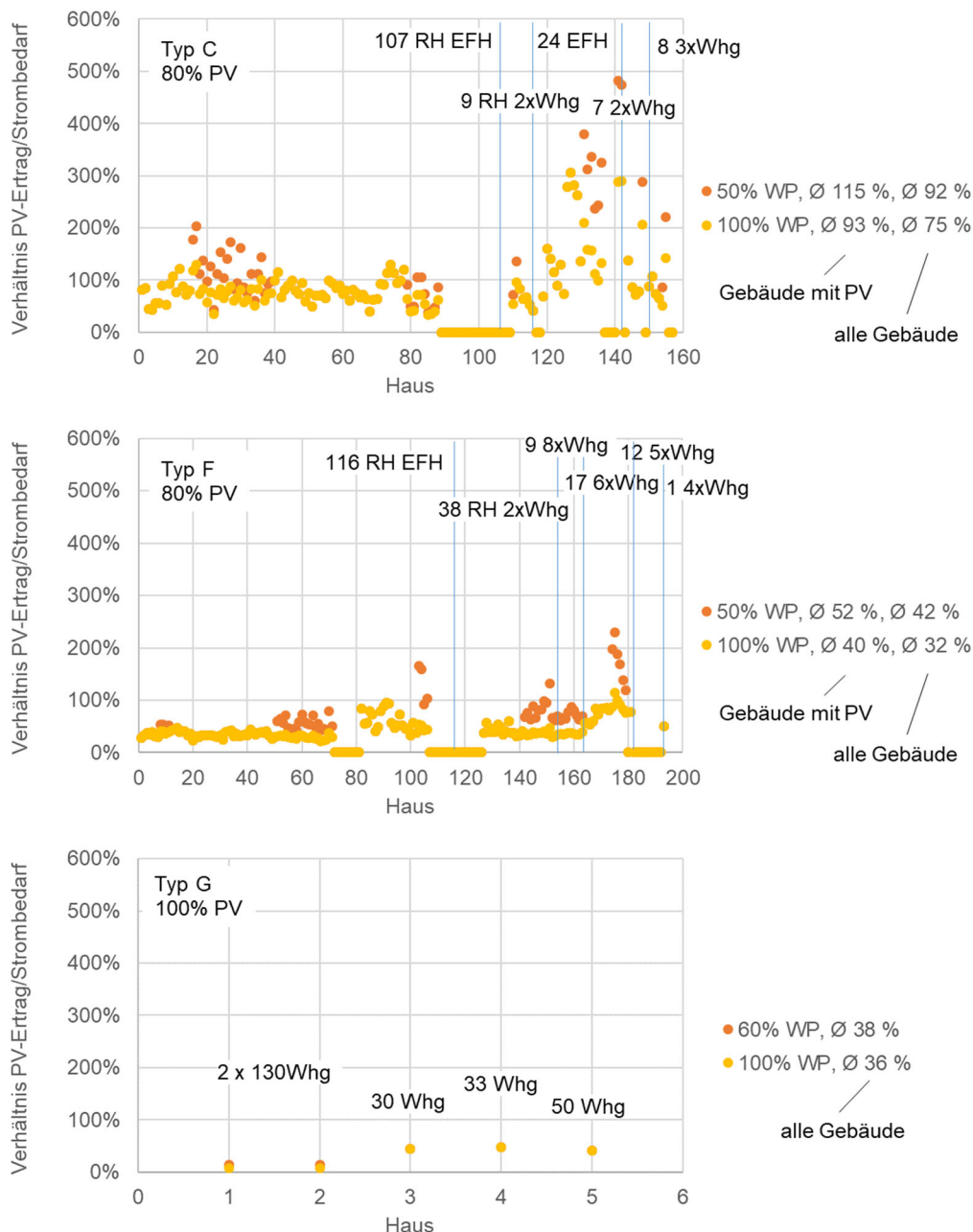


Abbildung 39: Verhältnis des PV-Ertrags zum Strombedarf der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität mit 50 %, 60 % und 100 % Wärmepumpendurchdringung bei 80 % bzw. 100 % Durchdringung mit PV-Anlagen (oben: Typ C, mitte: Typ E/F, unten: Typ G).



Für eine Variante von Szenario «2035» wird angenommen, dass 50 % bzw. 60 % der Gebäude eine Batterie aufweisen. Da nur Gebäude mit PV-Anlage eine Batterie zugewiesen bekommen, verfügen 63 % bzw. 60 % der Gebäude mit PV-Anlage über eine Batterie. Die Daten für die Batterien sind folgende: min/max. SOC: 20 %/98 %, Start SOC: 20 %, Lade-/Entladeleistung: 100 % der max. Kapazität, Lade-/Entladeverlust: 2 %, Verlust Selbstentladung: 1 %/Monat. Die Batterien haben einen deutlichen Einfluss auf den Autarkiegrad und den Eigenverbrauch der Gebäude (Abbildung 40).



Abbildung 40: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsraten der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität mit verschiedenen Wärmepumpen, PV und Batterie-Durchdringungen (oben: Typ C, mitte: Typ E/F, unten: Typ G).

10.3 Methodik

Der PV-Ertrag wird im Gebäude zu erst verwendet, um den eigenen Bedarf und die eigene Batterie zu speisen. Ist danach noch Überschuss vorhanden, wird dieser an die anderen Gebäude weitergeleitet. Kann der gesamte PV-Ertrag nicht im Quartier genutzt werden, wird er in das Netz eingespeist. Ist zu wenig PV-Ertrag vorhanden und sind die Batterien leer, wird vom Netz bezogen. Um Bezugs- und Einspeisespitzen zu vermeiden, können über ein Multi-Agent System Wärmepumpen bzw. el. Boiler der einzelnen Gebäude an-/ausgeschaltet und Batterien ge-/entladen werden. Das Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) des MAS hat das Ziel, die Gebäude so zu steuern, dass die Residuallast die Grenzen der Trafostation nicht überlastet. Damit werden die Gebäude netzdienlich betrieben.

Jedes Gebäude verfügt über einen Agenten, der den Zustand des Gebäudes kennt und bei Bedarf die schaltbaren Verbraucher steuert. Die Agenten teilen dem Quartiercoordinator den Strombedarf des Gebäudes mit und können aufgrund des aktuellen Gebäudezustandes und zukünftig erwarteten



Zustandes (bei gleichbleibender An-/Ausstellung der Wärmepumpe) dem Coordinator Angebote übermitteln, ob z.B. die Wärmepumpe an- oder ausgeschaltet werden kann. Der Coordinator vergleicht die Residuallast des Quartiers mit den Grenzen der Trafostation. Wird die erlaubte Auslastung der Trafostation durch die Residuallast nicht gefährdet, signalisiert der Coordinator den Gebäudeagenten, dass keine Änderungen notwendig sind. Wird die Auslastung der Trafostation jedoch gefährdet, prüft der Coordinator die Angebote der Gebäude und entscheidet, welche Angebote realisiert werden und informiert die entsprechenden Gebäudeagenten. Mit diesem DSM kann die Residuallast an der Trafostation beeinflusst werden.

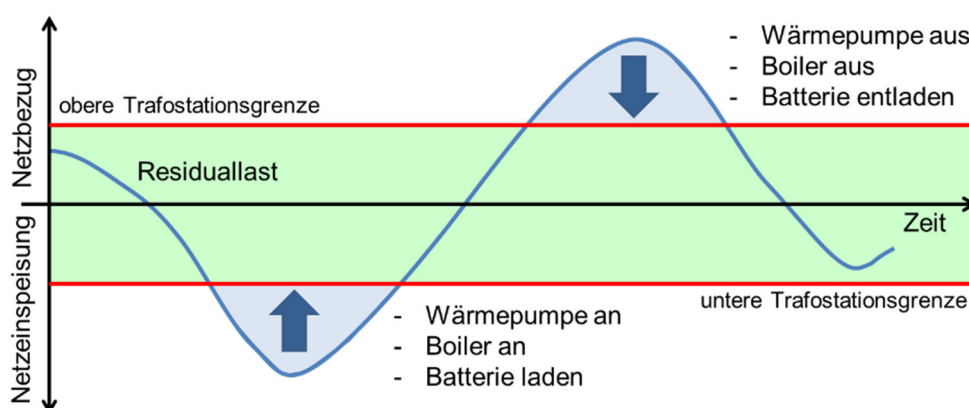


Abbildung 41: Methode des Demand Side Managements: Droht eine Trafostationsgrenze überschritten zu werden, werden über das Multi-Agent System Wärmepumpen bzw. el. Boiler an-/ausgeschaltet oder Batterien ge-/entladen

10.4 Resultate

Typ C

In Abbildung 42 ist die Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp C dargestellt. Das obere Diagramm enthält die Varianten mit einer 50 % Wärmepumpendurchdringung und das untere Diagramm die Varianten mit 100 % Wärmepumpendurchdringung. Die Variante mit der heutigen Anzahl an Wärmepumpen, Elektroboiler und Photovoltaik ist vergleichend eingetragen (blaue Linie).

- Im heutigen Ausbauzustand ist die Trafostation (400 kVA) rund die Hälfte des Jahres zwischen 10-20 % ausgelastet (blaue Linie). Es gibt keine Netzeinspeisung, d.h. der PV-Ertrag wird komplett im Quartier verbraucht.
- Bei einem Ausbau an Photovoltaik (80 % der Gebäude mit PV) kann vom PV-Ertrag nicht alles zeitgleich im Quartier genutzt werden, es wird in das Netz eingespeist. Zum Teil ist die Einspeisung höher als das Trafoband erlaubt. Der Einsatz von Batteriespeichern kann die Überlastung nicht reduzieren.
- Mit Hilfe des Multi-Agent Systems kann durch das DSM bei einer Durchdringung mit 50 % Wärmepumpen die Auslastung des Netzbezugs reduziert werden, so dass die Grenze für den Netzbezug nicht mehr überschritten wird. Bei einer 100 % Wärmepumpendurchdringung ist dies nicht mehr möglich. Die Überschreitungen sind zu gross.

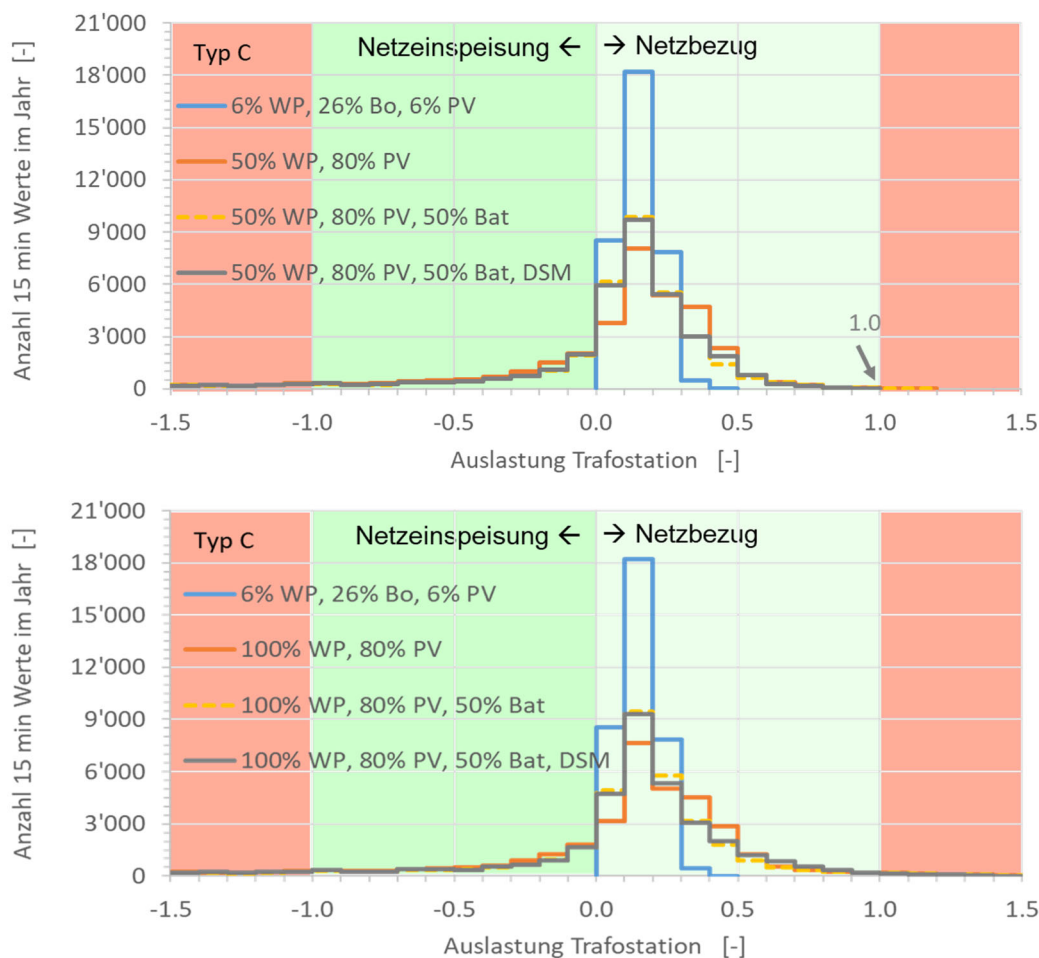


Abbildung 42: Quartiertyp C: Auslastung der Trafostation in Abhängigkeit von der Wärmepumpendurchdringung (oben: 50 % WP, unten 100 % WP).

Zur Verdeutlichung der Einflüsse von Batterien und DSM sind verschiedene Jahresverläufe der Trafoauslastung in Abhängigkeit von der Residuallast für Varianten «100 % Wärmepumpe» in Abbildung 43 dargestellt. Die negativen Überlastungen (Netzeinspeisung) der Trafostation treten nur in dem Zeitraum April bis Anfang September auf (blau). Sie resultieren aus dem Überschuss des PV-Ertrags. In den Monaten November bis März treten nur positive Überlastungen (Netzbezug) an der Trafostation auf. Sie ergeben sich aus dem Strombedarf im Winter, wenn wenig bis kein PV-Ertrag zur Verfügung steht (blau).

Es ist zu erkennen, dass die Batterien insbesondere im Frühjahr, Sommer und Herbst die positive Trafoauslastung durch den Netzbezug leicht reduzieren (orange). Im Frühjahr und Herbst wird auch die negative Trafobelastung durch eine Reduktion der Netzeinspeisung verringert. Im Winter sind die Batterien leer, so dass die Auslastung durch den Netzbezug nicht reduziert werden kann. Im Sommer sind die Batterien meist voll und können somit die Auslastung der Netzeinspeisung nicht reduzieren. Mit DSM (gelb), reduziert sich die Auslastung für den Netzbezug und die Netzeinspeisung im Sommer nur minimal. Im Winter kann die Auslastung für den Netzbezug jedoch deutlich reduziert werden. Dies ist die Folge der, durch das DSM, koordinierten Wärmepumpensteuerung.

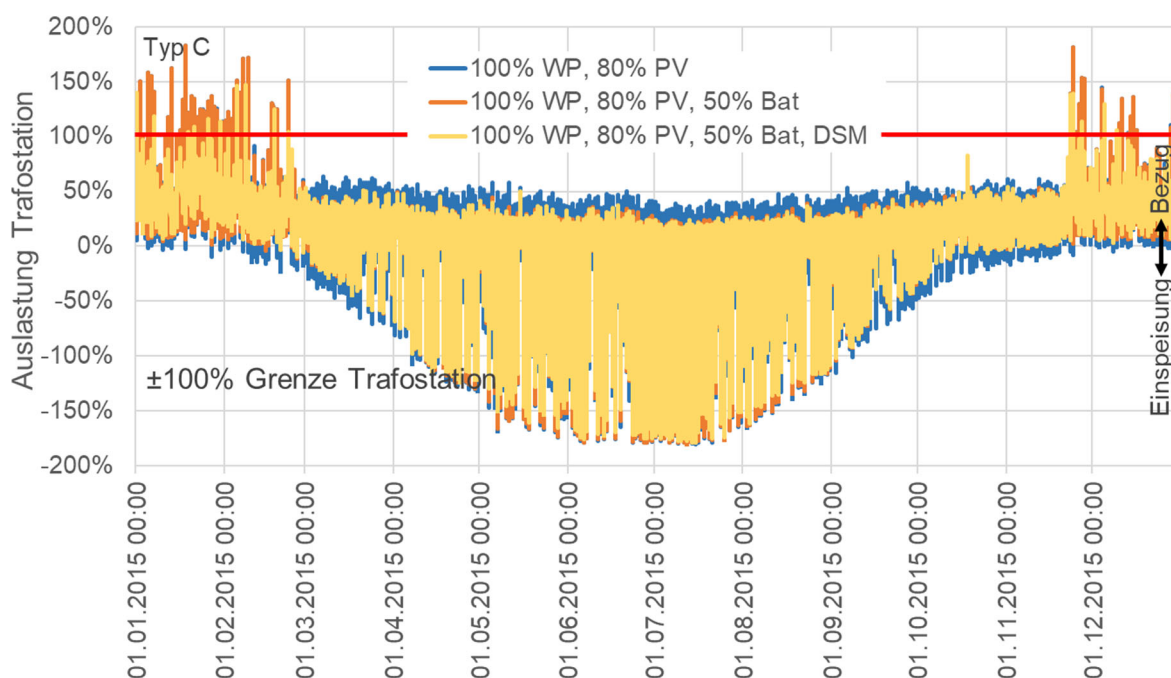


Abbildung 43 Verschiedene Varianten von «100 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C, Einfluss von Batterie und DSM.

