

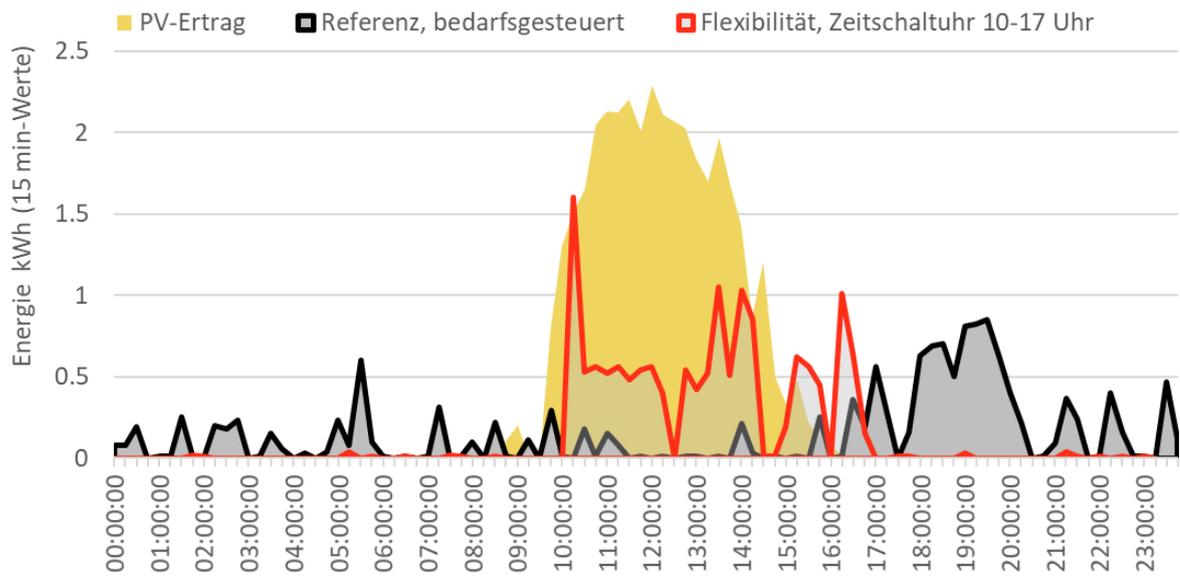


Jahresbericht 2018

Energetische Flexibilität von Gebäuden

Beitrag zum IEA Annex 67

Wärmepumpenbetrieb





Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik

Datum: 28. November 2018

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Auftragnehmer/in:

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, monika.hall@fhnw.ch
Prof. Dr. Achim Geissler, IEBau, FHNW, achim.geissler@fhnw.ch

BFE-Bereichsleitung: Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
BFE-Programmleitung: 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. 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.

Um den Eigenverbrauch zu erhöhen ist es das Ziel, 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 die Wärmepumpenlaufzeit für Wohnen in Abhängigkeit von dem Heizwärmebedarf und der Wärmespeicherfähigkeit abgeleitet werden kann.

Zeitschrittintervalle und Gewichtungsfaktoren haben einen grossen Einfluss auf die Energiebilanz. Zeitschritte mit maximal 60 min ergeben ausreichend genaue Ergebnissen. Wird eine Batterie eingesetzt, liefern 1- und 60-min Zeitschritte dieselben Ergebnisse. Symmetrische und unsymmetrische Gewichtungsfaktoren führen zu unterschiedlichem Gebäudedesign und unsymmetrische Faktoren zur Notwendigkeit von grösseren PV-Anlagen.

Eine Vergrösserung des Warmwasserspeichers von einem Tages- auf einen 2-3 Tagesspeicher ist nicht sinnvoll, da die Erhöhung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads sehr gering ausfällt.

Erste 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 abhängt.

Für eine Areal-Simulation wird ein Areal mit Ein- und Zweifamilienhäusern zusammengestellt und die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad pro Haus bestimmt. Als nächster Schritt sollen über einen Agenten die Wärmepumpen an- und ausgeschaltet bzw. die Batterien ge- und entladen werden, um die Netzbelastung zu glätten.





Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
2 Projektziele	8
3 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse	8
3.1 Überblick.....	8
3.2 Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden	9
3.2.1 Hintergrund	9
3.2.2 Ziele der Untersuchung	9
3.2.3 Gebäudemodell	10
3.2.4 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad.....	11
3.2.5 Resultate Winter	11
3.2.6 Resultate Sommer	14
3.2.7 Diskussion und Zusammenfassung	15
3.3 Einfluss von Zeitschritten auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad.....	16
3.3.1 Hintergrund	16
3.3.2 Resultate.....	16
3.3.3 Fazit.....	19
3.4 Einfluss Wärmepumpensteuerung, Speicher- und Batteriegrösse auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad	20
3.4.1 Fallbeispiel.....	20
3.4.2 Methodik	21
3.4.3 Resultate.....	22
3.4.4 Fazit	25
3.5 Peakshaving	26
3.5.1 Fallbeispiel.....	26
3.5.2 Resultate.....	26
3.5.3 Fazit	29
3.6 Flexibilität von Arealen	30
3.7 Statusbericht zu PVopti	31
4 Internationale Zusammenarbeit	31
5 Bewertung 2018 und Ausblick 2019	33
6 Publikationen	33
7 Referenzen	34
8 Anhang	35



8.1	Beitrag zu Bericht «Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings»	35
8.2	Beitrag zu D6 «Test procedures and results»	40
8.3	Beitrag zu D7 «Examples of Energy Flexibility in buildings»	44
8.4	Beitrag zum 20. breinet Status-Seminar 2018	48
8.5	Beitrag zur 4. Building Simulation & Optimization 2018.....	56
8.6	Beitrag zur Internationalen Passivhaustagung 2018.....	60
8.7	Beitrag zum Annex 67 Newsletter 6, 2018	62



Abkürzungsverzeichnis

A	Autarkiegrad
EFH	Einfamilienhaus
EL, el. Bel.	Elektrische Beleuchtung
$E_{\text{Bed.}}$	Bedarf
E_{flex}	Flexibilitätsindex
EV	Eigenverbrauch
EVR	Eigenverbrauchsrate
EZ	Einzel- und Gruppenbüro
GR	Grossraumbüro
GR	Grossraumbüro
E_{flex}	Bedarf mit Flexibilität
E_{ref}	Bedarf ohne Flexibilität
MFH	Mehrfamilienhaus
Nenn	Nennkapazität
PV-Anlage	Photovoltaikanlage
PV-Ertrag, E_{PV}	Stromertrag aus der Photovoltaikanlage
VL	Vorlauftemperatur



1 Einleitung

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.

2 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 soll aufgezeigt werden. Die Bildung praxistauglicher Kenngrössen für die Planungsphase wird angestrebt. Das Projekt ist in IEA EBC Annex 67 "Energy Flexible Buildings" eingebunden.