Es ist ebenfalls gut zu erkennen, dass die Bezugs- und Einspeisespitzen der Trafoauslastung durch die Batterien praktisch nicht abgefangen werden können. Zurückzuführen ist dies darauf, dass sie zu den entsprechenden Zeiten entweder ganz voll oder leer sind. Im Sommer könnte ein besseres Lademanagement der Batterien helfen, die Netzeinspeisung zu regulieren. Die Batterien sollten über Nacht in das Netz einspeisen und komplett entladen werden, so dass am nächsten Tag die volle Kapazität wieder zum Laden zur Verfügung steht. Das Einspeichern in die Batterien am Tag müsste gezielt so gesteuert werden, dass die Einspeisepeaks abgefangen werden.

Abbildung 44 zeigt exemplarisch eine Detailansicht einer Winterwoche ohne/mit DSM für die Variante «100 % WP, 80 % PV, 50 % Bat». Während ohne DSM die Trafostation an sechs Tagen überlastet wird (orange), reduziert sich dies mit DSM auf einen Tag (gelb, Abbildung 44 oben). Das DSM beeinflusst das Energiebedarfsprofil der Wärmepumpen stark (Abbildung 44, unten). Dies ist bedingt durch den verwendeten Steuerungsalgorithmus: der aktuelle An-/Auszustand der Wärmepumpe wird so lange beibehalten, bis entweder eine kritische Temperatur erreicht ist (Gebäude zu warm/kalt) oder das Angebot zum Aus-/Anschalten akzeptiert wird (Flexibilität wenn, Gebäude im gewünschten Temperaturband ist). Wird der An-/Auszustand geändert, wird dieser wieder beibehalten, bis eine neue Situation das Aus-/Anschalten erfordert. Dies führt zu einem unterschiedlichen Energieprofil der Wärmepumpen ohne/mit DSM.

Mit DSM steigt der Energiebedarf für die Wärmepumpen um 5% an, während sich der maximale Energiebezug für die Wärmepumpen um 23% reduziert.

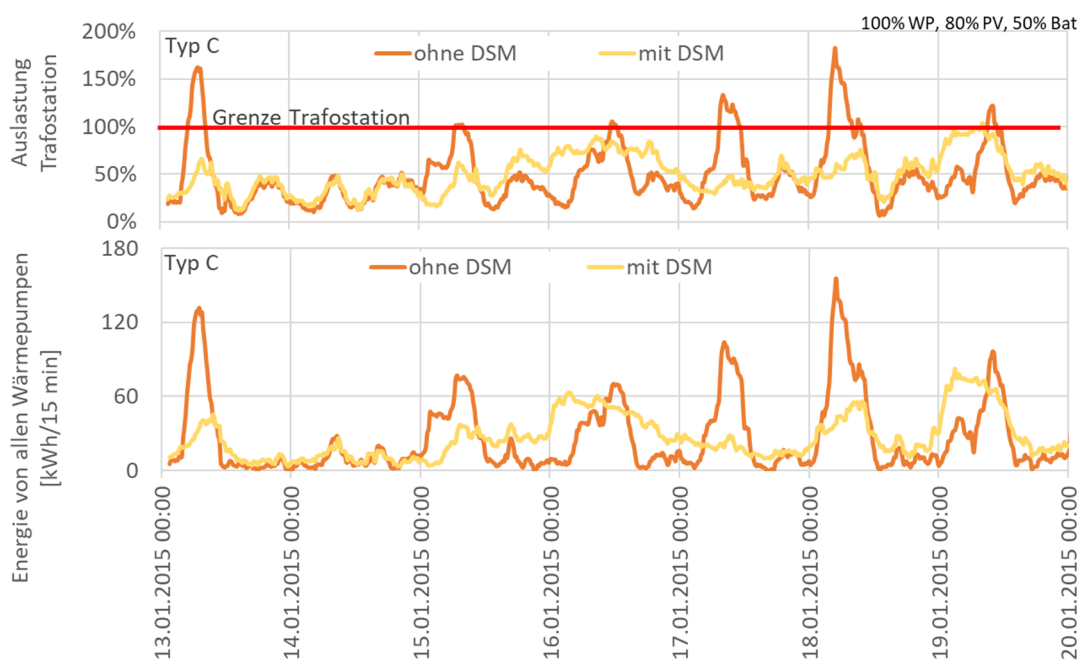


Abbildung 44 Winterwoche ohne/mit DSM für die Variante «100 % WP, 80 % PV, 50 % Bat», oben: Auslastung der Trafostation, unten: Energiebedarf der Wärmepumpen.

Typ E/F

Die Auslastung der Trafostation (630 kVA) für Typ E/F ist in Abbildung 45 dargestellt. Das obere Diagramm zeigt die Resultate für die Variante 50 %, das untere für 100 % Wärmepumpendurchdringung. Die Variante mit der heutigen Anzahl an Wärmepumpen, Elektroboiler und Photovoltaik ist wieder vergleichend eingetragen (blaue Linie).

- Bei dem heutigen Ausbau weist die geringe negative Auslastung darauf hin, dass schon heute überschüssiger PV-Ertrag in das Netz eingespeist wird.
- Der Ausbau auf 80 % PV bewirkt eine starke Zunahme der negativen Auslastung der Trafostation, da der PV-Überschuss vom Trafo aufgenommen werden muss. Die Trafostation wird fast komplett ausgelastet. Der PV-Ausbau ist aber mit heutiger Technik noch unkritisch.
- Der Strombedarf für eine Durchdringung mit 50 % Wärmepumpen entspricht in etwa dem Bedarf für 6 % Wärmepumpen und 26 % Elektroboiler. Bei einer Wärmepumpendurchdringung von 100 % steigt der Netzbezug stark an und die Trafostation wird überlastet. Die Trafolimit kann auch durch DSM nicht eingehalten werden.
- Wie beim Quartiertyp C reduzieren Batterien die generelle Auslastung für Netzbezug und die Netzeinspeisung, können jedoch nicht die Spitzen abfangen.

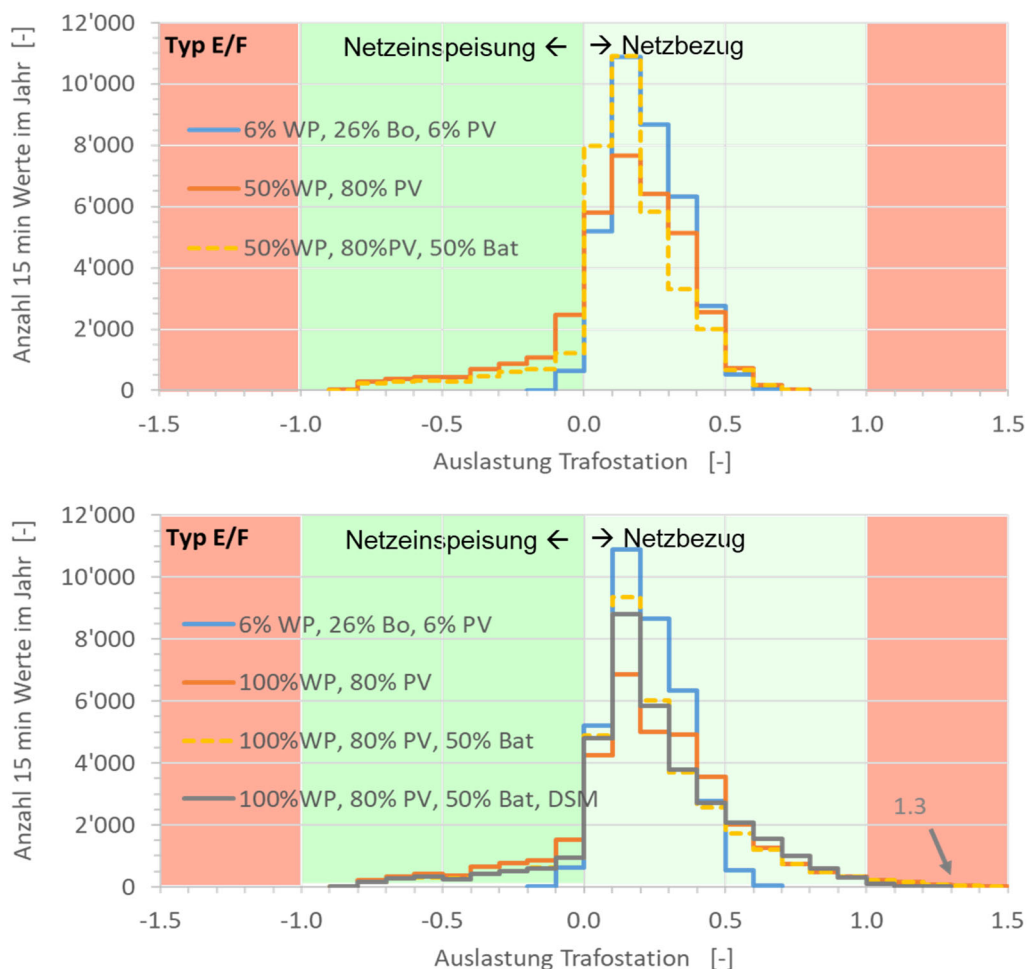


Abbildung 45: Quartiertyp E/F: Auslastung der Trafostation in Abhängigkeit von der Wärmepumpendurchdringung (oben: 50 % WP, unten 100 % WP).

Abbildung 46 zeigt die Auslastung der Trafostation im Jahresverlauf für verschiedenen Varianten von Typ E/F mit 100 % Wärmepumpendurchdringung. Grundsätzlich sind die Verläufe sehr ähnlich wie bei Quartiertyp C (Abbildung 43). Da das Verhältnis von Dachfläche zu Wohneinheit bei Typ E/F geringer als bei Typ C ist, gilt dies auch für das Verhältnis von PV-Ertrag zu Strombedarf. Ein grosser Teil des PV-Ertrags wird bei Typ E/F direkt im Quartier genutzt, was sich in der Auslastung der Trafostation im Sommer zeigt. Es wird zwar PV-Überschuss eingespeist, aber die Trafostation wird dadurch nicht überlastet. Im Winter sieht man deutlich den Einfluss des DSM. Ohne DSM ist die Trafostation häufig überlastet (orange), während mit DSM die Anzahl und Höhe der Überlastung deutlich zurückgeht (gelb).

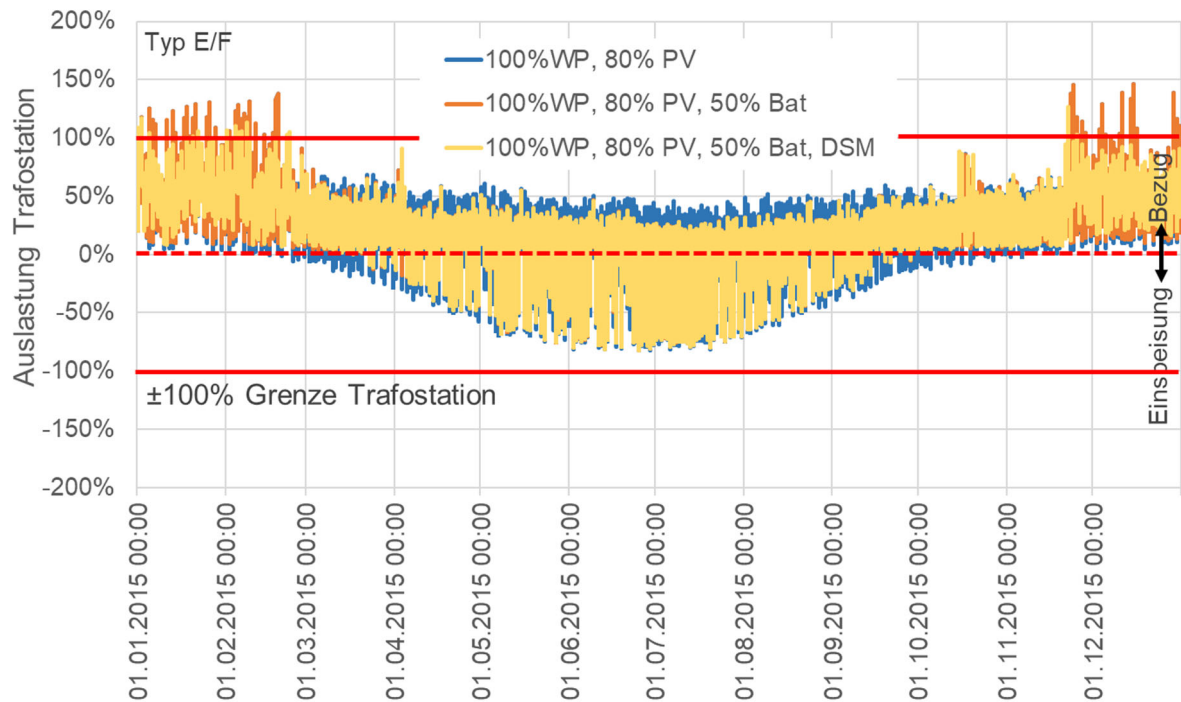


Abbildung 46 Verschiedene Varianten von «100 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp E/F, Einfluss von Batterie und DSM.

Typ G

Abbildung 47 zeigt die Auslastung der Trafostation (630 kVA) für Quartiertyp G mit 60 % bzw. 100 % Wärmepumpendurchdringung. Der heutige Zustand ist vergleichend eingetragen (blaue Linie).

- Heute bezieht Typ G nur Strom vom Netz. Die Auslastung der Trafostation ist unkritisch.
- Der Ausbau auf 100 % PV (Dachanlagen) führt zu einer geringen Auslastung bei der Netzeinspeisung, die jedoch unkritisch ist.
- Mit steigender Wärmepumpendurchdringung steigt die Auslastung für den Netzbezug. Bei einer Durchdringung von 100 % ist die Trafostation überlastet. Mit dem DSM kann der Überlastung entgegengewirkt werden.