3 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

3.1 Überblick

Im 2018 werden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Weiterführung der Untersuchungen zum Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität
- Untersuchungen zum Einfluss von Zeitschritten auf den Eigenverbrauch und Autarkiegrad
- Untersuchungen zum Einfluss der Wärmepumpenregelung, Warmwasserspeichergrösse und Batteriegrösse auf den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad
- Untersuchungen zum Peakshaving
- Untersuchungen zur Flexibilität von Arealen



- Internationale Zusammenarbeit: Arbeiten für den IEA EBC Annex 67
 - Subtask B 3.1 Dokumentation der Testmöglichkeiten im Energy Research Lab ERL (technischer Report)
 - Subtask B 3.1: Dokumentation eines Labortests zum Thema Flexibilität für (Deliverables D6)
 - Subtask B 4: Dokumentation eines guten Beispiels für den Einsatz der energetischen Flexibilität in einem realen Gebäude und durch Simulationen (Deliverables D7)
 - Erstellung einer PVopti Annex 67 Version

3.2 Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden

3.2.1 Hintergrund

Aufgrund der Preisentwicklung von Strom wird es immer attraktiver, den Stromertrag einer lokalen Photovoltaikanlage direkt vor Ort zu nutzen. Hierzu eignen sich grosse Strombezüger, die während der Tagesstunden Strom beziehen können, wie z.B. Wärmepumpen. Ziel ist es, die Laufzeit der Wärmepumpe auf den Tag zu beschränken. Je geringer die notwendige Laufzeit ist, desto grösser wird die Flexibilität hinsichtlich der Wahl der Laufzeitfenster. Gegenstand der Untersuchung sind ein Mehrfamilienhaus (Fussbodenheizung) und ein Bürogebäude (Betonkernaktivierung in der Decke).

Für beide Gebäudetypen wird in [1] ermittelt, wie es sich auf den thermischen Komfort auswirkt, wenn die Laufzeiten der Wärmepumpe zum Heizen und Kühlen auf die Tageszeit beschränkt sind. Es wird deutlich, dass die thermische Gebäudemasse ein wichtiger Bestandteil im Rahmen der energetischen Flexibilität ist. Aus den durchgeführten Untersuchungen lässt sich ableiten, dass diese Flexibilität im Wohnbereich besser als im Bürobau zu nutzen ist, da im Bürobau die internen Lasten eine sehr grosse Rolle spielen. Im Winter wirken sich hohe interne Lasten positiv auf die Flexibilität aus, es sind kürzere Laufzeiten der Wärmepumpe (Heizmodus) möglich. Im Sommer verlängern hohe interne Lasten die Laufzeiten der Wärmepumpe (Kühlmodus), da mehr bzw. länger gekühlt werden muss.

Der im folgenden verwendete Begriff «Laufzeit» wird als Synonym für das Zeitfenster verwendet, welches der Wärmepumpe zum Heizen und Kühlen zur Verfügung steht. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Wärmepumpe über das gesamte Zeitfenster laufen muss.

3.2.2 Ziele der Untersuchung

Speziell beim Bürogebäude werden im Zusammenhang mit den Laufzeiten der Wärmepumpe und dem thermischen Komfort unterschiedliche Betriebsweisen des Gebäudes miteinander verglichen. Im vorliegenden Jahresbericht wird für diejenigen Varianten, welche einen akzeptablen thermischen Komfort im Sommer und im Winter bieten, aufgezeigt, wie hoch der Energiebedarf ist. Weiter wird untersucht, wie sich die Eigenverbrauchsrate (EVR) und der Autarkiegrad bei den einzelnen Varianten unterscheiden.

Tabelle 1 zeigt die untersuchten Varianten und die dazugehörigen Untertemperaturstunden (empfundene Temperatur $< 20\text{ °C}$) für den Winter (Januar). In Tabelle 2 sind Varianten mit den dazugehörigen Übertemperaturstunden (empfundene Temperatur $> 26.5\text{ °C}$) für den Sommer (Juli) dargestellt. Simuliert wird mit dem Programm «ESP-r» [2]. Es wird jeweils eine Vorlaufzeit von 60



Tagen berücksichtigt, damit das Gebäude zu Beginn der Betrachtungsperiode thermisch eingeschwungen ist. Die Klimastation ist Zürich.

Tabelle 1: Berechnete Untertemperaturstunden im Januar in den Büros mit unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe. Die Vorlauftemperatur beträgt 35 °C (ausser bei #10), der Schaltpunkt für die Heizung liegt bei 20 °C. Die Zahl gibt immer die Anzahl der Untertemperaturstunden während der Nutzungszeit 8-18 Uhr an, entsprechend einer Nutzungszeit von insgesamt 230 h im Januar. Verwendete Abkürzungen: EZ = Einzelbüros, GR = Grossraumbüros

#	Laufzeit Heizung	Wochentage						Bemerkung
		Mo - So		Mo - Fr		Mo - Fr + So		
		EZ	GR	EZ	GR	EZ	GR	
4	7-17	0	0	12	16	0	0	
5	8-17	0	0					
6	9-17	0	1					
7	9-16	1	3					
8	9-16	0	0	0	8	0	0	el. Bel. 7-18 Uhr
9	9-16	45	47					keine el. Bel.
10	9-16	0	0					Vorlauf 45°C

Tabelle 2: Berechnete Übertemperaturstunden im Juli in den Büros mit unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe. Die Vorlauftemperatur beträgt 18 °C, der Schaltpunkt für die Kühlung liegt bei 26 °C (ausser bei #13-16). Die Zahl gibt immer die Anzahl der Untertemperaturstunden während der Nutzungszeit (8-18 Uhr entspricht 230 h im Juli) an. Verwendete Abkürzungen: EZ = Einzelbüros, GR = Grossraumbüros

#	Laufzeit Kühlung	Wochentage		Bemerkungen
		Mo - So		
	6 - 20 Uhr	EZ	GR	
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%
14	8-18	0	6	NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühl. ab 24°C, keine el. Bel.
15a	7-18	0	7	NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühl. ab 24°C, MS +20%
15	8-18	1	15	NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühl. ab 24°C, MS +20%
16	6-20	0	0	NL 18-7 Uhr, 1.5 1/h, Kühlung ab 24°C

3.2.3 Gebäudemodell

Grundlage für die Untersuchungen bildet das Simulationsmodell mit den zugehörigen Randbedingungen, das im Jahresbericht 2017 [1] vorgestellt wurde. Das Modell besteht aus einer 1'000 m² grossen Büroetage mit einem Grossraumbüro und Einzelbüros (63 % der Fläche), Nebenräumen (27 %) sowie Verkehrsfläche (10 %). Das Gebäude ist im massiver Bauweise erstellt, gut gedämmt (U-Wert Aussenwand 0.17 W/(m² K), U-Wert Fenster 0.61 W/(m² K)) und hat einen Fensteranteil von 40 % (Bezug: Fassadenfläche). Es gibt einen aussenliegenden Lamellenstoren als Sonnenschutz. Die internen Lasten sind für alle Räume entsprechend der Nutzung gemäss SIA 2024:2015 [3] angesetzt. Als Klimadatensatz dient das mittlere Jahr für Zürich gemäss SIA 2028 [4].

Für den Winter wird der Wärmebedarf für den Monat Januar (kältester Monat) ermittelt. Als Berechnungsgrundlage dient die Pumpenlaufzeit für jede Zone und die Differenz aus Vor- und Rücklauftemperatur. Zur Feststellung des jährlichen Wärmebedarfs dient eine Skalierung des Verbrauchs vom Januar anhand von den Heizgradtagen für den Standort Zürich gemäss SIA 2028-C1 [5].



Der Kühllkältebedarf 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 [6] treten im langjährigen Durchschnitt 85 Kühlgradtage (Tage, an denen gekühlt wird) auf.