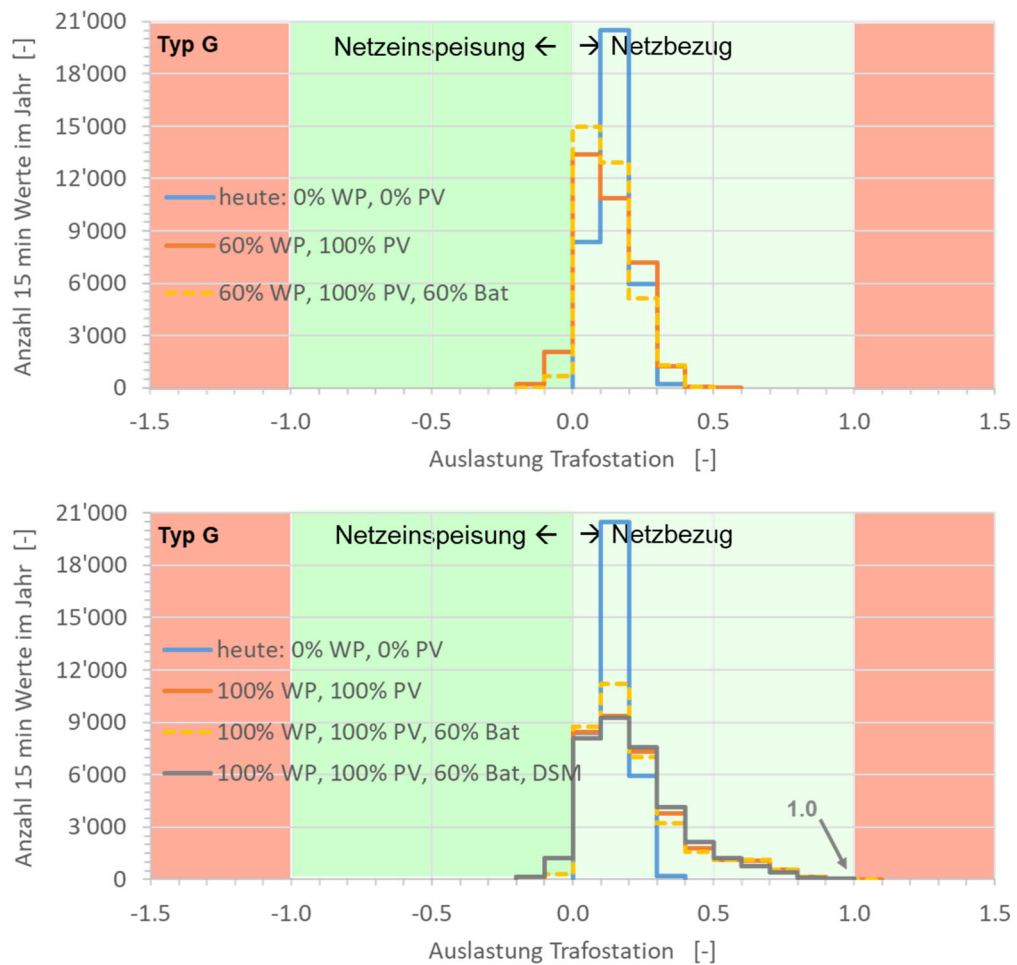


Abbildung 47: Quartiertyp G: Auslastung der Trafostation in Abhängigkeit von der Wärmepumpendurchdringung (oben: 60 % WP, unten 100 % WP).

Die Jahresverläufe für verschieden Varianten von Typ G mit 100 % Wärmepumpendurchdringung sind in Abbildung 48 dargestellt. Deutlich zeigt sich der geringe PV-Ertrag im Verhältnis zum Strombedarf, in dem die Auslastung der Trafostation auf der Einspeiseseite sehr gering ist. Fast der gesamte PV-Ertrag wird im Quartier direkt verbraucht. Durch die Batterien wird die Einspeisung nochmals reduziert. Ohne DSM wird die Auslastungsbezugsgränze der Trafostation nur wenige Male im Winter überschritten. Durch das DSM kann dies verhindert werden.

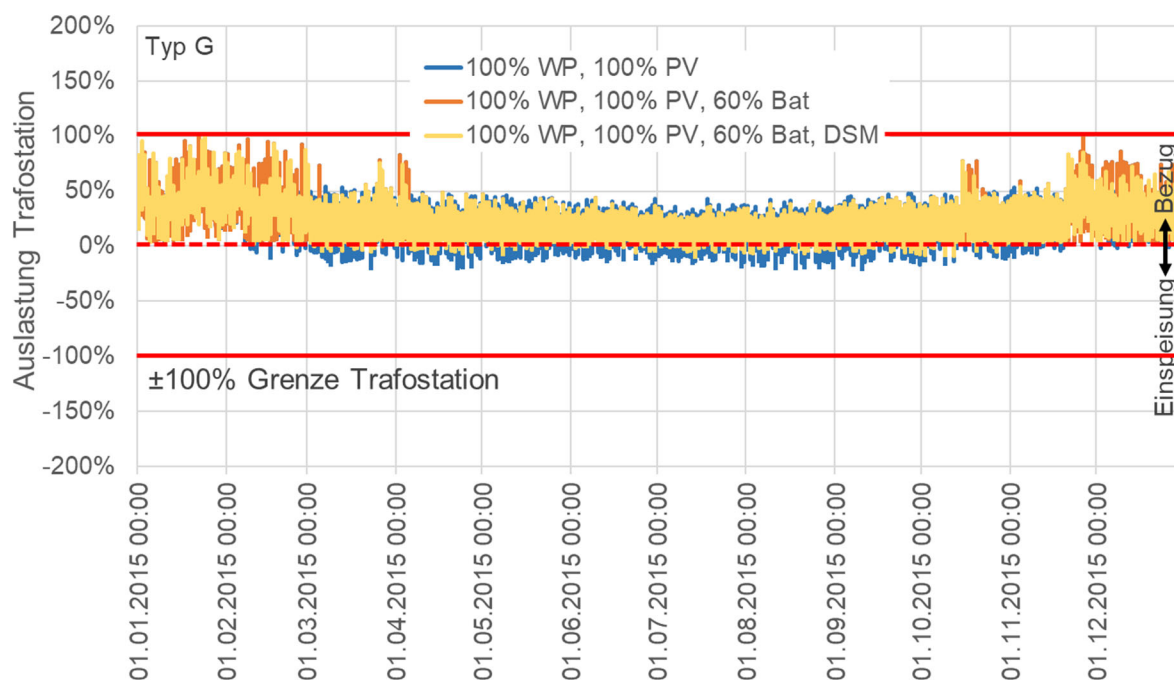


Abbildung 48 Verschiedene Varianten von «100 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp G, Einfluss von Batterie und DSM.

10.5 Fazit

Aus den Quartierbetrachtungen können folgende generelle Aussagen abgeleitet werden:

- Wenig dicht bebaute Quartiere mit einzelstehenden Ein-/Zweifamilienhäusern verfügen über grosse Dachflächen. Wird diese komplett für PV-Anlagen genutzt, führt dies zu sehr hohen PV-Erträgen, die im Quartier nicht zeitgleich verbraucht werden können. Gerade im Sommer ergibt dies einen sehr grossen PV-Überschuss, der in das Netz eingespeist wird.
- Bei dichter gebauten Quartieren mit wenig Dachfläche im Verhältnis zur Anzahl der Wohnungen ist das Verhältnis von PV-Ertrag zu Strombedarf geringer. Dies führt dazu, dass im Sommer weniger PV-Überschuss vorhanden ist, was zu weniger Netzeinspeisung führt. Die Auslastung der Trafostation ist geringer.
- Das DSM zeigt seine Möglichkeiten insbesondere im Winter, wenn durch die Wärmepumpen eine grosse Menge an flexibler, verschiebbarer Energie zur Verfügung steht. Durch das koordinierte Steuern der Wärmepumpen für Heizung und Warmwasser kann der Netzbezug deutlich beeinflusst werden. Der gesamte Energiebezug durch die Wärmepumpen steigt mit DSM leicht an, während die maximal bezogene Energie sinkt.
- Die Einspeisespitzen können durch das DSM nicht reduziert werden, da im Sommer bei hohem PV-Ertrag zu wenig verschiebbare Energie zur Verfügung steht. Die Wärmepumpen werden im Sommer nur für die Warmwasserbereitung verwendet. Die Batterien weisen im Sommer generell einen hohen Ladezustand auf. Sie werden über Nacht nicht komplett geleert



und somit steht am nächsten Tag wenig freie Kapazität zur Verfügung, um weiteren PV-Ertrag aufzunehmen.

- Die Batterien helfen insbesondere in den Sommermonaten den Netzbezug in den Abend- und Nachtstunden zu reduzieren. In den Übergangsmonaten reduzieren sie zusätzlich die Netzeinspeisung.
- Die betrachtete Batterieregelung kann verbessert werden, indem die Batterie auch über das Quartier hinaus Strom bereitstellt und damit über Nacht via Netz entladen wird. Die Praktikabilität dieses Vorgehens ist zu prüfen.

Das verwendete Programm « SmartStability » wurde weitestgehend über ein anderes Forschungsprojekt [48] entwickelt. Die Arbeiten für die Berechnungen und Auswertungen wurden von diesem Projekt unterstützt. « SmartStability » verwendet Grundlagen aus dem Eigenverbrauchstool «EnerFlex», welches im Verlauf dieses Projekts entwickelt wurde.



11 Eigenverbrauch versus Netzdienlichkeit

11.1 Hintergrund

Durch den stetig steigenden, aber fluktuierenden Anteil an erneuerbaren Energien in den Stromnetzen wird neben der Höhe des Strombezugs bzw. der Netzeinspeisung auch das zeitliche Bezugs- und Einspeiseprofil immer wichtiger. In diesem Zusammenhang ist das zeitliche Lastmanagement (Demand Side Management DSM) ein wichtiges Instrument. Mit gezieltem Aktivieren bzw. Abschalten von elektrischen Verbrauchern werden die Lastprofile so verändert, dass diese den Strombedarf z.B. aus Spitzenlastzeiten zu Niedriglastzeiten oder in Stunden mit Solarertrag verschieben. Die Laststeuerung erfolgt in den meisten Fällen aus Sicht der Gebäudebetreiber nach

- Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades und/oder der
- Minimierung der Stromkosten.

Für den Netzbetreiber hat die Laststeuerung andere Ziele, z.B.

- Ausgleich von Netzschwankungen
- Vermeidung von Peakbezug und -einspeisung

Ein Gebäude, welches mit seiner Laststeuerung einen für das Netz günstigen Einfluss erzielt, wird als «netzdienlich» bezeichnet. Es wird untersucht, ob die Ziele von Gebäude- und Netzbetreiber kontraproduktiv sind oder nicht.

Es wurde schon mehrfach gezeigt, dass in Wohngebäuden die Wärmepumpe bzw. Warmwasserboiler die einzigen grossen, flexibel steuerbaren Verbraucher sind. In dem hier beschriebenen Projekt wird die Flexibilität der Wärmepumpenlaufzeit im Zusammenhang mit folgenden Führungsgrössen (penalty signals) untersucht:

- Optimierung der Stromkosten bei Hoch-/Niedertarif
- Regelung nach Spotmarktpreisen (Annahme: Ein tiefer Spotmarktpreis bedeutet ein Stromüberschuss im Netz und es ist für das Netz vorteilhaft, Verbraucher in diesen Zeiten zu aktivieren)
- Regelung nach CO₂-eq. Emissionskoeffizienten des Strommixes (Annahme: Ein tiefer CO₂-eq. Koeffizient des Strommixes bedeutet einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien (EE) im Netz und es ist für das Netz vorteilhaft, Verbraucher in diesen Zeiten zu aktivieren, damit die EE nicht gespeichert oder gar abgeregelt werden müssen)
- Optimierung des Eigenverbrauchs (hohe Eigennutzung des eigenen Photovoltaikertrages führt zu geringeren Bezugs- und Einspeisemengen und –spitzen)

Mit einer thermischen Gebäudesimulation inkl. integrierter expliziter Anlagentechnik wird der Einfluss o.g. Führungsgrössen untersucht auf:

- das Flexibilitätspotential (Vergleich verschiedener Flexibilitätskenngrössen),
- die Stromkosten,
- die CO₂-eq. Emissionen und
- den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad.



Der Vergleich zwischen der Führung der Wärmepumpe nach Wärmebedarf (Basisfall) und den o.g. Grössen weist das Flexibilitätspotential des Gebäudes aus. Die Ergebnisse geben Antworten auf folgende Fragen:

- Wie beeinflussen verschiedene Führungsgrössen die Netzinteraktion und die Stromkosten?
- Welchen Einfluss hat die Optimierung einer Führungsgrösse auf die anderen?
- Wird die Flexibilität durch die Behaglichkeitsanforderungen eingeschränkt?
- Widersprechen sich die Ziele der Netz- und Gebäudebetreiber?

11.2 Führungsgrössen

11.2.1 Hoch-/Niedertarif

Viele Stromlieferanten verfügen über einen Hoch- und Niedertarif (Tabelle 12). Wird das Gebäude ohne Photovoltaikanlage nach Strompreisen optimiert, werden die Verbraucher vermehrt in den Niedertarifzeiten betrieben: d.h. an Wochentagen bei den heute üblichen Tarifstrukturen in den Nachtstunden und am frühen Morgen sowie am Wochenende zu allen Tageszeiten. Die Preisstruktur ist an den heutigen Erzeugerpark angepasst. Die Grundlastkraftwerke, wie z.B. Atomkraftwerke, laufen rund um die Uhr und da in der Nacht Stromabnehmer fehlen, wird der Strom günstig angeboten, um den Absatz zu steigern. Diese Tarifstruktur verschiebt den kostenoptimierten Verbrauch in die Nachtstunden. Für die Lastverschiebung wird der Hoch- und Niedertarif der IWB Industrielle Werke Basel von 2020 verwendet (Tabelle 13).

Tabelle 12 Zeitplan von Hochtarif (rot) und Niedertarif (grün) der IWB Industrielle Werke Basel [49].

Tag/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mo-Fr	grün	grün	grün	grün	grün	grün	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	rot	grün	grün	grün	grün
Sa/So	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün	grün

Tabelle 13 Tarife der IWB Industrielle Werke Basel von 2020 inkl. MwSt. [49].

Tarif	Elektr. Energie [Rp/kWh]	Netznutzung/Abgaben [Rp/kWh]	Total [Rp/kWh]
Hochtarif Mo-Fr 6-20 Uhr	8.80	27.99	36.79
Niedertrarif in den übrigen Zeiten	7.15	15.35	22.50
Einheitstarif (24/7)	7.95	26.30	34.25
Einspeisung von Photovoltaikertrag	-	-	14.00



11.2.2 Spotmarktpreise

Als Grundlage werden die zur Verfügungstehenden 15-min Spotmarktpreise aus Deutschland für das Jahr 2015 verwendet (Abbildung 49) [50]. Es ist kein saisonaler Verlauf zu erkennen. Eine Auswertung der Tagesstunden zeigt, dass in den frühen Morgenstunden zwischen 0-6 Uhr die Preise im Jahresmittel am tiefsten sind (Abbildung 50). Die höchsten Preise treten am Nachmittag und Abend zwischen 15-22 Uhr auf, wobei es in den Wintermonaten etwas früher als in den Sommermonaten ist.

Da die Spotmarktpreise reine Energiepreise sind und sämtliche Abgaben fehlen werden die Energiepreise mit den Abgaben der IWB 2020 für den Einheitstarif ergänzt (Tabelle 13).

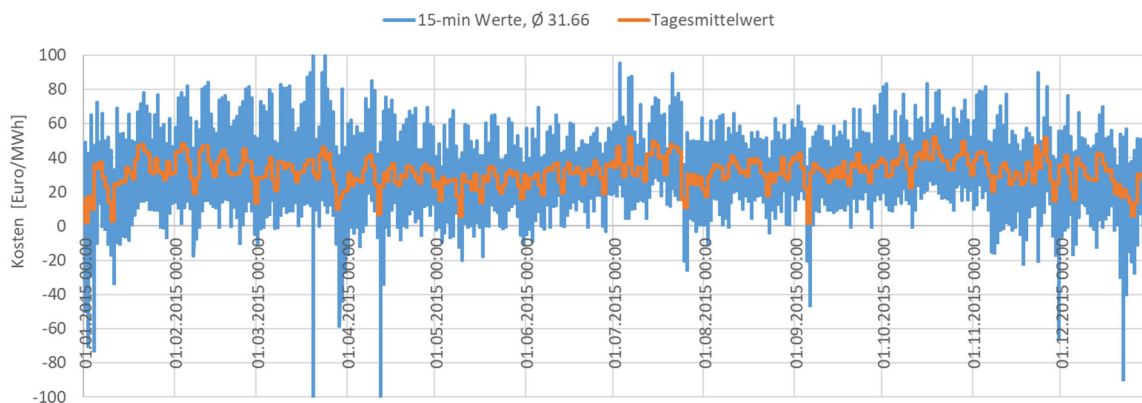


Abbildung 49: Jahresverlauf der 15-min und Tagesmittelwerte der Sportmarktpreise 2015 aus Deutschland [50].