3.2.4 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad

Der Eigenverbrauch (EV) bezeichnet pro Zeitschritt die Menge an Elektrizität, die gleichzeitig von der PV-Anlage erzeugt und von den Verbrauchern im Gebäude bezogen wird. Die Eigenverbrauchsrate (EVR) wird als das prozentuale Verhältnis aus dem Eigenverbrauch (EV) und dem gesamten PV-Ertrag (E_{PV}) für den betrachteten Zeitschritt berechnet.

$$EVR = \sum \frac{EV}{E_{PV}} * 100 [\%]$$

Der Autarkiegrad wird aus dem prozentualen Verhältnis aus dem Eigenverbrauch (EV) pro Zeitschritt und dem Bedarf (E_{Bed}) bezogen auf die Betrachtungsperiode ermittelt.

$$A = \sum \frac{EV}{E_{Bed}} * 100 [\%]$$

Beide Faktoren werden basierend auf dem Zeitschritt von einer Minute für den entsprechenden Monat ermittelt. Die Definitionen werden in [7] ausführlich hergeleitet.

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 Kühllkälte berücksichtigt. Der Strom für den Gebäudebetrieb, z.B. die Beleuchtung wird nicht berücksichtigt.

3.2.5 Resultate Winter

Den jährlichen (hochgerechneten) Heizwärmebedarf zeigt Abbildung 1. Die Betriebsweise wird auf die folgende Art und Weise variiert.

- #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
- #4: Heizbetrieb 7-17 Uhr, elektrische Beleuchtung wie #4 und Vorlauftemperatur von 35 erhöht auf 45°C

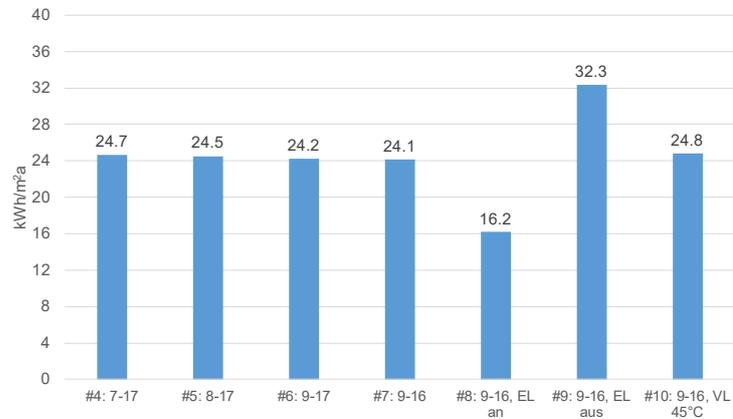


Abbildung 1: Jährlicher Heizwärmebedarf. Verwendete Abkürzungen: EL = Elektrische Beleuchtung, VL = Vorlauf.

Insgesamt liegt der jährliche Heizwärmebedarf im erwartbaren Bereich. Die einzelnen Betriebsweisen, die, mit Ausnahme von #8 und #9, die Zeiträume in denen geheizt wird, variieren, weichen nur wenige Prozentpunkte voneinander ab. Eine Ausnahme bildet der Betrieb der elektrischen Beleuchtung: nimmt man #4 als Basis, so reduziert sich der Heizwärmebedarf um 34 % wenn die elektrische Beleuchtung immer an ist (#8), und steigt um 30 % wenn die elektrische Beleuchtung gemäss SIA 2024 immer ausgeschaltet ist (#9).

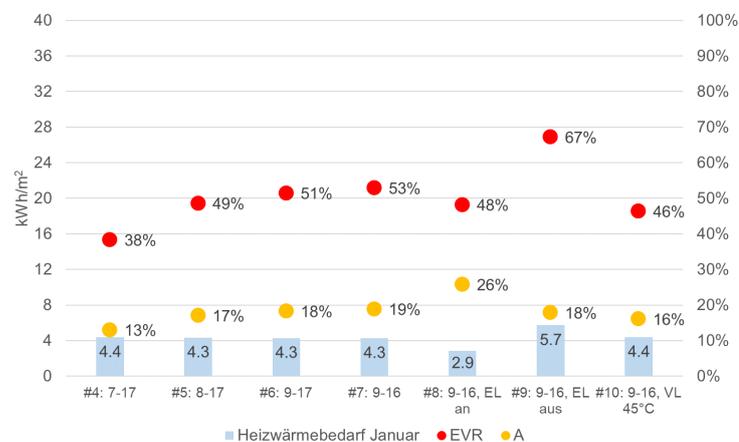


Abbildung 2: Heizwärmebedarf, Eigenverbrauchsrate (EVR) und Autarkiegrad (A) für Januar. Verwendete Abkürzungen: EL = Elektrische Beleuchtung, VL = Vorlauf.

Abbildung 2 zeigt den Heizwärmebedarf im Januar, die Eigenverbrauchsrate (EVR) und den Autarkiegrad (A). Betrachtet man zunächst die EVR, so unterscheiden sich die Varianten voneinander. Ein hoher Prozentsatz bedeutet, dass ein hoher Anteil des PV-Ertrags im eigenen Gebäude verbraucht wird. Deutlich wird dies am Beispiel des Gebäudebetriebs mit tagsüber ständig eingeschalteter elektrischer Beleuchtung (#8) und ohne elektrische Beleuchtung (#9). Sind die internen Wärmelasten hoch, so wird weniger Heizenergie benötigt und die EVR sinkt. Sind die internen Wärmelasten tief und damit der Heizenergiebedarf hoch, so kann eine hohe EVR erreicht werden. Was die unterschiedlichen Betriebszeiten für die Heizung angeht, so sorgen kürzere Heizzeiten während der Tageszeit für eine hohe EVR (Vergleiche #7 und #4).



Bei dem Autarkiegrad bedeutet ein hoher Prozentsatz, dass ein hoher Anteil des Bedarfs vom PV-Ertrag zeitgleich gedeckt werden kann. Die Tendenz ist hier gegenläufig zur EVR, wie die Beispiele mit der elektrischen Beleuchtung (#8 und #9) zeigen. Bei hohen internen Lasten und einem damit einhergehenden tiefen Bedarf an Heizenergie (#8) wird ein höherer Autarkiegrad erreicht, als bei tiefen internen Lasten und einem resultierenden höheren Bedarf (#9). Bezüglich der Betriebszeiten sorgen auch hier (bei ähnlich hohem Bedarf #4 bis #7) kürzere Heizzeiten während des Tages für eine geringfügig höhere Autarkie.

Grundsätzlich zeigte es sich bei der Betrachtung des thermischen Komforts, dass es vorteilhafter ist, das Gebäude von Sonntag bis Freitag zu beheizen. Ob und wenn ja wie sich dies auf den Heizwärmebedarf, die EVR und die Autarkie auswirkt, zeigen Abbildung 3 für Variante #4 und Abbildung 4 für Variante #8. Grundsätzlich ist für die absolute Höhe des Heizwärmebedarfs eine möglichst kurze wöchentliche Betriebszeit vorteilhaft. Wird an sieben Wochentagen geheizt, so steigen Autarkie und EVR (den Bezug bildet immer der PV-Ertrag einer 7-Tage-Woche).