Tages- stunde	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
0	20.4	28.7	23.4	25.4	21.9	25.4	32.2	27.8	26.1	31.1	23.7	18.7
1	18.9	27.6	22.7	22.5	20.6	23.5	28.9	25.9	24.6	29.7	22.9	17.8
2	17.7	26.2	21.7	21.3	18.4	21.7	27.0	24.7	23.4	28.4	20.7	16.6
3	17.1	26.2	21.8	21.9	17.1	20.8	25.2	23.4	22.5	28.4	20.2	15.7
4	17.3	26.4	22.5	23.0	17.8	21.2	25.3	22.6	22.4	28.9	21.3	15.8
5	19.1	28.1	24.7	25.5	19.0	22.4	27.6	24.9	25.0	31.3	24.1	17.5
6	23.9	35.0	32.8	32.5	23.8	28.0	34.1	30.6	33.6	38.7	29.0	23.2
7	30.8	41.6	37.5	38.4	29.3	34.4	40.0	35.1	39.5	45.8	37.0	29.8
8	32.9	44.2	37.5	40.6	31.1	36.5	41.6	36.5	41.3	48.4	38.1	32.4
9	33.4	43.4	34.2	35.6	28.6	34.7	40.7	35.7	38.4	47.5	36.6	32.0
10	33.2	41.6	32.9	31.2	26.9	32.9	38.3	34.3	35.2	44.5	34.9	31.0
11	34.4	40.2	32.4	29.5	27.4	33.4	38.1	33.8	34.1	43.0	35.3	30.8
12	33.0	37.4	28.2	26.5	25.1	30.8	35.9	31.3	30.7	39.3	33.1	29.6
13	32.6	35.9	27.0	23.1	22.9	29.6	33.5	29.8	29.5	38.5	33.6	29.2
14	31.9	36.0	26.9	21.5	21.5	28.9	32.6	28.7	28.5	38.1	34.6	30.5
15	32.9	37.6	28.8	22.3	21.6	28.4	32.4	29.2	29.3	38.6	37.1	32.1
16	34.7	39.6	30.5	24.1	22.0	28.5	33.8	30.1	30.3	40.3	40.3	35.0
17	39.8	46.7	36.8	28.3	23.9	31.5	38.5	34.9	35.0	44.7	48.4	39.3
18	40.1	52.6	45.4	32.9	27.4	35.0	41.5	38.3	39.9	49.6	47.6	38.4
19	37.7	48.1	50.6	38.7	31.1	37.6	45.1	40.2	42.4	51.5	42.3	35.4
20	31.8	41.0	40.8	41.5	32.0	37.2	43.5	39.5	42.4	44.7	35.9	30.6
21	28.3	36.0	33.3	38.1	31.6	36.1	42.3	38.4	36.0	38.6	32.0	27.6
22	27.7	34.7	31.8	35.0	29.6	35.4	42.4	36.0	31.6	36.4	30.9	27.8
23	22.8	29.4	24.8	29.0	26.0	30.0	37.2	30.8	26.9	32.2	26.7	23.8

Mittelwert Euro/MWh pro Stunde, DE Spotpreis 2015

Abbildung 50: Monatliche Mittelwerte der Spotmarktpreise für die jeweiligen Tagesstunden, berechnet aus 15-min Spotmarktpreise 2015 aus Deutschland (grün: eher tiefere Preise, rot: eher höhere Preise).



11.2.3 CO₂-eq-Koeffizienten des Strommixes

Der Strom im Schweizer Netz wird von unterschiedlichen Erzeugern bereitgestellt (Abbildung 51). Gemäss [51] stieg der Anteil von Erneuerbaren Energien im Schweizer Strommix aus der Steckdose von knapp 34 % in 2005 auf rund 74 % in 2018.

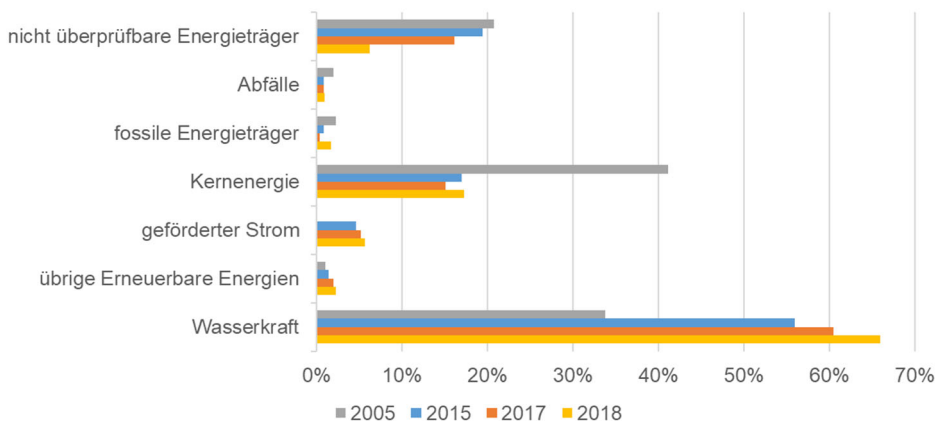


Abbildung 51: Zusammensetzung von Strom aus Schweizer Steckdosen für die Jahre 2005, 2015, 2017 und 2018 [51].

Die Kenngrösse Treibhausgasemissions-Koeffizient (CO₂-eq-Koeffizient) kann als eine Richtgrösse für den Anteil an Erneuerbaren Energien im Strommix herangezogen werden. Für den Schweizer Strommix von 2015/2016 [52] zeigt Abbildung 52 die stündlichen Daten und Tagesmittelwerte der CO₂-eq-Koeffizienten. Die tiefsten CO₂-eq-Koeffizienten treten im Mai auf. Grundsätzlich sind die CO₂-eq-Koeffizienten in den Sommermonaten Mai-August tiefer als in den Wintermonaten September-April.

Strom sollte möglichst aus dem Netz bezogen werden, wenn der Anteil an Erneuerbaren Energien hoch ist, d.h. wenn tiefe CO₂-eq-Koeffizienten vorhanden sind. An einem mittleren Tag treten die tiefsten CO₂-eq-Koeffizienten zwischen 6-20 Uhr auf, wobei das Minimum zwischen 17-19 Uhr liegt (Abbildung 53).

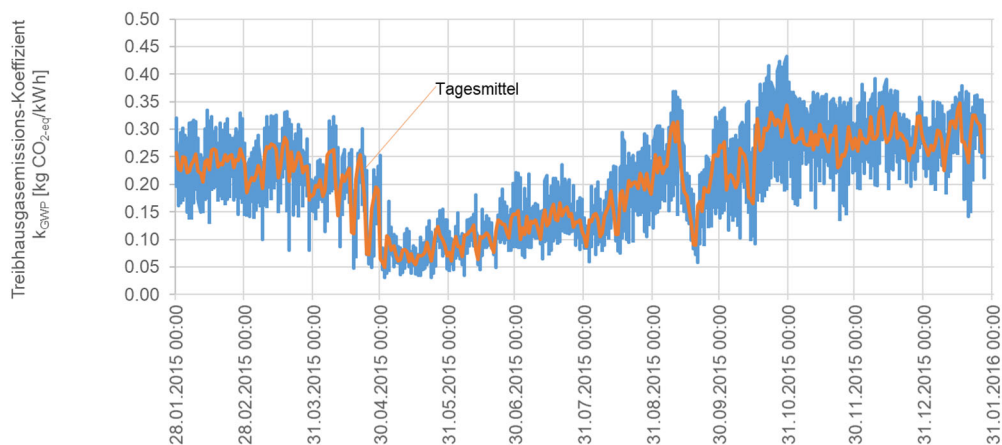


Abbildung 52: Stündliche und Tagesmittelwerte der CO₂-eq-Koeffizienten ($\bar{\varnothing} 0.21 \pm 0.8 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kWh}$), Strommix 2015/2016.



Stunde	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
0	0.30	0.26	0.25	0.20	0.07	0.11	0.16	0.19	0.25	0.32	0.33	0.32
1	0.30	0.27	0.25	0.20	0.07	0.11	0.16	0.19	0.25	0.32	0.33	0.33
2	0.30	0.28	0.25	0.20	0.07	0.10	0.15	0.18	0.24	0.32	0.33	0.33
3	0.29	0.28	0.25	0.20	0.06	0.10	0.14	0.17	0.23	0.32	0.32	0.32
4	0.29	0.29	0.26	0.21	0.07	0.10	0.14	0.18	0.24	0.32	0.31	0.32
5	0.30	0.29	0.27	0.20	0.07	0.10	0.14	0.18	0.23	0.31	0.32	0.32
6	0.29	0.26	0.24	0.18	0.07	0.09	0.12	0.15	0.18	0.25	0.30	0.31
7	0.27	0.22	0.22	0.17	0.08	0.09	0.11	0.14	0.17	0.23	0.26	0.28
8	0.26	0.22	0.21	0.18	0.08	0.10	0.11	0.14	0.18	0.22	0.26	0.27
9	0.26	0.21	0.20	0.18	0.08	0.10	0.12	0.14	0.19	0.22	0.26	0.27
10	0.26	0.21	0.21	0.19	0.09	0.11	0.13	0.15	0.20	0.22	0.26	0.28
11	0.26	0.21	0.22	0.19	0.09	0.11	0.14	0.16	0.21	0.22	0.27	0.28
12	0.28	0.22	0.23	0.20	0.09	0.12	0.14	0.17	0.22	0.24	0.27	0.29
13	0.28	0.24	0.23	0.20	0.09	0.12	0.15	0.18	0.23	0.26	0.28	0.30
14	0.28	0.25	0.23	0.20	0.09	0.12	0.16	0.17	0.23	0.27	0.27	0.29
15	0.28	0.26	0.23	0.20	0.08	0.12	0.15	0.17	0.23	0.27	0.27	0.28
16	0.27	0.26	0.23	0.20	0.07	0.10	0.13	0.16	0.22	0.25	0.25	0.26
17	0.24	0.22	0.23	0.19	0.07	0.10	0.12	0.14	0.19	0.21	0.22	0.24
18	0.24	0.18	0.20	0.18	0.07	0.09	0.11	0.13	0.16	0.18	0.21	0.24
19	0.25	0.18	0.18	0.17	0.07	0.09	0.11	0.13	0.16	0.20	0.23	0.26
20	0.29	0.21	0.22	0.19	0.08	0.10	0.12	0.14	0.21	0.26	0.26	0.28
21	0.31	0.26	0.26	0.20	0.09	0.10	0.13	0.17	0.23	0.28	0.29	0.30
22	0.31	0.25	0.25	0.20	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.30	0.30	0.31
23	0.31	0.26	0.25	0.20	0.07	0.11	0.15	0.20	0.25	0.31	0.32	0.32
	[kg CO ₂ eq/kWh]											

Abbildung 53: Monatliche Mittelwerte für die jeweilige Tagesstunde der CO₂-eq-Koeffizienten, Strommix 2015/2016 (grün: eher tiefere Preise, rot: eher höhere Preise).

Die Analyse zeigt, dass die Zusammensetzung des Strommixes einen Einfluss auf den Netzbezug haben kann. Werden Verbraucher gezielt nach tiefen CO₂-eq-Koeffizienten gesteuert, dann beziehen sie den Strom zwischen 6-20 Uhr. Diese Empfehlung gilt für das Jahr 2015 und kann je nach Strommix anders ausfallen.

Bei Gebäuden mit Photovoltaikanlage stimmt die Optimierung von CO₂-eq-Koeffizienten gemäss dem Jahr 2015 mit einer Optimierung des Eigenverbrauchs überein.

11.2.4 Eigenverbrauch

Bei der Eigenverbrauchsoptimierung wird das Gebäude so betrieben, dass möglichst viel des Solarertrags der eigenen Photovoltaikanlage im Gebäude selbst verbraucht wird. Entweder wird der Solarertrag direkt von den Verbraucher genutzt oder er kann in einer Batterie zur Nutzung zu einem späteren Zeitpunkt zwischengespeichert werden. Die Eigenverbrauchsoptimierung hat zur Folge, dass die Verbraucher möglichst am Tag laufen und dadurch der Netzbezug und die Netzeinspeisung reduziert werden. Da heute noch ein Hochtarif am Tag für den Strombezug üblich ist, hat die Erhöhung des Eigenverbrauchs für den Nutzer zusätzlich den positiven Effekt, dass er weniger Strom zum Hochtarif beziehen muss. Die Gestehungskosten liegen für eine 10 kWp Photovoltaikanlage zwischen 18-31 Rp./kWh gemäss einer Studie aus dem Jahr 2017 [53] und damit tiefer als der Hoch- und Einheitstarif gemäss Tabelle 13.

11.2.5 Übersicht der Führungsgrössen

Die betrachteten Führungsgrössen haben unterschiedliche Zeitfenster zur Folge, in denen die Wärmepumpe betrieben werden soll:

- Viele Stromlieferanten verfügen über einen Hoch- und Niedertarif. Wird nach diesen Tarifen optimiert, wird die Wärmepumpe hauptsächlich in den Niedertarifzeiten betrieben, d.h. bei der



heute üblichen Tarifstruktur an Wochentagen in der Nacht und den frühen Morgenstunden sowie am Wochenende rund um die Uhr.

- Die tiefsten Spotmarkpreise (D, 2015) sind im Tagesverlauf hauptsächlich in den späten Nacht- bis frühen Morgenstunden zu finden. D.h. wie bei einem Hoch- und Niedertarif ist es günstig, die Wärmepumpe in der Nacht und am frühen Morgen zu betreiben.
- Die tiefsten CO₂-eq. Koeffizienten des Schweizer Strommix treten im Tagesverlauf häufig morgens und am späten Nachmittag/frühen Abend auf. Für das Betreiben der Wärmepumpe ergeben sich damit hauptsächlich in den Tagesstunden zwei Zeitfenster.
- Bei der Eigenverbrauchsoptimierung wird die Wärmepumpe so betrieben, dass möglichst viel des Solarertrags der eigenen Photovoltaikanlage verbraucht wird. Die Wärmepumpe ist überwiegend am Tag an.

11.3 Methodik

11.3.1 Beispielgebäude

Die Basis für die Untersuchungen ist ein kleines Mehrfamilienhaus mit drei Wohnungen in Massivbauweise, wie es schon in Kap 9.3 beschrieben wurde. Das Gebäude ist Minergie-P zertifiziert. Die internen Lasten für Personen, Geräte und Beleuchtung werden auf die Profile von Merkblatt SIA 2024 [6] angepasst. Es wird eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (80 %) berücksichtigt. Die modulierende Erdsonden Wärmepumpe hat eine Nenn-Leistung von 9 kW (B0/W35, 100 %) und die Wärme wird über eine Fussbodenheizung abgegeben. Die Erwärmung des Warmwassers (800 l Tank) erfolgt in zwei festgelegten Blockzeiten (Dauer: 1 h und 2 h) pro Tag in Abhängigkeit von der Führungsgrösse. Die jeweiligen Quellentemperaturen werden als Monatsmitteltemperaturen berücksichtigt (Abbildung 54).

Der Warmwassertank wird zum Legionellenschutz jeden Samstag für zwei Stunden auf 65 °C erhitzt. In der übrigen Zeit wird der Tank maximal auf 53 °C erwärmt. Es wird ein stochastisches Warmwasserzaprofil aus dem Simulationsprogramm ESP-r verwendet [54]. Pro Tag werden 175 l Warmwasser dem Tank entnommen (8.3 Personen mit je 35 l/d Warmwasserbedarf [6], Annahme: 40 % Frischwasserzumischung).

Auf dem Flachdach des Gebäude ist eine 20 kWp Photovoltaikanlage installiert (Süd, 10° Neigung).

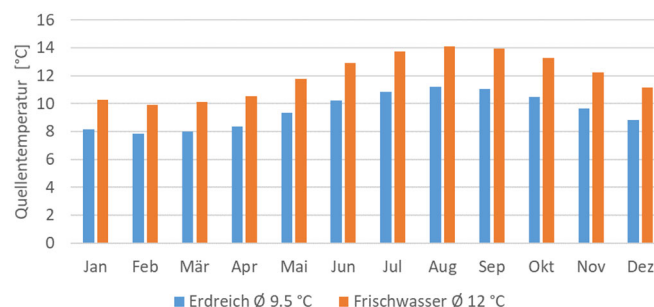


Abbildung 54: Quellentemperaturen als Monats- und Jahresmitteltemperaturen für die Wärmepumpe und das Frischwasser.



11.3.2 Varianten

Die Steuerung der Wärmepumpenlaufzeit erfolgt nach verschiedenen Führungsgrössen: Hoch-/Niedertrarif «NTHT», Spotmarktpreise «SPOT», CO_{2-eq}-Koeffizienten «CO2» und Eigenverbrauch «EVR» (Tabelle 14). Im Basisfall «NABE» wird nach Bedarf geheizt.

Tabelle 14 Untersuchte Varianten und Führungsgrössen

Führungsgrösse	Variante	Erlaubte Zeitfenster für Heizbetrieb (exkl. Bockzeiten für Warmwasser)	Blockzeiten für Warmwasserbereitung
NABE	#NABE	nach Bedarf (Basisfall)	5-6 Uhr, 13-15 Uhr
HTNT	#HTNT	nur im Niedertarif, d.h. immer ausser Mo-Fr 6-20 Uhr	4-6 Uhr, 20-21 Uhr
SPOT	#SPOT #SPOT.95 #SPOT.90 #SPOT.85 #SPOT.80	nur wenn der Spotmarktpreis kleiner oder gleich 100%, 95 %, 90 %, 85 % bzw. 80 % dem Tagesmittelwert ist	2-4 Uhr, 14-15 Uhr
CO2	#CO2 #CO2.95 #CO2.90	nur wenn der CO _{2-eq} -Koeffizient kleiner oder gleich 100 %, 95 %, bzw. 90 % dem Tagesmittelwert ist	8-9 Uhr, 18-20 Uhr
EVR	#EVR	Zwischen 7-18 Uhr	5-6 Uhr, 13-15 Uhr

11.3.3 Flexibilitätskenngrössen

Die Nützlichkeit der verschiedenen Führungsgrössen wird mit verschiedenen Flexibilitätskenngrössen ausgedrückt. Bei den meisten Kenngrössen wird der Strombezug mit einer stromnetzrepräsentativen Grösse (Strompreis, CO_{2-eq}-Koeffizient) verrechnet. Das Flexibilitätspotential eines Gebäudes drückt sich darin aus, ob der Strombezug eher zu hohen oder tiefen Preisen/CO_{2-eq}-Koeffizienten stattfindet. Nur zwei Flexibilitätskenngrössen vergleichen einen Basisfall mit einer Variante. Die Höhe des Energiebedarfs wird in den Kenngrössen nicht bewertet.

Grid Support Coefficient (GSC)

Der *Grid Support Coefficient* (GSC_{abs}) wird aus dem Strombezug und einer stromnetzrepräsentativen Grösse, wie zum Beispiel dem Spotmarktpreis, berechnet [40]. Er entspricht dem Verhältnis zwischen dem aktuellen Strombezug in Abhängigkeit von einer netzrepräsentativen Grösse bezogen auf den gesamten Strombezug, bewertet mit dem Mittelwert der netzrepräsentativen Grösse (Gl. 1). Wird Strom hauptsächlich zu Zeiten mit tiefen Preisen bezogen, d.h. tiefer als der Mittelwert der stromnetzrepräsentativen Grösse im Betrachtungszeitraum, ist $GSC_{abs} < 1$. Wird z.B. der Spotmarktpreis betrachtet und der GSC_{abs} zu 0.8 berechnet heisst dies, dass der Strom im Mittel bei 80 % des mittleren Spotmarktpreises im Betrachtungszeitraum bezogen wird.



$GSC_{abs} = \frac{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)}{(\sum_{i=1}^n W_{el}^i) \cdot \bar{G}} \quad [-]$ <p> W_{el}^i: Strombezug im Zeitschritt i, [kWh] G^i: stromnetzrepräsentative Grösse im Zeitschritt i, [Rp/kWh, kg CO_{2eq}] Mittelwert der stromnetzrepräsentativen Grösse $\bar{G} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n G^i$ [Rp/kWh, kg CO₂, ...] n: Anzahl der Zeitschritte in dem Betrachtungszeitraum, [-] </p>	<p>Gl. 1</p>
--	--------------

Relative Import Bill (RIB)

Der *Relative Import Bill (RIB)* vergleicht den aktuellen Strombezug in Abhängigkeit von einer stromnetzrepräsentativen Grösse mit der maximal möglichen Einsparung [55]. Der Strombezug wird in [55] mit Spotmarktpreisen gemäss Gl. 2 bewertet, es können jedoch auch andere stromnetzrepräsentative Grössen verwendet werden. RIB kann einen Wert zwischen 0-1 annehmen. Je kleiner der Wert ist, desto mehr Strom wird zu Zeiten tiefer Spotmarktpreise bezogen.

$RIB = \frac{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i) - \sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G_{min})}{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G_{max}) - \sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G_{min})} \quad [-]$ <p> G_{min}/G_{max}: tiefster/höchster Tageswert der stromnetzrep. Grösse, [Rp/kWh, kg CO_{2eq}] W_{el}^i: Strombezug im Zeitschritt i, [kWh] G^i: stromnetzrepräsentative Grösse im Zeitschritt i, [Rp/kWh, kg CO_{2eq}] n: Anzahl der Zeitschritte in dem Betrachtungszeitraum, [-] </p>	<p>Gl. 2</p>
--	--------------

Flexibility Factor (FF)

Bei dem *Flexibility Factor (FF)* wird für die stromnetzrepräsentative Grösse das erste und vierte Quartil bestimmt [56]. Die Quartile werden über zwei Wochen ermittelt. Es wird die Flexibilität bzgl. der Heizleistung $q_{heating}$ [W/m²] berechnet. Läuft die Heizung gleichmässig in Tief- und Hochpreiszeiten wird FF = 0. Wird die Heizung nur in Hochpreiszeiten betrieben ist FF = -1 und läuft die Heizung nur zu Zeiten mit tiefen Preis wird FF = 1.

Der hier verwendete FF wird etwas angepasst. Es wird der Strombezug und die entsprechenden stromnetzrepräsentative Grösse verwendet (Gl. 3). Die Quartile werden nicht über zwei Wochen sondern pro Tag ermittelt. Eine Bewertung aktueller Stundenwerte in Bezug auf einen zweiwöchentlichen Zeitraum macht keine Sinn, da diese in keinem Zusammenhang stehen.



$FF = \frac{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{1.Q} - \sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{>4.Q}}{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{1.Q} + \sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{>4.Q}} [-]$ <p> W_{el}^i: Strombezug im Zeitschritt i, [kWh] G^i: stromnetzrepräsentative Grösse im Zeitschritt i, [Rp/kWh, kg CO_{2eq}] n: Anzahl der Zeitschritte in dem Betrachtungszeitraum, [-] </p>	Gl. 3
--	-------

Flexibility Index (FI)

Bei dem *Flexibility Index (FI)* wird immer eine Variante mit einer Steuerung nach einer Führungsgrösse mit einem Basisfall, in der Regel ohne Steuerung, verglichen [4]. FI sollte einen Wert zwischen 0-1 annehmen (Gl. 4). FI = 0 bedeutet, dass der Energiebedarf nicht verschoben werden kann und bei FI = 1 wird der komplette Energiebedarf verschoben. Betragen die Stromkosten bei der Variante mit Steuerung z.B. 80% des Basisfalls, wird FI = 0.2. Ist der Strombezug bewertet mit der stromnetzrepräsentativen Grösse höher als im Basisfall, wird FI < 0.

$FI = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{flex}}{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{ref}} [-]$ <p> W_{el}^i: Strombezug im Zeitschritt i, [kWh] G^i: stromnetzrepräsentative Grösse im Zeitschritt i, [Rp/kWh, kg CO_{2eq}] n: Anzahl der Zeitschritte in dem Betrachtungszeitraum flex/ref: mit/ohne spezielle Steuerung, [-] </p>	Gl. 4
---	-------

Shifted Flexible Loads (S_{flex})

Mit dem *Shifted Flexible Loads faktor (S_{flex})* wird ausgedrückt, welcher Anteil an Energie verschoben werden kann [57]. Eine stromnetzrepräsentative Grösse wird in diesem Faktor nicht berücksichtigt. Wie bei FI wird eine Variante mit einer Steuerung nach einer Führungsgrösse mit einem Basisfall, in der Regel ohne Steuerung, verglichen. S_{flex} kann einen Wert zwischen 0-1 annehmen (Gl. 5). S_{flex} = 1 bedeutet, dass gegenüber dem Basisfall der gesamte Energiebedarf verschoben wird. Bei S_{flex} = 0 findet gegenüber dem Basisfall keine Verschiebung des Energiebedarfs statt. Je grösser S_{flex} wird, desto mehr Energie wird gegenüber dem Basisfall verschoben und das Gebäude weist eine hohe Flexibilität auf, z.B. ein S_{flex} = 0.8 bedeutet, dass 80 % des Energiebedarfs verschoben wird.

Wird S_{flex} mit einer stromnetzrepräsentativen Grösse kombiniert, entspricht sie FI mit der Einschränkung auf den positiven Wertebereich 0-1. Diese Variante wird hier nicht untersucht.



$S_{flex} = \frac{\sum_{i=1}^n \max(W_{el,ref}^i - W_{el,flex}^i, 0)}{\sum_{i=1}^n W_{el,ref}^i} [-]$ <p>W_{el}^i: Strombezug im Zeitschritt i, [kWh] n: Anzahl der Zeitschritte in dem Betrachtungszeitraum flex/ref: mit/ohne spezielle Steuerung, [-]</p>	Gl. 5
---	-------

Eigenverbrauchsrate (EVR) und Autarkiegrad (AG)

Die *Eigenverbrauchsrate (EVR)* (Gl. 6) gibt an, welcher Anteil des Photovoltaikertrags direkt im Gebäude verwendet wird. Der *Autarkiegrad (AG)* beschreibt den Anteil des Energiebedarfs, der von dem Photovoltaikertrag gedeckt wird (Gl. 7).

$EVR = \frac{EV}{\sum_{i=1}^n PV_{Ertrag_i}} [-]$	Gl. 6
$AG = \frac{EV}{\sum_{i=1}^n Energiebedarf_i} [-]$	Gl. 7
<p>EV: Eigenverbrauch, $EV = \sum_{i=1}^n \min(PV_{Ertrag_i}; Energiebedarf_i)$ [kWh] n: Anzahl der Zeitschritte i in dem Betrachtungszeitraum, [-]</p>	



In Tabelle 15 sind alle Flexibilitätskenngrössen mit ihren Gültigkeitsbereichen, wann sie netzdienlich sind und welche Daten benötigt werden zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 15 Zusammenfassung der Flexibilitätskenngrössen.

Flexibilitätskenngrösse	Gültigkeitsbereich	Netzdienlich, wenn ...	Welche Daten werden benötigt?
GSC_{abs}	>0	< 1	Zeitschrittweite für Energie/Netzgrösse, Tagessumme Energie, Tagmittelwerte der Führungsgrösse
RIB	0 - 1	Tiefer Wert	Zeitschrittweite für Energie, tiefster bzw. höchster Tageswert der Führungsgrösse
FF	-1 bis +1	Hoher Wert	Zeitschrittweite für Heizleistung/Energie, erste/vierte Quartil der Führungsgrösse
FI	-1 bis +1	Hoher pos. Wert neg. Wert = Verschlechterung	Zeitschrittweite für Energie/Führungsgrösse für Variante und Basisfall
S_{flex}	0 - 1	Hoher Wert	Zeitschrittweite für Energie für Variante und Basisfall
EVR	0 - 1	Hoher Wert	Zeitschrittweite für Photovoltaikertrag und Energie
AG	0 - 1	Hoher Wert	Zeitschrittweite für Photovoltaikertrag und Energie

11.4 Resultate

Die hohe Wärmespeicherfähigkeit in Kombination mit dem guten Dämmstandard des Gebäudes wird genutzt, um die Wärmepumpe flexibel über ein Lastmanagement in Abhängigkeit von verschiedenen Führungsgrössen zu betreiben. Da nur die Lastverschiebung der Wärmepumpe betrachtet wird, erfolgt die gesamte Auswertung nur für die Wärmepumpe. In Bezug auf die Photovoltaikanlage werden drei Szenarien untersucht :

- keine Photovoltaikanlage
- mit Photovoltaikertrag
 - der Photovoltaikertrag entspricht in etwa dem Jahrestrombedarf für die Wärmepumpe (Ertrag: 2'950 kWh/a (3 kWp), Wärmepumpebedarf: 2'700 kWh/a)
 - der Photovoltaikertrag entspricht dem realen Ertrag des betrachteten Gebäudes (Ertrag: 18'590 kWh/a (20 kWp)),

Es wird davon ausgegangen, dass, wenn Photovoltaikertrag vorhanden ist, dieser komplett für den Betrieb der Wärmepumpe genutzt wird.



Für die Auswertung werden

- alle Flexibilitätskenngrößen pro Tag ermittelt und daraus der Jahreswert gebildet und
- für alle Varianten die Flexibilitätskenngrößen in Abhängigkeit von den Bewertungsgrößen HTNT, Spotmarktpreise und CO₂-eq-Koeffizienten bestimmt.

Die Auswertung erfolgt zuerst ohne und zum Vergleich mit Berücksichtigung einer Photovoltaikanlage.

Bevor die Flexibilitätskenngrößen ermittelt werden, werden die operativen Temperaturen in den Wohnungen überprüft, um sicherzustellen, dass der thermische Komfort gewährleistet ist. Es zeigt sich, dass nicht bei allen Führungsgrößen die flächengemittelte operative Temperatur von mindestens 20 °C in allen Wohnungen eingehalten werden kann (Tabelle 16).

Beträgt die Führungsgrösse Spotmarktpreis nur 80 % bzw 85 % des Tagesmittelwertes, sinkt in der Obergeschosswohnung die Temperatur unter 20 °C. Im Fall der Führungsgrösse CO₂-eq-Koeffizient von 90 % bzw 95 % des Tagesmittelwertes fällt in fast allen Wohnungen die Temperatur unter 20 °C. Die Optimierung auf geringere Werte als die Tagesmittelwerte senkt zwar die Spotmarktkosten bzw. den CO₂-eq-Bedarf, reduziert jedoch auch die zur Verfügung stehende Laufzeit der Wärmepumpe. Wird die erlaubte Laufzeit zu gering, kann der Komfort nicht eingehalten werden. Somit werden die vier Varianten SPOT.85, SPOT.80, CO2.95 und CO2.90 im Weiteren nicht betrachtet.

Tabelle 16 Flächengemittelte operativen Temperaturen in den Wohnungen im Untergeschoss UG, Erdgeschoss EG und Obergeschoss OG in Abhängigkeit von der Führungsgrößen.

Variante	Minimale flächegemittelte operative Temperatur [°C]		
	UG	EG	OG
#NABE	20.8	20.8	20.9
#HTNT	20.6	20.7	20.1
#SPOT	20.7	20.7	20.8
#SPOT.95	20.9	20.8	20.4
#SPOT.90	20.8	20.7	20.3
#SPOT.85	20.9	20.5	19.7
#SPOT.80	20.4	20.0	19.2
#CO2	20.6	20.5	20.6
#CO2.95	20.1	19.5	18.8
#CO2.90	16.5	15.5	14.8
#EVR	20.4	20.2	20.3



11.4.1 Flexibilitätskenngrößen

Keine Photovoltaikanlage

Abbildung 55 zeigt die Resultate der Flexibilitätskenngrößen für alle Varianten ohne Berücksichtigung von Eigenverbrauch durch Photovoltaikertrag. Dabei wird jede Variante bzgl. des Einflusses auf die Kosten für Hoch-/Niedertarif, Spotmarktpreise und CO₂-eq-Emissionen bewertet. Über alle Varianten zeigen GSC_{abs}, RIB und FF folgende Tendenzen:

- #NABE: GSC_{abs}/RIB zeigen an, dass der Energiebezug häufiger im Hochtarif als im Niedertarif stattfindet, während FF den Bezug ausgeglichen bei den beiden Tarifen darstellt (gelb). Die Bewertung nach Spotmarktpreisen und CO₂-eq-Koeffizienten weist aus, dass der Energiebezug im Schnitt bei dem Tagesmittelwert erfolgt (rot/blau).
- #HTNT, #SPOT, #SPOT.95, #SPOT.90: Bei der Führung nach Kosten (HTNT (gelb), Spotmarktpreise (rot)) zeigen die Kenngrößen entsprechend gute Werte für einen Bezug bei tiefen Kosten an, jedoch schneiden diese Varianten mit der Bewertung nach CO₂-eq-Koeffizienten (blau) weniger gut ab.
- #CO₂, #EVR: Bei diesen Varianten wird Energie bei tiefen CO₂-eq-Koeffizienten (blau) bezogen, was jedoch zu höheren Kosten (gelb, rot) führt.