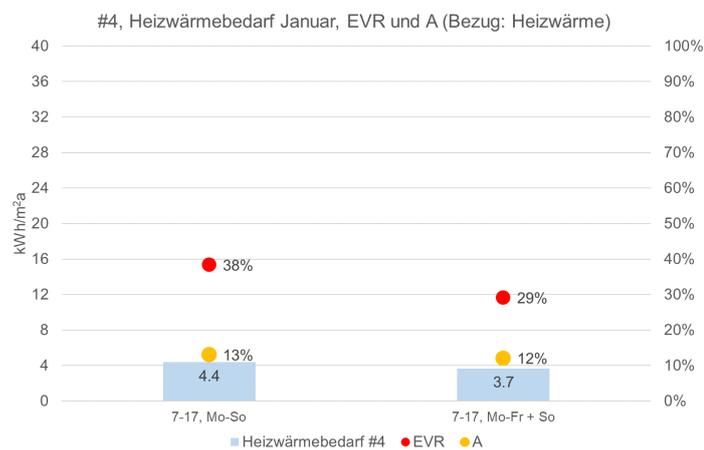


Abbildung 3: Heizwärmebedarf, EVR und Autarkie für Variante #4 im Januar. Verwendete Abkürzungen: EL = Elektrische Beleuchtung, VL = Vorlauf.

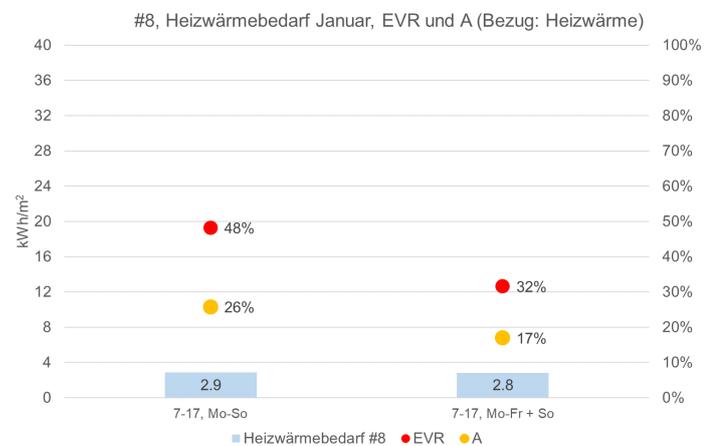


Abbildung 4: Heizwärmebedarf, EVR und Autarkiegrad für Variante #8 im Januar. Verwendete Abkürzungen: EL = Elektrische Beleuchtung, VL = Vorlauf.



3.2.6 Resultate Sommer

Die Betriebsweise der Büroetage wird im Sommer auf die folgende Art und Weise variiert.

- #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

Den jährlichen (hochgerechneten) Kühlkältebedarf zeigt Abbildung 5. Um die Ergebnisse zu plausibilisieren werden die Werte mit Angaben für den Kühlkältebedarf des Standardgebäudes gemäss SIA 2024 [3] verglichen. Als Jahreswert ist hier für Einzel- und Gruppenbüros ein Wert von 13 kWh/(m² a) und für Grossraumbüros ein Wert von 21 kWh/(m² a) angegeben (also durchschnittlich rund 17 kWh/(m² a)). Die anhand der Kühlgradtage berechneten Jahreswerte liegen zwischen rund 19 kWh/(m² a) und 20 kWh/(m² a). Grundsätzlich liegen die berechneten Werte damit in einer plausiblen Grössenordnung. Insgesamt ist bei der Variante mit der längsten Betriebsdauer auch der höchste Kühlkältebedarf zu verzeichnen (#16).

Den monatlichen Kühlkältebedarf, die EVR und die Autarkie zeigen Abbildung 6. Im Sommer sind die erreichten EVR Raten mit 80-92 % deutlich höher als im Winter (38-53 %). Bei der Variante mit der längsten täglichen Betriebsdauer für die Kühlung (#16) wird auch die höchste EVR erreicht. Zugleich ist dies auch die Variante mit dem höchsten Kühlkältebedarf. Die Werte für die EVR sinken mit kürzerer Betriebsdauer etwas ab (Vergleiche Variante #15 und #15a). Die Werte für die Autarkie liegen zwischen 67 und 76 % (im Winter liegen sie zwischen 13 und 26 %). Sie verhalten sich von der Tendenz her ähnlich wie die Werte für die EVR.

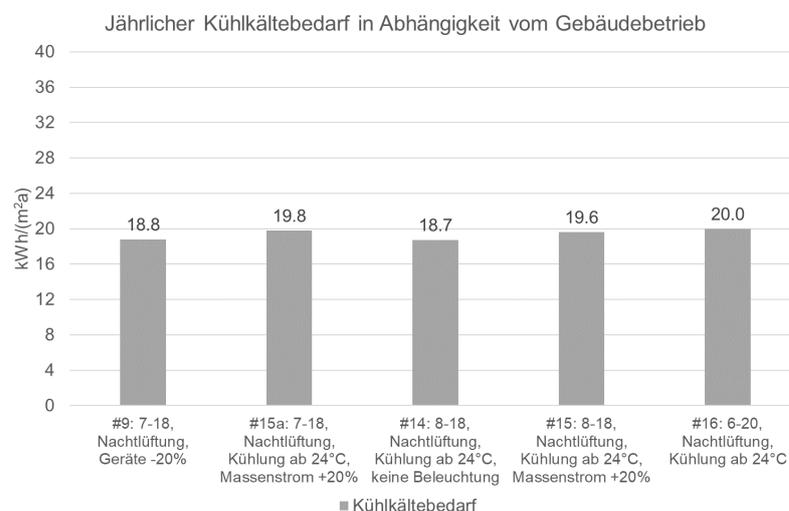


Abbildung 5: Jährlicher Kühlkältebedarf (Hochrechnung mit Kühlgradtagen und Volllaststunden).

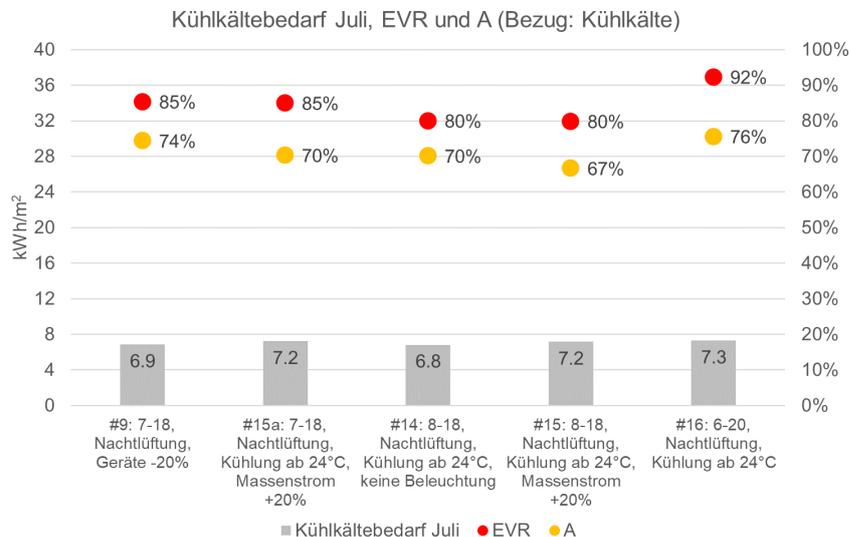


Abbildung 6: Kühlkältebedarf, Eigenverbrauchsrate (EVR) und Autarkiegrad (A) für Juli.