Die Flexibilitätskenngröße FI gibt die Veränderung zur Basisvariante, hier #NABE, an. So zeigt eine Bewertung nach HTNT (gelb) bei den kostenbasierten Varianten (#HTNT, #SPOT, #SPOT.95, #SPOT.90), dass ein Anteil der Energiekosten gegenüber der Basisvariante reduziert wird (pos. Werte). Bei #HTNT werden z.B. die Kosten um 24% reduziert. Die negativen Werte der Varianten #CO₂ und #EVR zeigen den Anteil der Energiekostenerhöhung gegenüber dem Basisfall auf. Genau spiegelbildlich ist das Ergebnis für die Bewertung der Varianten nach CO₂-eq-Koeffizienten (blau). Bei der Bewertung nach Spotmarktpreisen (rot) zeigt nur die Variante #HTNT eine leichte Energiekostenreduktion gegenüber der Basisvariante an. Die anderen Varianten führen zu einer Kostenerhöhung. FI stellt dieselben Tendenzen wie GSC_{abs}, RIB und FF dar, wenn man dort die Varianten mit dem Basisfall #NABE vergleicht.

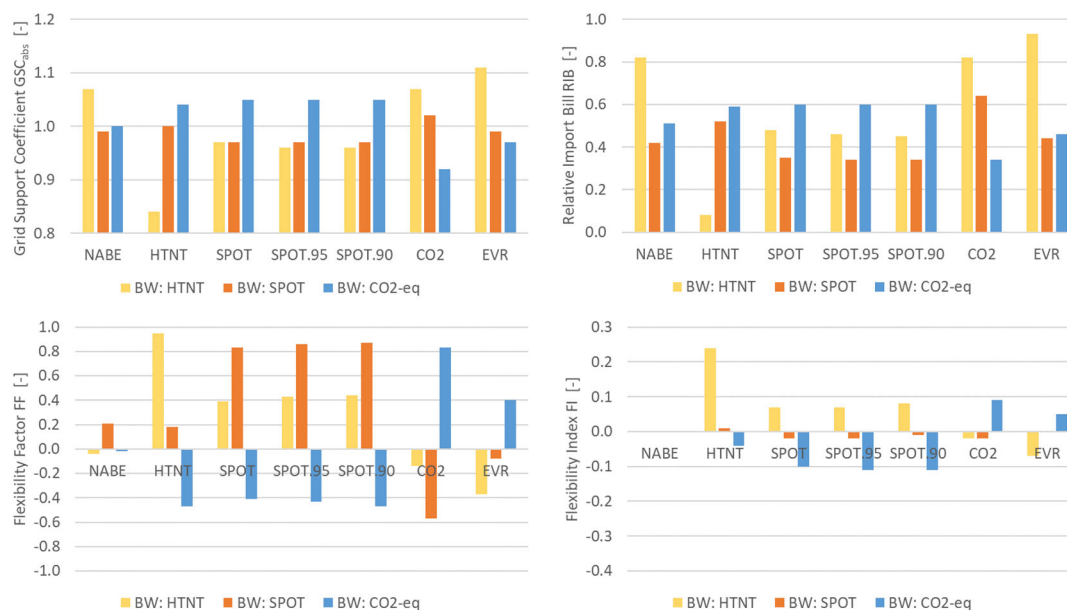


Abbildung 55: Darstellung der Flexibilitätskenngrößen GSC_{abs} (oben links), RIB (oben rechts), FF (unten links) und FI (unten rechts) für alle Varianten und deren Bewertungen (BW).



Die absolute Einsparung bzw. die Erhöhung der Energiekosten bzw. CO₂-eq-Emissionen im Vergleich der Varianten zum Basisfall (Abbildung 56, links) spiegeln die Ergebnisse aus GSC_{abs}, RIB, FF und FI wider. Die grösste Kosteneinsparung ergibt sich bei Variante #HTNT mit Bewertung HTNT. Die kostenbasierten Varianten weisen erhöhte CO₂-eq-Emissionen im Vergleich zum Basisfall auf. Wie erwartet weisen die Varianten #CO₂ und #EVR geringere CO₂-eq-Emissionen und höhere Kosten als der Basisfall auf.

Bei allen Varianten, ausser #EVR, wird knapp 80 % des Energiebezugs des Basisfalls auf einen anderen Zeitpunkt verschoben (Abbildung 56, rechts). Im Fall #EVR kann nur rund 40 % des Energiebezugs auf die Tagesstunden verschoben werden. Dies bedeutet, dass im Basisfall schon ein Grossteil des Energiebezugs am Tag erfolgt.

Insgesamt zeigen alle Kenngrössen, dass das Gebäude flexibel reagiert.

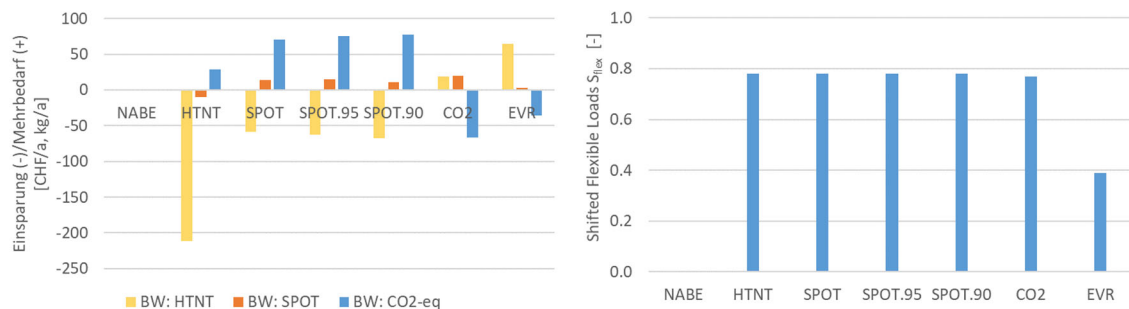


Abbildung 56: Einsparung bzw. Mehrbedarf von Kosten und CO₂-eq-Emissionen (links) und Anteil der verschobenen Energie (rechts) für alle Varianten und deren Bewertungen (BW).

Mit Photovoltaikanlage

Abbildung 57 zeigt die Flexibilitätskenngrössen unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikertrag für eine 3 und 20 kWp Photovoltaikanlage. Für den Eigenverbrauch werden Gestehungskosten von 20 Rp/kWh und CO₂-eq-Emissionen von 0.072 kg/kWh [15] berücksichtigt.

- Die Ergebnisse mit der 3 kWp Anlage sind den Ergebnissen ohne Photovoltaikanlage sehr ähnlich. Dies liegt daran, dass eine 3 kWp Anlage im Winter kaum Ertrag liefert und somit der Eigenverbrauch für die Wärmepumpe zu Heizzwecken sehr gering ist. Im Sommer kann das Warmwasser jedoch mit dem Ertrag aus der Photovoltaikanlage erwärmt werden.
- Bei der 20 kWp Photovoltaikanlage steht im Winter ein höherer Ertrag zur Verfügung. Dies hat insbesondere einen Einfluss auf die Bewertung nach HTNT bei GSC_{abs}, RIB und FF. Aufgrund des höheren Eigenverbrauchs, der i.d.R. zu Hochtarifzeiten stattfindet, reduzieren sich die Energiekosten, was sich positiv auf die Flexibilitätskenngrössen auswirkt. FI zeigt mit einer 20 kWp Anlage ein komplett anderes Bild als mit einer 3 kWp Anlage. Bei den Führungsgrössen HTNT und SPOT wird ein grosser Teil des Energiebezugs gegenüber der Basisvariante verschoben. Bei den Führungsgrössen CO₂ und EVR kann nur ein kleiner Teil verschoben werden.

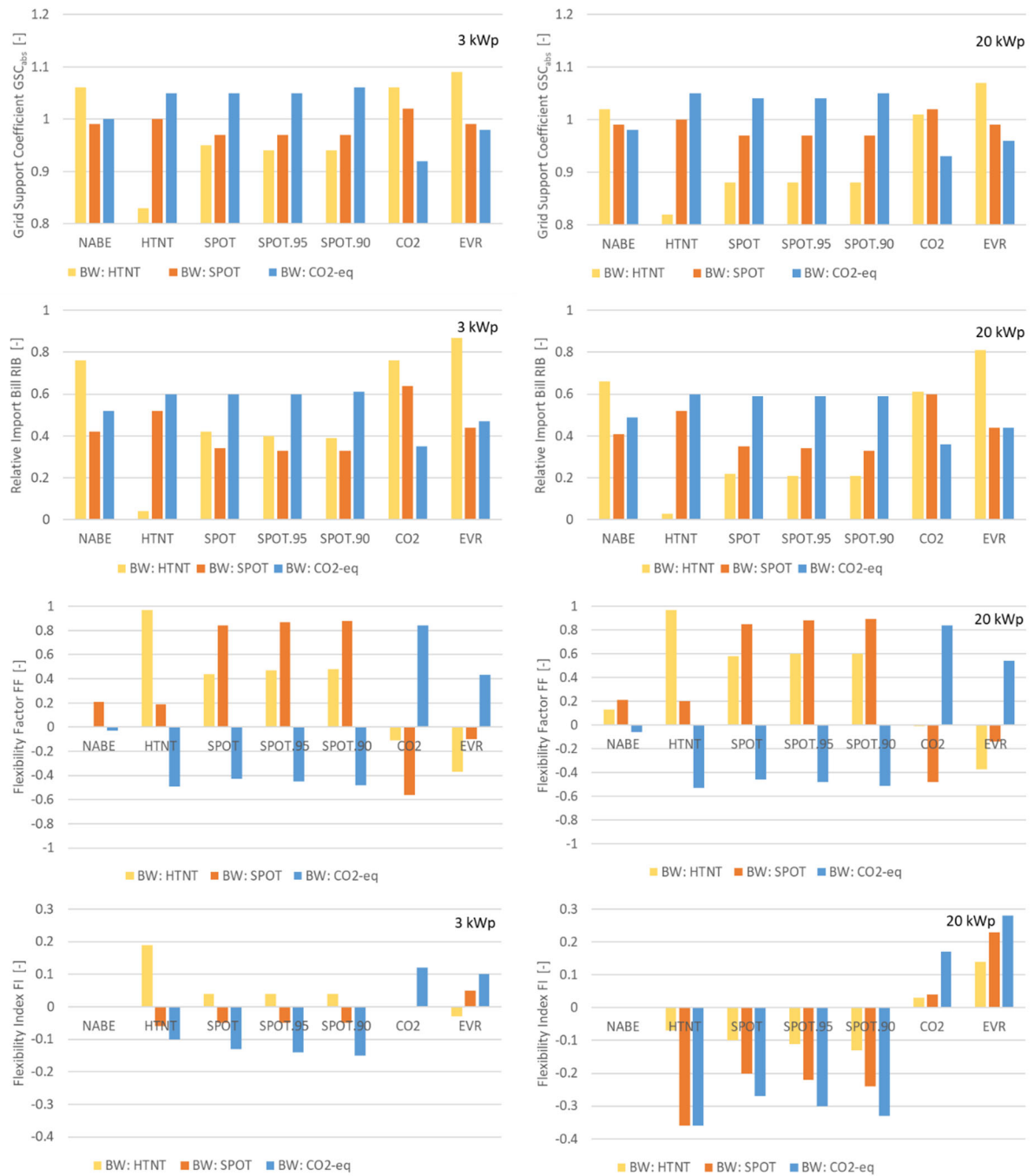


Abbildung 57: Darstellung der Flexibilitätskenngrößen GSC_{abs} , RIB, FF und FI unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs durch Photovoltaikertrags bei zwei Photovoltaikanlagengrößen (links: 3 kWp, rechts: 20 kWp).



Die Resultate spiegeln sich auch in den Eigenverbrauchsraten und Autarkiegraden wider (Abbildung 58).

- Die 3 kWp Anlage führt zu niedrigen Eigenverbrauchsraten und Autarkiegraden, da insgesamt der Ertrag tief ist und insbesondere in der Heizperiode kaum Ertrag anfällt.
- Die 20 kWp Anlage ergibt einen deutlich höheren Ertrag, was sich im tieferen Eigenverbrauchsraten und in deutlich höheren Autarkiegraden niederschlägt.

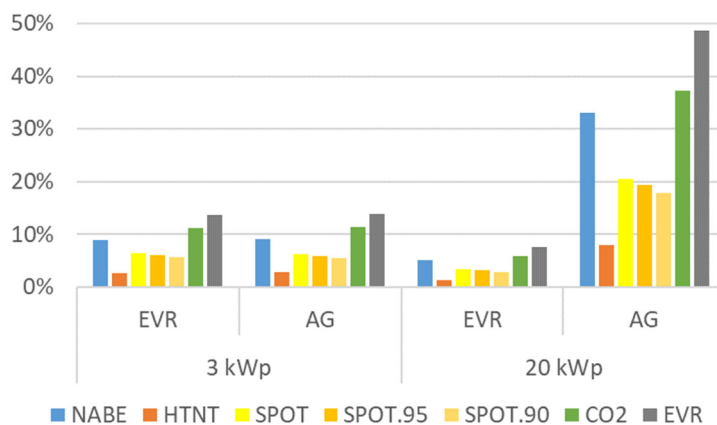


Abbildung 58: Eigenverbrauchsraten (EVR) und Autarkiegrade (AG) für alle Führungsgrößen für eine 3 und 20 kWp Photovoltaikanlage.



11.4.2 Flexibilitätsklassierung FC

Die bisher betrachteten Kenngrössen basieren darauf, dass ein bestimmter Wert über- oder unterschritten wird bzw. grösser oder kleiner werden muss. Es gibt aber keine weitere Möglichkeit, das Ergebnis besser zu quantifizieren. Für den Planer bzw. Nutzer eines Gebäudes sind die Kenngrössen für die Praxis ungeeignet. Daher wird eine Flexibilitätsklassierung (*Flexibility Classification FC*) eingeführt. Es kann somit sofort abgelesen werden, ob die Energie hauptsächlich zu z.B. Hoch- oder Tiefpreisen oder als Eigenverbrauch bezogen wird. Wird sämtliche Energie zu tiefen Preisen bezogen, führt eine weitere Verschiebung der Lasten in Tiefpreiszeiten zu keiner weiteren Kostenreduktion.

Für die Flexibilitätsklassierung wird die netzrepräsentative Grösse, z.B. der Spotmarktpreis, in vier Klassen aufgeteilt. Hierfür wird für jeden Tag das 2., 3. und 4. Quartil bestimmt. Dies gibt die Klassen vor:

- Klasse A : Energie wird nur zwischen Minimalwert und 2. Quartil bezogen
- Klasse B : Energie wird nur im Bereich des 2. und 3. Quartils bezogen
- Klasse C : Energie wird nur im Bereich des 3. und 4. Quartils bezogen
- Klasse D : Energie wird nur im Bereich grösser als das 4. Quartil bezogen

Anschliessend werden pro Klasse z.B. die Energiekosten in den einzelnen Quartilen pro Tag berechnet und zu einem Jahreswert aufsummiert. Diese können dann graphisch dargestellt werden (Abbildung 59). Mit dieser farblichen Klassifizierungsgrafik sieht der Planer/Nutzer auf einen Blick, in welchem Bereich seine Energiekosten liegen. In Klasse A befinden sich die Energiekosten von dem Energiebezug bei den niedrigsten Energiepreisen, in Klasse D die Energiekosten des Energiebezugs mit den höchsten Energiepreisen. Kann das Gebäude flexibel reagieren und Verbraucher zu Zeiten mit geringen Energiepreisen verschieben, erhöht sich der Anteil an Energiekosten in den Klassen A und B. Dem Netz wird zur gewünschten Zeit Energie abgenommen und somit ist das Gebäude netzdienlich. Tritt Eigenverbrauch auf, wird er als eigene Kategorie ausgewiesen.

Der entsprechende FC-Faktor (*Flexibility Classification Factor*) gibt an, welcher Anteil an Energiekosten innerhalb des 1. und 2. Quartils liegt und durch die Kosten des Eigenverbrauchs bezogen auf den Gesamtenergiekosten entsteht. Der FC-Faktor kann einen Wert zwischen 0-1 annehmen (Gl. 8). Je höher dieser Wert ist, desto mehr Energie wird bei tieferen Energiekosten bezogen.