3.2.7 Diskussion und Zusammenfassung

Für verschiedene Betriebsvarianten eines Bürogebäudes werden mit Hilfe von dynamischen thermischen Gebäudesimulationen der Heizwärmebedarf, der Kühlkältebedarf, die EVR und der Autarkiegrad bestimmt. Die Simulationen werden für den kältesten (Januar) und den wärmsten Monat (Juli) der zugrundeliegenden Wetterdaten durchgeführt. Die Ergebnisse für den Heizwärmebedarf und den Kühlkältebedarf werden anhand von Hochrechnungen für das gesamte Betriebsjahr plausibilisiert. Sowohl der Heizwärmebedarf als auch der Kühlkältebedarf 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. Mit den Werten aus Kap. 3.2.4 ergibt sich, dass im Winter noch ca. 0.31 kWh/m² und im Sommer ca. 0.36 kWh/m² für Geräte und Beleuchtung zur Verfügung stehen. 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.

3.3 Einfluss von Zeitschritten auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad

3.3.1 Hintergrund

Im Jahresbericht 2017 [1] wird beschrieben, dass zur Berechnung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrades eine Auflösung der Zeitschritte maximal eine Stunde betragen darf, damit die ungleiche Solareinstrahlung im Tagesverlauf berücksichtigt wird. 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 [8], [9], aber zur weiteren Verifizierung werden eigene Untersuchungen angestellt [10].

Hierzu werden 1 min Lastprofile von 74 Einfamilienhäuser (EFH) aus Deutschland verwendet [11]. 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 [12]. 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°.

3.3.2 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.

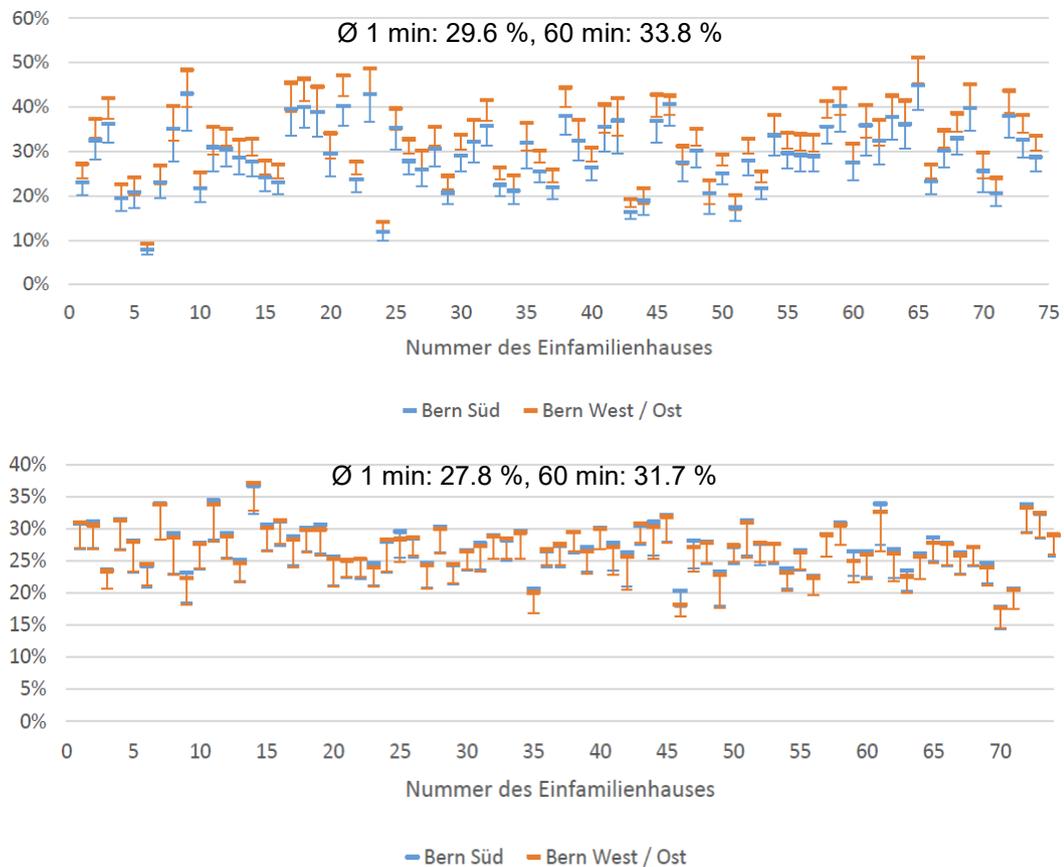


Abbildung 7 Eigenverbrauchsrate (oben) und Autarkiegrad (unten) der 74 EFH mit 4 kWp PV-Anlagen in Bern (Auflösung: 1 min unterer Strich, 60 min oberer Strich).

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 [8] 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.

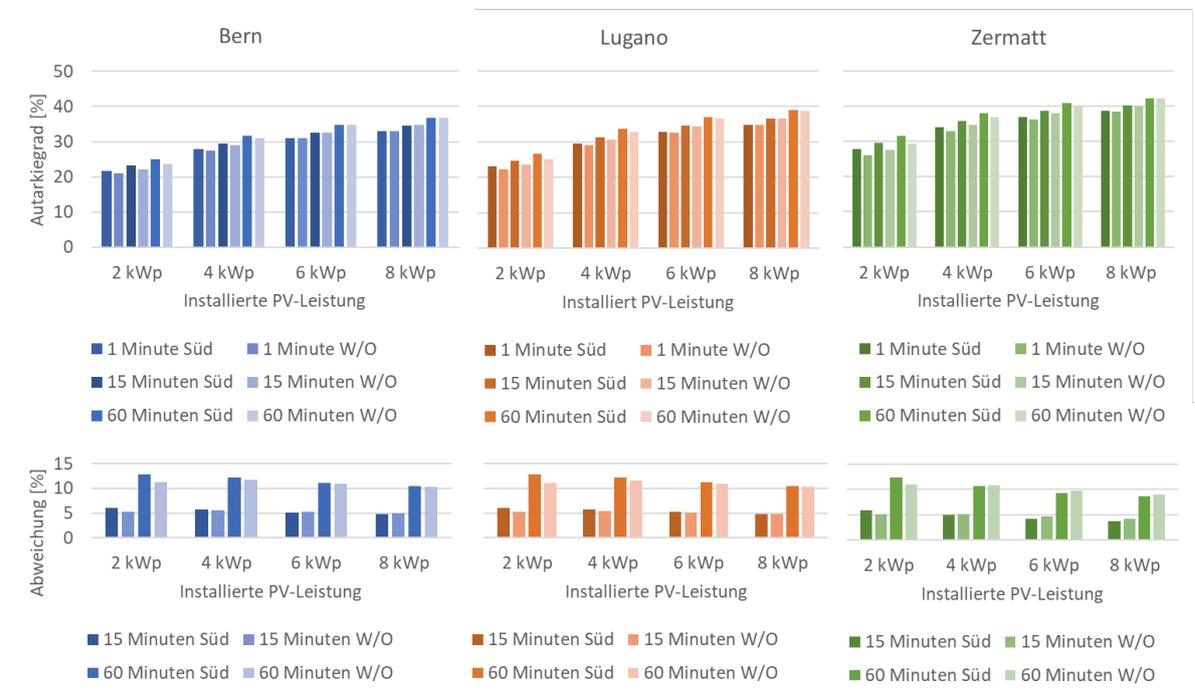


Abbildung 9: Durchschnittlicher Autarkiegrad (oben) und prozentuale Abweichung gegenüber 1 min Auflösung (unten) der 74 EFH bei unterschiedlicher PV-Leistung und Standorten.



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.