$FC = \frac{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{1.Q} + \sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i)_{2.Q} + \sum_{i=1}^n (EV_{el}^i \cdot f_G)}{\sum_{i=1}^n (W_{el}^i \cdot G^i) + \sum_{i=1}^n (EV_{el}^i \cdot f_G)} \quad [-]$	Gl. 8
W_{el}^i : Strombezug im Zeitschritt i	
G^i : stromnetzrepräsentative Grösse im Zeitschritt i, [Rp/kWh, kg CO _{2eq}]	
EV: Eigenverbrauch im Zeitschritt i [kWh]	
f_G : Bewertungsgrösse entsprechend der stromnetzrepr. Grösse, [Rp/kWh, kg CO _{2eq}]	
n: Anzahl der Zeitschritte in dem Betrachtungszeitraum, [-]	



Mit dieser Flexibilitätsklassifizierung sieht der Planer/Nutzer auf einen Blick

- die Höhe der Energiekosten,
- die Aufteilung der Energiekosten in die vier Quartilsklassen,
- ob die grünen Klassifizierungen (A/B) mehr als 50 % betragen, was folgenden Werten bei den Flexibilitätskenngrößen entspricht: $GSC_{abs} < 1$, $RIB > 1$, $FF > 0$, $FI < 1$
- die FC-Faktoren und
- den Einfluss von unterschiedlichen Varianten auf die Höhe und Verteilung der Energiekosten

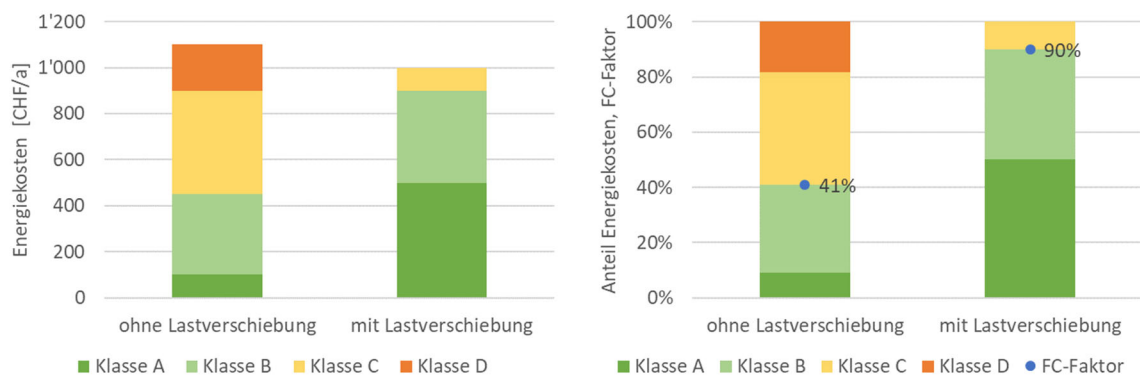


Abbildung 59: Schematische Darstellung der Flexibilitätsklassen anhand von Energiekosten (rechts: absolute Werte, links: relative Werte). Das rechte Bild enthält zusätzlich die FC-Faktoren.

In einem weiteren Schritt kann ein Flexibilitätslabel definiert werden, um eine Bewertung für Planer/Nutzer einfacher zu machen. Folgende Einstufung ist denkbar:

- $FC \leq 50\%$: bronze (wenig Nutzung der Flexibilität)
- $FC \leq 80\%$: silber (gute Nutzung der Flexibilität)
- $FC > 80\%$: gold (sehr hohe Nutzung der Flexibilität)

Auf dieses Flexibilitätslabel wird nicht weiter eingegangen.

Die Flexibilitätsklassen werden im Folgenden auf das Beispielgebäude angewendet.

Keine Photovoltaikanlage

Die vier Kostenklassen A-D für alle Varianten zeigt Abbildung 60. Diese Darstellung fasst folgende Aussagen übersichtlich zusammen:

- Die absolute Höhe der Energiekosten/ CO_{2-eq} -Emissionen
- Den Vergleich zwischen den verschiedenen Varianten bei derselben Bewertung
- Den Einfluss verschiedener Führungsgrößen auf die verschiedenen Varianten und Bewertungen



- Die kostengesteuerten Varianten (#HTNT, #SPOT) beziehen die Energie überwiegend bei tiefen Energiepreisen (Klasse A/B) und höheren CO₂-eq-Emissionen (Klasse C/D). Der Energiebezug findet vermehrt in der Nacht statt.
- Die Varianten #CO₂ und #EVR beziehen die Energie überwiegend bei tiefen CO₂-eq-Emissionen (Klasse A/B) und höheren Energiepreisen (Klasse C/D). Der Energiebezug findet hauptsächlich am Tag statt.
- Der FC-Faktor zeigt die entsprechenden Tendenzen analog den Flexibilitätskenngrößen GSC_{abs}, RIB, FF und FI.

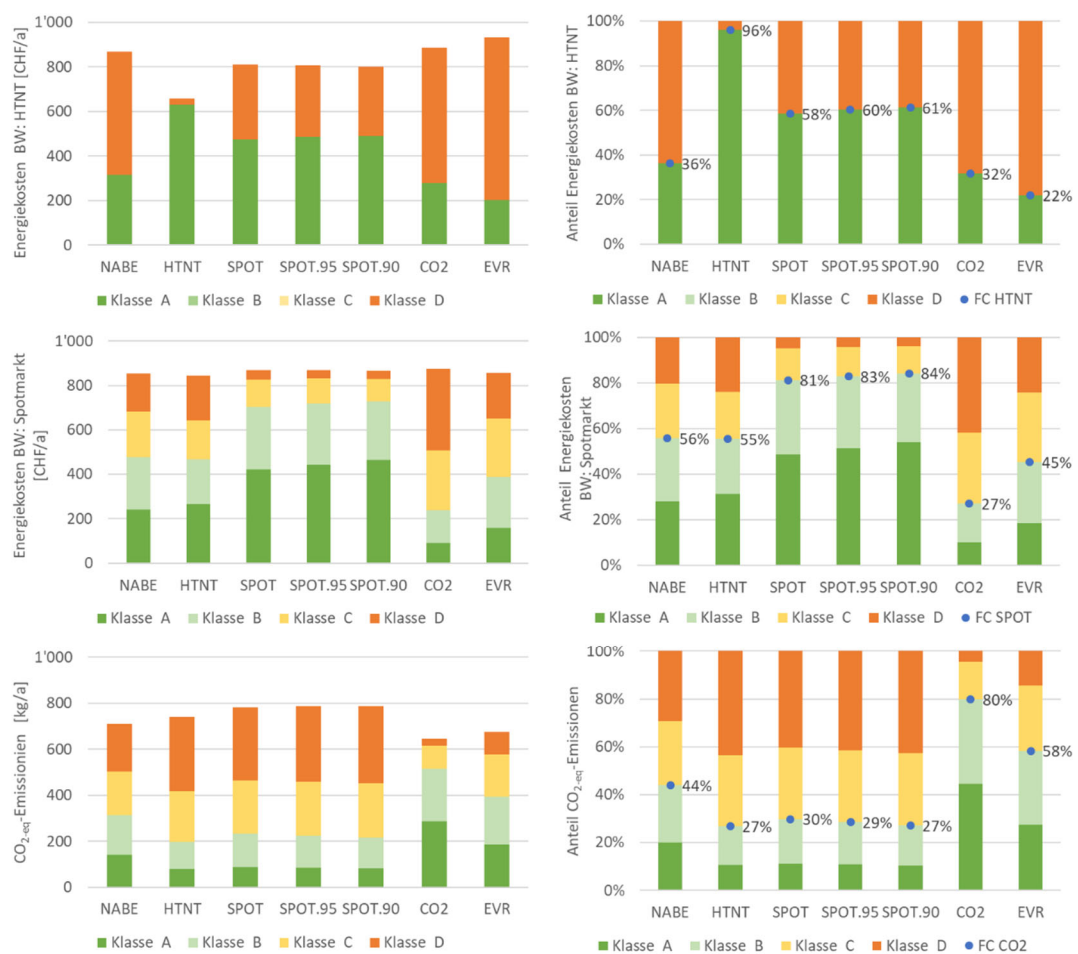


Abbildung 60: Klassierung der Energiekosten und CO₂-eq-Emissionen für alle Varianten und deren Bewertungen (oben: Bewertung HTNT, mitte: Bewertung Spotmarktpreis, unten: Bewertung CO₂-eq-Emissionen, links: absolute Werten, rechts: relative Werte)



Die Energiekosten und CO_{2-eq}-Emissionen sind unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs aus einer 3 kWp Photovoltaikanlage nur etwas niedriger, als bei den Varianten ohne Photovoltaikanlage (Abbildung 60, Abbildung 61 links). Der Eigenverbrauch der Wärmepumpe bei einer 3 kWp Photovoltaikanlage ist sehr gering. Bei einer 20 kWp Photovoltaikanlage ist der Eigenverbrauch der Wärmepumpe deutlich höher, so dass sich dies in reduzierten Energiekosten und CO_{2-eq}-Emissionen zeigt (Abbildung 61 rechts). Die Reduktionen fallen am deutlichsten bei den Führungsgrößen «NABE», «CO2» und «EVR» aus, da sie die höchsten Eigenverbräuche aufweisen.

Die Flexibilitätsklassen A-D sind hier um den Eigenverbrauch ergänzt. Dies zeigt deutlich auf, welcher Anteil des Energiebezugs zu günstigen Kosten bzw. CO_{2-eq}-Emissionen (Klasse A/B und Eigenverbrauch) bezogen wird, oder nicht. Der FC-Faktor stellt dies als Zahlenwert dar.

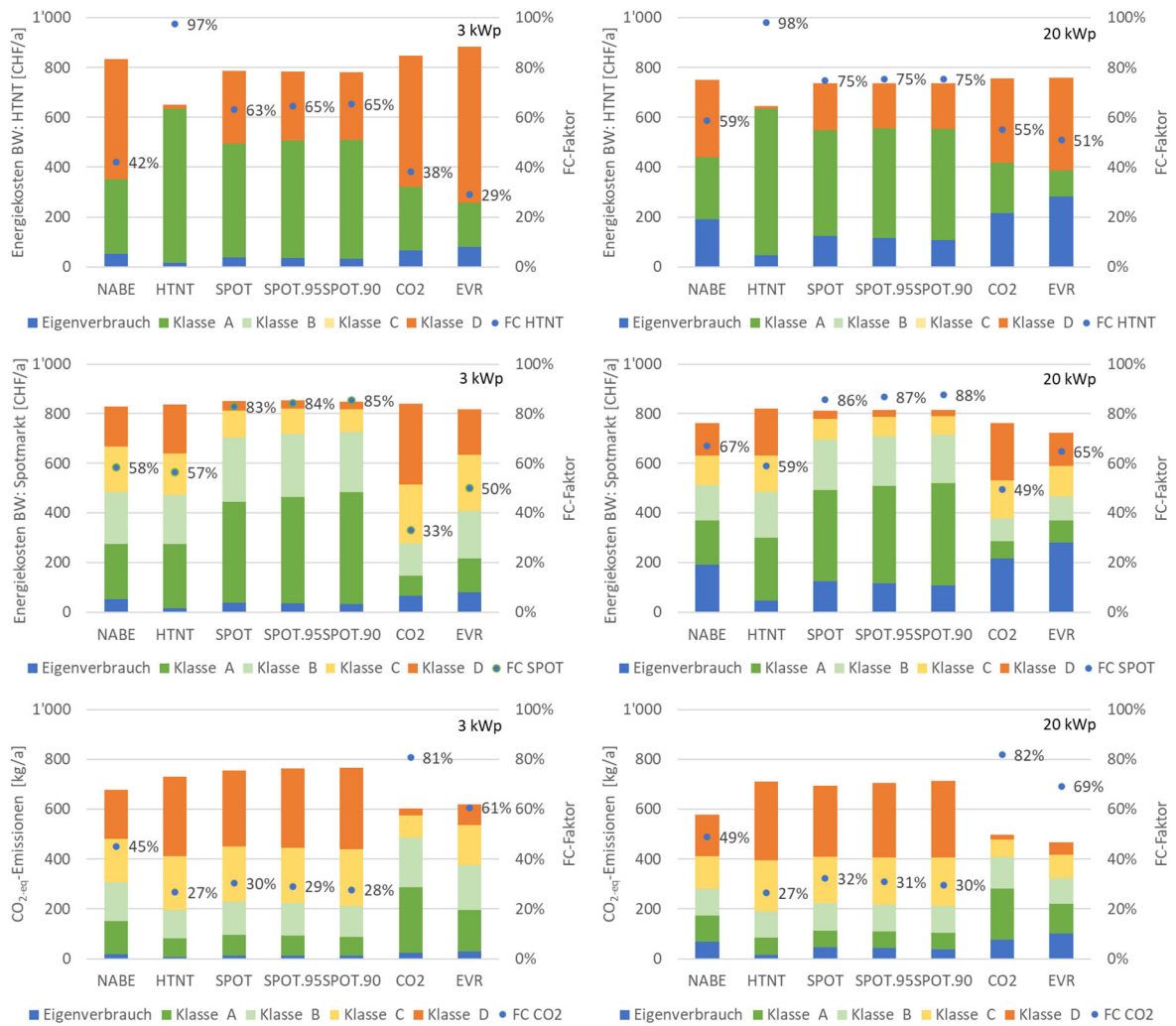


Abbildung 61: Klassierung der Energiekosten und CO_{2-eq}-Emissionen für alle Varianten und deren Bewertungen (oben: Bewertung HTNT, mitte: Bewertung Spotmarktpreis, unten: Bewertung CO_{2-eq}-Emissionen) unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs des Photovoltaikertrags bei zwei Grössen der Photovoltaikanlage (links: 3 kWp, rechts: 20 kWp).



11.5 Fazit

Die Berechnungsmethodik der vorgestellten Flexibilitätskenngrössen GSC_{abs} , RIP, FF, FI und EVR/AG ist sehr unterschiedlich. Somit sind auch die Wertebereiche, die eine Kenngrösse annehmen kann bzw. Zielwerte, die eine hohe Flexibilität anzeigen, sehr verschieden. Dies macht die Vergleichbarkeit der Kenngrössen schwierig. Die vorgestellten Flexibilitätskenngrössen GSC_{abs} , RIP, FF, FI zeigen jedoch dieselben Tendenzen an, so dass prinzipiell jede dieser Kenngrössen zur Quantifizierung der Flexibilität genutzt werden kann.

Aus Sicht der Praxis ist die Aussagekraft der vorgestellten Flexibilitätskenngrössen jedoch zu beschränkt und daher wird eine Flexibilitätsklassierung und ein entsprechender FC-Faktor eingeführt. Der FC-Faktor spiegelt die Ergebnisse der anderen Flexibilitätskenngrössen wider und kann daher auch als Flexibilitätskenngrösse genutzt werden. Die Darstellung der Klassen führt zu einem Mehrwert gegenüber den reinen Faktoren.

Vergleicht man die Optimierung nach Strompreis (HTNT/SPOT), CO_{2-eq} -Koeffizienten und Eigenverbrauch, ergeben sich folgende Empfehlungen für das Einschalten der Verbraucher:

- Optimierung nach Strompreisen: Verbraucher laufen in der Nacht
- Optimierung nach Eigenverbrauch und CO_{2-eq} -Koeffizienten: Verbraucher laufen am Tag

Die Optimierung nach Strompreisen, CO_{2-eq} -Koeffizienten und Eigenverbrauch kann positiv für Gebäudenutzer und Netzbetreiber sein:

- Tiefe Strompreise werden von den Energiedienstleistern angeboten, wenn sie Stromabnehmer brauchen. Im Moment verschieben der übliche Hoch-/Niedertraif oder die Spotmarktpreise den Netzbezug in die Nacht. Dies kann sich mit zukünftigen Preisstrukturen ändern.
- Strombezüge sollten gemäss Strommix 2015 am Morgen und Abend in Zeiten mit tiefen CO_{2-eq} -Koeffizienten stattfinden. Tiefe CO_{2-eq} -Koeffizienten bedeuten, dass ein hoher Anteil an Erneuerbaren Energien im Netz vorhanden ist. Wird dieser zeitgleich verbraucht, muss nicht in Speicher für Erneuerbare Energien investiert werden.
- Der Eigenverbrauch reduziert grundsätzlich den Strombezug und die Netzeinspeisung. Im Strommix 2015 reduziert der Eigenverbrauch am Nachmittag die Nutzung von Strom mit hohen CO_{2-eq} -Koeffizienten, d.h. es muss weniger Strom aus fossilen Erzeugern bereitgestellt werden.