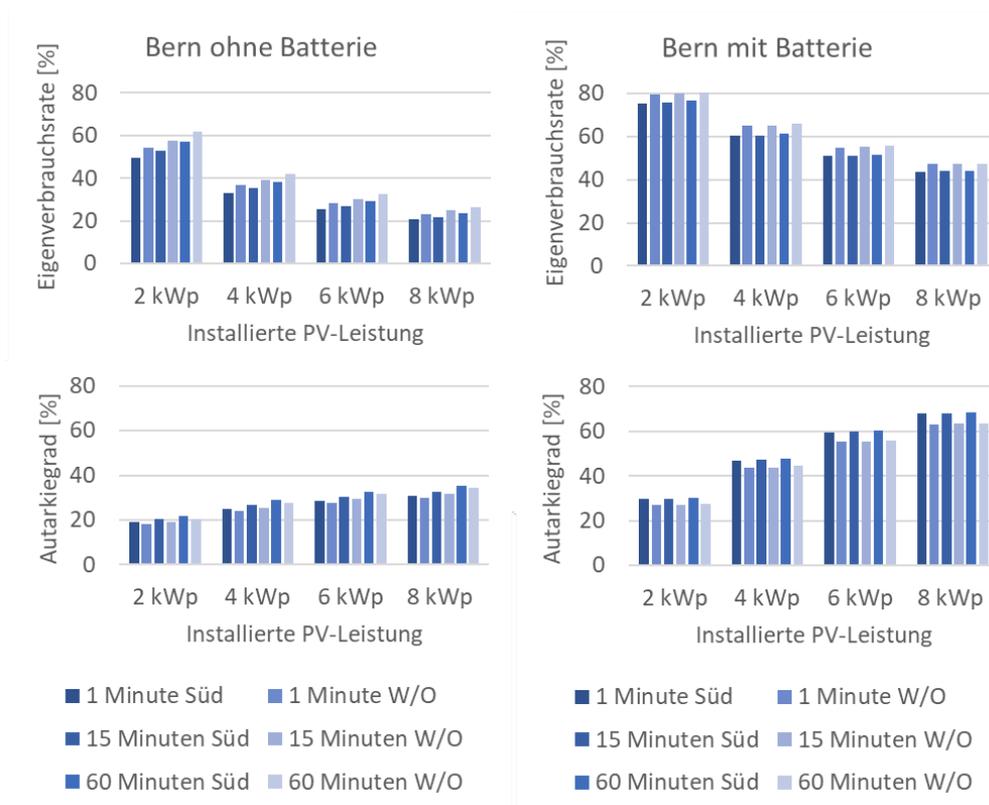


Abbildung 10: Durchschnittlicher Eigenverbrauchsrate (oben) und Autarkiegrad (unten) bei verschiedenen Auflösungen und ohne (links) bzw. mit (rechts) Batterie der drei EFH bei unterschiedlicher PV-Leistung in Bern.

3.3.3 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.

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

3.4.1 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 [13]. Das untersuchte Mehrfamilienhaus ist Teil einer Überbauung, die sich gerade in der Planungsphase befindet. Das Mehrfamilienhaus besteht aus 10 Wohneinheiten (Eckcluster, Abbildung 11) mit einer Energiebezugsfläche von 1'544 m².



Abbildung 11 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 [14]).

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 3, #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 [14] die Ertragsberechnung der PV-Anlage erfolgt mit PV*Sol [15], da Polysun keine Teilverschattung rechnet. Es wird die Klimastation Luzern verwendet. Der Simulationszeitschritt beträgt 15 min.

3.4.2 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 (Referenzfall)
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 entspricht

Ist 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



Speichergrösse

Der Einfluss der thermischen Speichergrössen auf die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad wird an sieben verschiedenen Grösse untersucht. Die Speichergrössen 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 Speichergrössen 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 Batteriegrössen (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.

3.4.3 Resultate

Wärmepumpensteuerung

Die Resultate infolge der verschiedenen Wärmepumpensteuerungen zeigt Tabelle 3. 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 3: 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 4 und Abbildung 12. 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 4: 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

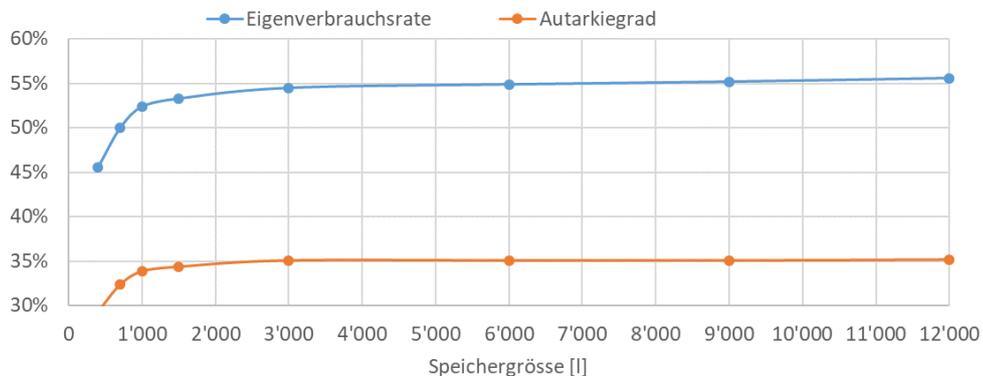


Abbildung 12 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad bei unterschiedlichen Gössen für Heizung und Warmwasserspeicher (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert).

Batteriespeicher

In Tabelle 5 und Abbildung 13 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 kW_p entspricht der Batteriespeicher mit 35 kWh_{Nenn} einem Tagesspeicher für die Sommermonate.

Tabelle 5: Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad von verschiedenen grossen Batteriespeicher (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert)

Batteriegröße Nennkapazität [kWh]	Eigenverbrauchsrate [%]	Autarkiegrad [%]
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

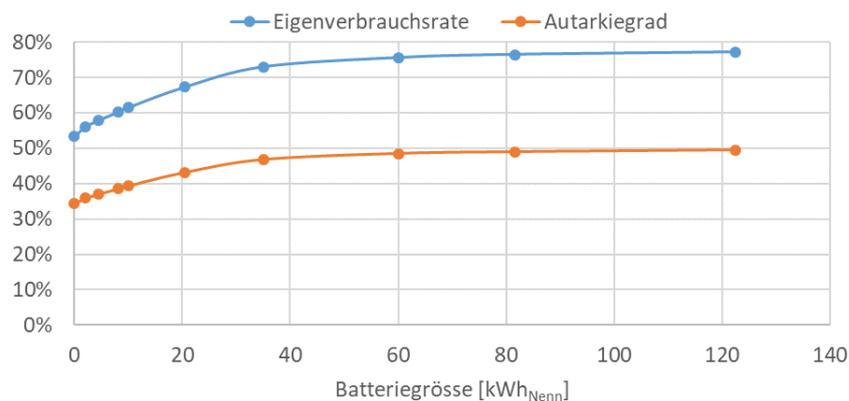


Abbildung 13 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad bei unterschiedlichen Batteriegrößen (Wärmepumpensteuerung #4: PV optimiert).

3.4.4 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 Speichergrösse 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 6). Eine deutliche Vergrößerung der Warmwasserspeicher zeigt bezüglich Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad nur einen sehr kleinen Einfluss.

Tabelle 6: 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

3.5 Peakshaving

3.5.1 Fallbeispiel

Für ein Mehrfamilienhaus mit drei Wohnungen [7], Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und 20 kWp Photovoltaikanlage (Süd, 10° geneigt) werden die Messwerte rechnerisch mit einer Batterie (20 kWh_{Nenn}) ergänzt. Es wird untersucht, wie viel Energie um welche Zeitperiode bei der Batteriesteuerung «Peakshaving» verschoben werden kann und wie sich dies auf den Eigenverbrauch und die Autarkie auswirkt.

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.

3.5.2 Resultate

Abbildung 14 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 15 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 15 a). Mit Peakshaving beginnt die Batterie um 12:00 Uhr zu laden und ist nach 45 min voll (Abbildung 15 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.

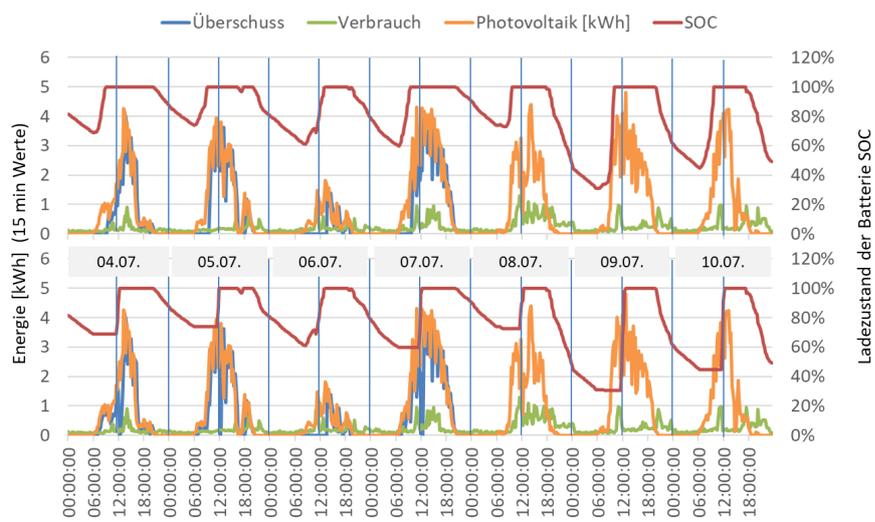


Abbildung 14: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (oben) und mit (unten) Peakshaving (20 kWp, 20 kWh, Peakshaving ab 70 kWh/d).

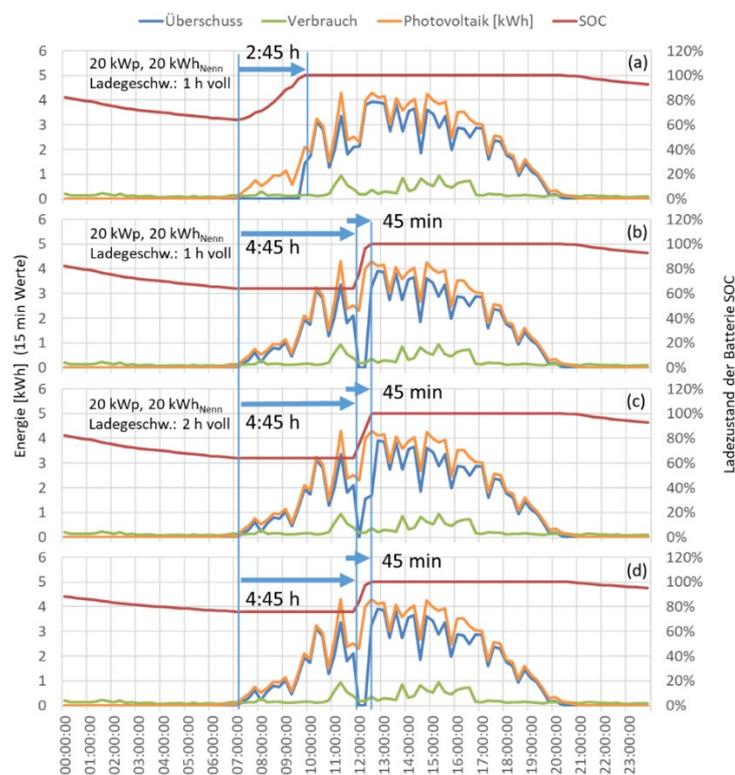


Abbildung 15: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (a) und mit (b-d), mit reduzierter Ladegeschwindigkeit (c) und mit einer grösseren Batterie (d). Peakshaving für den 07.07.2012 (Tages PV-Ertrag: 126 kWh/d, 20 kWp, 20 kWh, Peakshaving ab 70 kWh/d).



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 15 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 15 d). Nach 0:45 h ist sie bei 100%. Für 0:30 h wird kein PV-Überschuss in das Netz abgegeben. Bei der grösseren Batterie wird die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad leicht erhöht [1].

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 16 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 17 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.

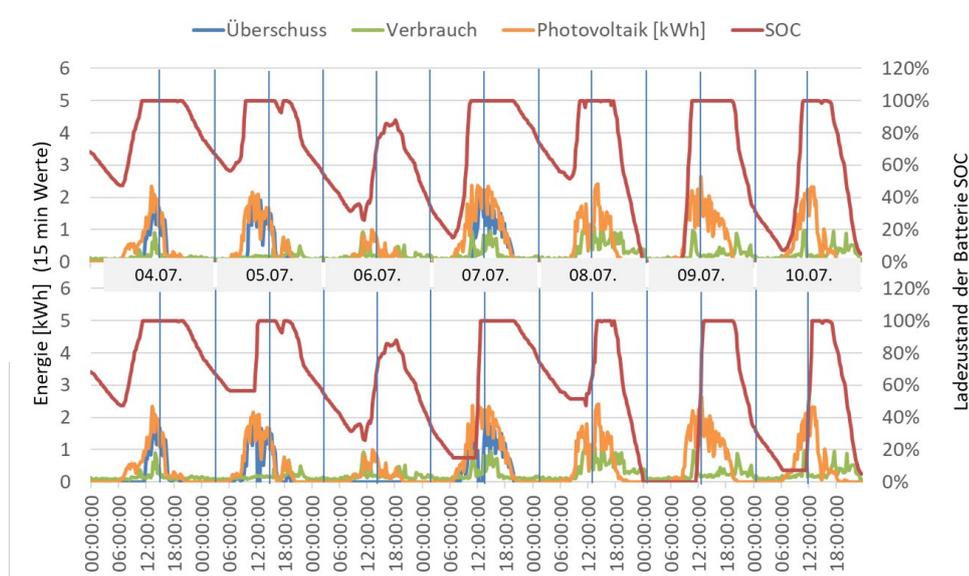


Abbildung 16: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (oben) und mit (unten) Peakshaving (11 kWp, 11 kWh, Peakshaving ab 40 kWh/d).