Tabelle 17 zeigt die Bewertung für Gebäudenutzer und Netzbetreiber, wenn von einer Bedarfsregelung für Heizzwecke auf ein der Wärmepumpe nach bestimmten Führungsgrössen gewechselt wird. Eine Steuerung nach Preisen und CO_{2-eq} -Koeffizienten bringt beiden Parteien Vorteile. Grundsätzlich kann also festgestellt werden, dass ein netzdienliches Gebäude keine Nachteile für den Gebäudenutzer mit sich bringt. Die Eigenverbrauchsoptimierung ist für Gebäudenutzer positiv, während es für die Netzbetreiber positive und negative Aspekte gibt, welche saisonbedingt und abhängig von der Photovoltaikanlagengrösse sind. Hier muss das Netzumfeld betrachtet werden.

Die getroffenen Aussagen beziehen sich auf die verwendeten Preise und CO_{2-eq} -Koeffizienten und deren Profile und können sich entsprechend ändern.



Tabelle 17 Bewertung für Gebäudenutzer und Netzbetreiber, wenn Führungsgrössen die Lauzeit der Wärmepumpe bestimmen (- ungünstig, o neutral, + günstig).

FG	Nutzer	BW	Netzbetreiber	BW
NABE	Undefinierte Kosten	-	Undefinierter Strombezug	-
HTNT	Tiefe Kosten	+	Entlastung des Netzes zu Spitzentageszeiten	+
SPOT	Fast Kostenneutral bzw. Kosten abhängig von Gestehungskosten	o/o	Entlastung des Netzes, wenn der Stromeinkauf teuer ist	+
CO2	Tiefe CO _{2eq} -Emissionen	+	Entlastung des Netzes, wenn viel EE vorhanden ist. Es muss weder abgeregelt noch gespeichert werden.	+
EVR	Kleine PV: Hohe Stromkosten im Winter (bzw. Bezug im Hochwinter z.T. in die Nacht verlegen), tiefe CO _{2eq} -Emissionen	o/+	Kleine PV: hoher Bezug im Winter, weniger Bezug im Sommer	-/+
	Grosse PV: Kosten abhängig von Gestehungskosten/tiefe Einspeisepreise, tiefe CO _{2eq} -Emissionen	o/+	Grosse PV: geringer Bezug im Winter, hohe Einspeisung im Sommer	+/-



12 Publikationen

Konferenzen

- Brenet Status Seminar [1] [2] [3]
- CISBAT [4] [5] [6]
- Advanced Building Skins ABS [7] [8]
- Building Simulation and Optimization BSO [9]
- Passivhaus Tagung [10]

IEA Annex 67

- Newsletter [11]
- Reports [12]
- Deliverables [13] [14]

BFE

- Jahresberichte [15] [16] [17] [18] [19]
- Schlussbericht [20]

- [1] M. Hall, B. Burger, and A. Geissler, "Entwicklung eines Planungsinstrumentes zur Bestimmung der Netzinteraktion von Gebäuden," in *brenet, 19. Status-Seminar, Zürich*, 2016.
- [2] M. Hall, C. Hoffmann, and A. Geissler, "Energetische Flexibilität durch Nutzung der thermischen Gebäudemasse," in *brenet 20. Status-Seminar Zürich*, 2018, pp. 1–16.
- [3] M. Hall and A. Geissler, "Smarte Gebäude - netzdienlich oder nicht?," in *brenet 21. Status-Seminar, Aarau*, 2020.
- [4] B. Burger and M. Hall, "PVopti - hourly based energy balance for building design," *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 769–774, 2017.
- [5] M. Hall and A. Geissler, "Different balancing methods for Net Zero Energy Buildings - Impact of time steps, grid interaction and weighting factors," *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 379–384, 2017.
- [6] M. Hall, A. Geissler, and H. Wache, "Multi-agent based simulation of smart building cluster for electric grid stabilization," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1343, no. 1, 2019.
- [7] M. Hall and A. Geissler, "The impact of different energy balancing methods on net zero energy buildings," in *12th Advanced Building Skins ABS*, 2017, pp. 1052–1060.
- [8] M. Hall, A. Geissler, and H. Wache, "SmartStability - multi-agent based simulation of a smart building cluster," in *Conference on Advanced Building Skins, 28-29 October 2019, Bern (CH), ISBN: 978-3-9524883-0-0*, pp. 24–29.
- [9] C. Hoffmann, M. Hall, and A. Geissler, "Quantifying Thermal Flexibility of Multi-Family



- and Office Buildings,” in *Building Simulation and Optimization*, 2018, pp. 230–236.
- [10] M. Hall and B. Burger, “PVopti – Stundenbasiertes Designtool zur Bestimmung des Eigenverbrauchs,” in *22. Passivhaustagung München*, 2018, pp. 411–412.
- [11] M. Hall, “PVopti,” *IEA ebc Annex 67-Newsletter*, vol. 6, p. 7, 2018.
- [12] M. Koch, C. Ackermann, C. Messmer, R. Dott, and M. Hall, “Energy Research Lab ERL – Institute of Energy in Building FHNW (CH),” in *Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings - A technical report from IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings*, T. Péan and J. Salom, Eds. <http://annex67.org> (Report): EBC Annex 67 (IEA) www.annex67.org, 2019, pp. 71–79.
- [13] M. Koch, M. Hall, and A. Geissler, “FHNW. The Energy Research Lab,” in *Experimental facilities and methods for assessing energy flexibility in buildings - Deliverable of the Annex 67 - Energy Flexible Buildings*, 2nd ed., J. Salom and T. Péan, Eds. EBC Annex 67 (IEA), www.annex67.org, 2019, pp. 71–79.
- [14] M. Hall, “The impact of thermal mass on the energy flexibility of buildings,” in *Examples of Energy Flexibility in Buildings - Deliverable of the Annex 67 - Energy Flexible Buildings*, S. Ø. Jensen, J. Parker, P. Engelmann, and A. Marszal-Pomianowska, Eds. EBC Annex 67 (IEA), www.annex67.org, 2019, pp. 84–91.
- [15] M. Hall and B. Burger, “Energetische Flexibilität von Gebäuden.” BFE SI/501240-01 Jahresbericht 2015, FHNW IEBau, 2015.
- [16] M. Hall, “Energetische Flexibilität von Gebäuden.” BFE SI/501240-01 Jahresbericht, FHNW IEBau, 2016.
- [17] M. Hall and A. Geissler, “Energetische Flexibilität von Gebäuden,” BFE SI/501240-01 Jahresbericht, FHNW IEBau, 2017.
- [18] M. Hall and A. Geissler, “Energetische Flexibilität von Gebäuden.” BFE SI/501240-01 Jahresbericht, FHNW IEBau, 2018.
- [19] M. Hall and A. Geissler, “Energetische Flexibilität von Gebäuden,” BFE SI/501240-01 Jahresbericht, FHNW IEBau, 2019.
- [20] M. Hall and A. Geissler, “Energetische Flexibilität von Gebäuden,” BFE SI/501240-01 Schlussbericht, FHNW IEBau, 2020.



13 Literaturverzeichnis

- [1] R. Perneti, G. Reynders, and A. Knotzer, "Annex 67: Energy Flexible Buildings - Energy Flexibility as a key asset in a smart building," www.annex67.org, 2017.
- [2] G. Reynders, R. Amaral Lopes, A. Marszal-Pomianowska, D. Aelenei, J. Martins, and D. Saelens, "Energy flexible buildings: An evaluation of definitions and quantification methodologies applied to thermal storage," *Energy Build.*, vol. 166, pp. 372–390, May 2018.
- [3] S. Ø. Jensen *et al.*, "IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings," *Energy Build.*, vol. 155, pp. 25–34, Nov. 2017.
- [4] R. G. Junker *et al.*, "Characterizing the energy flexibility of buildings and districts," *Appl. Energy*, vol. 225, pp. 175–182, Sep. 2018.
- [5] International Energy Agency (IEA), "EBC Annex 67," 2019. [Online]. Available: <http://annex67.org/>.
- [6] Merkblatt SIA 2024, "Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik." 2015.
- [7] M. Hall, B. Burger, and A. Geissler, "Entwicklung eines Planungsinstrumentes zur Bestimmung der Netzinteraktion von Gebäuden," in *Brenet 19. Status Seminar, Zürich (CH)*, 2016.
- [8] B. Burger and M. Hall, "PVopti - hourly based energy balance for building design," in *CISBAT Conference, Lausanne (CH)*, *Energy Procedia* 122, 2017, pp. 769–774.
- [9] T. Staudacher and S. Eller, "Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses," *www.ffe.de*, *BWK*, vol. 4, no. 6, pp. 66–72, 2012.
- [10] N. Pflugradt, "Persönliche Mitteilung," Berner Fachhochschule, Burgdorf, 2017.
- [11] M. Hall and A. Geissler, "Current and future balancing methods for Net Zero Energy Buildings - impact of time steps, grid-interaction and weighting factors," in *CISBAT Conference, Lausanne (CH)*, *Energy Procedia* 122, 2017, pp. 379–384.
- [12] R. Bittel, "Analyse der Eigenverbrauchsrate und Autarkiegraden von zeitlich verschiedenen Auflösungen." *Energie- und Umwelttechnik P5*, FHNW Hochschule für Technik, 2018.
- [13] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-minütiger Datenbasis." Universität Berlin, 2015.
- [14] *Programm Meteonorm Version 6.1*. Meteotest, Bern.
- [15] SIA 380, *Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden*. 2015.
- [16] Merkblatt SIA 2031, *Energieausweis für Gebäude*. 2016.
- [17] M. Hall and A. Geissler, "The impact of different energy balancing methods on net zero energy buildings," in *12th Advanced Building Skins, Bern (CH)*, 2017, pp. 1052–1060.
- [18] M. Hall, F. Dorusch, and A. Geissler, "Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität," *Bauphysik*, vol. 36, no. 3, pp. 117–129, Jun. 2014.
- [19] M. Hall and A. Geissler, "Energetische Flexibilität von Gebäuden," BFE SI/501240-01 Jahresbericht, FHNW IEBau, 2017.
- [20] D. Schacher, "Eigenverbrauch im Mehrfamilienhaus," CAS Masterarbeit an FHNW Hochschule für Life Sciences, Muttenz, 2018.
- [21] Velasolaris, "Polysun." www.velasolaris.com, 2017.
- [22] Valentin Software, "PV*Sol." www.valentin-software.com, 2017.



- [23] M. Koch, M. Hall, and A. Geissler, "FHNW. The Energy Research Lab," in *Experimental facilities and methods for assessing energy flexibility in buildings - Deliverable of the Annex 67 - Energy Flexible Buildings*, 2nd ed., J. Salom and T. Péan, Eds. EBC Annex 67 (IEA), www.annex67.org, 2019, pp. 71–79.
- [24] N. Pflugradt, "LoadprofileGenerator (www.loadprofilegenerator.de)," 2015. [Online]. Available: <http://www.loadprofilegenerator.de/>.
- [25] IEA Solar Heating and Cooling – Task 44/ Heat Pump Programme Annex 38, "Solar and Heat Pump Systems." <http://task44.iea-shc.org>, 2012.
- [26] C. Hoffmann, M. Hall, and A. Geissler, "Quantifying Thermal Flexibility of Multi-Family and Office Buildings," in *Building Simulation and Optimization*, 2018, pp. 230–236.
- [27] M. Hall and A. Geissler, "Energetische Flexibilität von Gebäuden." BFE SI/501240-01 Jahresbericht, FHNW IEBau, 2018.
- [28] "ESRU, ESP-r (open source): A Building and Plant Energy Simulation Environment. University of Strathclyde, Glasgow; <http://www.esru.strath.ac.uk>. Programm Version 2013." .
- [29] "Sonnenaufgang und Sonnenuntergang." [Online]. Available: <http://www.sunrise-and-sunset.com>. [Accessed: 29-May-2018].
- [30] M. Hall and A. Geissler, "Einfluss der Wärmespeicherfähigkeit auf die energetische Flexibilität von Gebäuden," *Bauphysik*, vol. 37, no. 2, pp. 115–123, 2015.
- [31] *VDI 3807-2013: Energieverbrauchskennwerte für Gebäude - Grundlagen, Blatt 1*. Deutschland, 2013.
- [32] ÖNORM B 8110-3, *Wärmeschutz im Hochbau - Teil 3: Vermeidung sommerlicher Überwärmung*. 2012.
- [33] J. Knissel, "Energieeffiziente Büro- und Verwaltungsgebäude - Hinweise zur primärenergetischen und wirtschaftlichen Optimierung," Darmstadt, 1999.
- [34] SN EN ISO 13786:2007, *Wärmetechnisches Verhalten von Bauteilen. Dynamisch - thermische Kenngrößen - Berechnungsverfahren (ISO 13786:2007)*. 2007.
- [35] SIA 2028, *Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik*. Schweiz, 2010.
- [36] Merkblatt SIA 2024, "Standardnutzungsbedingungen für Energie – und Gebäudetechnik." 2006.
- [37] SIA 380/1, "Heizwärmebedarf." 2016.
- [38] K. Voss, S. Herkel, D. Kalz, T. Lütendorf, A. Maas, and A. Wagner, *Performance von Gebäuden*. Fraunhofer IRB Verlag, 2016.
- [39] W. Schmid, "Je einfacher die Anlage, desto höher die Arbeitszahl," *SBZ*, vol. 10, pp. 50–53, 2010.
- [40] K. Klein, S. Herkel, H.-M. Henning, and C. Felsmann, "Load shifting using the heating and cooling system of an office building: Quantitative potential evaluation for different flexibility and storage options," *Appl. Energy*, vol. 203, pp. 917–937, 2017.
- [41] A. Kathirgamanathan, M. DeRosa, W. Turner, and D. Finn, "A Study on the Aggregation of Energy Flexibility of Commercial Buildings (unpublished technical report from IEA EBC Annex 67)," University College Dublin, Dublin, 2017.
- [42] SIA 2028-C1, *Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik - Korrigenda C1 zu SIA 2028:2010*. 2015.
- [43] Anonym, "Pressemitteilung: Ein Sommerhalbjahr der Rekorde," *Meteozurich*, Zürich, Sep-2018.



- [44] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2002.
- [45] Statistik BS, "Gebäude und Wohnungen Basel Stadt." 2015.
- [46] J. Nipkow, "Elektrische Wassererwärmung in der Schweiz," Schlussbericht BFE SI /400951-01, ARENA Zürich, 2013.
- [47] A. Siegrist, P. Schnabl, S. Burkart, P. de Haan, and R. Bianchetti, "Elektromobilität – Studie Ladeinfrastruktur Region Basel," Amt für Umwelt und Energie, Basel, 2014.
- [48] M. Hall and A. Geissler, "SmartStability: Netzdienliche Quartiere mit Stromspeicher," FHNW Institut Energie am Bau, Muttenz im Auftrag vom AUE Basel-Stadt, 2019.
- [49] Industrielle Werke Basel, "Stromtarife 2020 inkl. MwSt." [Online]. Available: <https://www.iwb.ch/Fuer-Zuhause/Strom/Stromtarife.html>. [Accessed: 30-Apr-2020].
- [50] EPEX SPOT Market DATA, "Intraday Auctions Data DE 2015." <https://www.epexspot.com>.
- [51] Pronovo AG, "Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Stand Februar 2020." [Online]. Available: <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/60212.pdf>. [Accessed: 12-May-2020].
- [52] D. Vuarnoz and T. Jusselme, "Data in Brief Dataset concerning the hourly conversion factors for the cumulative energy demand and its non-renewable part , and hourly GHG emission factors of the Swiss mix during a one year period (2015 – 2016)," *Data Br.*, vol. 21, pp. 1026–1028, 2018.
- [53] P. Graf and T. Marti, "Marktfähigkeit neuer erneuerbaren Stromproduktionsanlagen für Schweizer EVU," EVU Partners AG, Aarau, www.evupartners.ch, 2018.
- [54] N. Kelly, A. Samuel, and P. Tuohly, "The effect of hot water use patterns on heating load and demand shifting opportunities," in *Building Performance Simulation Association*, 2015, pp. 1298–1305.
- [55] U. I. Dar, I. Sartori, L. Georges, and V. Novakovic, "Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid," *Energy Build.*, vol. 69, pp. 74–84, Feb. 2014.
- [56] J. Le Dréau and P. Heiselberg, "Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass," *Energy*, vol. 111, pp. 991–1002, Sep. 2016.
- [57] T. Weiss, D. Rüdisser, and G. Reynders, "Tool to evaluate the Energy Flexibility in Buildings - A short manual." www.annex67.org, 2019.