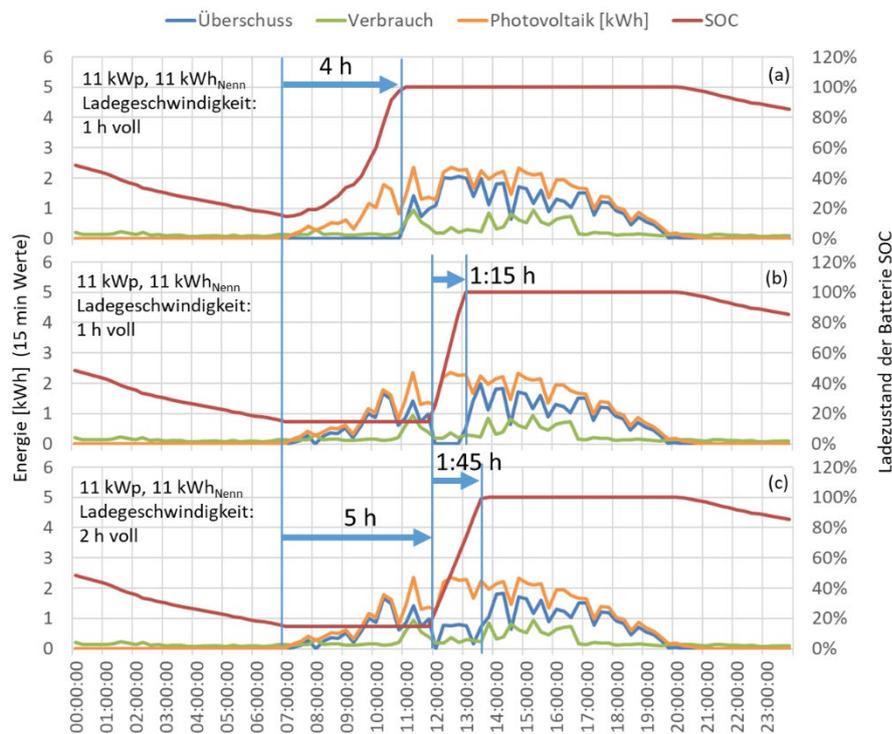


Abbildung 17: Verbrauch, PV-Ertrag, Netzeinspeisung (Überschuss) und Ladezustand der Batterie ohne (a) und mit (b) und mit reduzierter Ladegeschwindigkeit (c). Peakshaving für den 07.07.2012 (Tages PV-Ertrag: 68 kWh/d, 11 kWp, 11 kWh, Peakshaving ab 40 kWh/d).

3.5.3 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.



3.6 Flexibilität von Arealen

Die Flexibilität von Arealen besteht darin, dass die Gebäude untereinander kommunizieren und Energie austauschen können, bevor es zur Interaktion mit der nächst übergeordneten Netzebene kommt. In 2017 konnte ein Areal mit Ein- und Zweifamilienhäusern aufgebaut und erste Simulationen durchgeführt werden. Die Untersuchungen zum Areal werden mit dem Programm SmartStability [16], [17] durchgeführt, welches in einem unabhängigen Projekt entwickelt wird. Gegenüber den Arbeiten aus dem Jahr 2017 [1] konnten keine Fortschritte bei den Resultaten erzielt werden, da das Programm SmartStability in 2018 überarbeitet und erweitert wurde:

- Der gesamte Code wurde überprüft und wo nötig korrigiert und ergänzt.
- Es wurde festgestellt, dass das Warmwasser nicht durch die Wärmepumpe erwärmt wurde. Es wurde unabhängig von der Einstellung immer durch einen Elektroboiler erwärmt. Der Code wurde erweitert, so dass die Wärmepumpe nun Heizwärme und Warmwasser bereitstellen kann.
- Die modulierende Wärmepumpe war ohne Obergrenze implementiert. Es wurde eine Grenze für die maximale Leistung implementiert, so dass diese ggf. nicht ins Unermessliche steigt.
- Der Handel zwischen den Gebäuden funktionierte im Jahr 2017 nicht. Dieser ist jetzt implementiert.
- Es gab Probleme mit der Verrechnung der Solarstrahlung zu Photovoltaikertrag, dies ist nun gelöst.
- Bei ersten Auswertungen der Varianten mit einer Quartierbatterie wird festgestellt, dass die einfache Regelstrategie (Batterie agiert nur, wenn Trafogrenzen überschritten sind) nicht sinnvoll ist. So kann es z.B. sein, dass die Batterie voll ist und nicht entladen wird, weil sich die Residuallast im Trafoband bewegt. Damit hat die Batterie später keine Kapazität frei, um wieder geladen zu werden. Bei dieser Regelstrategie wird die Batterie nicht gut genutzt. Aus diesem Grund wird jetzt ein Lademanagement ergänzt welches erlaubt, dass die Batterie auch ohne Verletzung des Trafobandes bis auf 50 % entladen/beladen werden kann. Ist die Batterie voll, hat diese Regelung zur Folge, dass die Batterie bis auf 50 % entladen wird, auch wenn sich die Residuallast im Trafobereich befindet. Anders herum, ist die Batterie leer, wird sie durch das Netz auf 50 % aufgeladen. Mit diesem 50 %-Ziel-Management bietet die Batterie mehr Spielraum. Da sich der Prozess innerhalb des Trafobandes bewegt, hat dies keinen Einfluss auf die Trafostabilität. Es wird davon ausgegangen, dass dadurch die Quartierbatterie besser genutzt wird. Die Implementierung läuft.



3.7 Statusbericht zu PVopti

Die Grundlagen zu PVopti wurden im Rahmen dieses Projektes entwickelt. In 2016 wurde die Forschungsversion zu PVopti weiterentwickelt. Seit 2018 ist PVopti ein fester Bestandteil im Minergienachweis. In Absprache mit Minergie entstanden zwei neue PVopti Versionen:

- Englische Version
PVopti wurde auf englisch übersetzt und ist auf der Webseite des IEBau erhältlich (<https://www.fhnw.ch/de/die-fhnw/hochschulen/architektur-bau-geomatik/institute/iebau/berechnungstools>)
- 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/>)

4 Internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen des Forschungsprojekts wird am Projekt IEA Annex 67 "Energy Flexible Building" teilgenommen. In 2018 fanden zwei Expertentreffen statt, wobei leider im Frühjahr das IEBau nicht teilnehmen konnte. Bei dem Herbsttreffen wird hauptsächlich die Durchführung der Deliverables besprochen. Das IEBau konnte die PVopti Annex 67 Version am ersten Tag vorstellen.

Eine Hauptaussage des Annexes wird sein, dass es keinen einzelnen Wert gibt, um die energetische Flexibilität eines Gebäudes zu beschreiben. Je nach Fragestellung wird ein anderer Index herangezogen. Im Annex 67 selber wurde ein Flexibilitätsindex entwickelt, bei dem immer ein Vergleich zu einem Referenzszenarium ausgedrückt wird:

$$E_{flex} = \frac{\sum_i (L_{ref} - L_{flex})}{\sum_i L_{ref}} \cdot 100\%$$

Das Referenzszenarium könnte z.B. eine wärmebedarfsgesteuerte Wärmepumpe sein. Während bei der Variante die Wärmepumpe in Abhängigkeit z.B. des Elektrizitätspreises oder der CO₂-Emissionen gesteuert wird. Die benötigte Energie oder Leistung wird für die Referenz und die Variante bestimmt. E_{flex} drückt aus, wieviel Energie/Leistung verschoben/reduziert werden kann. Je nach Steuergrösse führt dies zu anderen Ergebnissen. Werden z.B. noch die Kosten bei E_{flex} berücksichtigt, können die Einsparungen ausgedrückt werden («saving factor» Abbildung 18). Des Weiteren wird ein «normalized energy demand» entwickelt, der im Prinzip wie eine Sprungantwort funktioniert (Abbildung 18). Z.B. führt ein höherer Elektrizitätspreis (Preissignal) dazu, dass die Wärmepumpe ausgestellt wird. Ist der Elektrizitätspreis tief, wird die Wärmepumpe wieder angestellt. Daraus ergibt sich

- nach dem Ausschalten eine Zeitspanne, in der wenig oder keine Elektrizität bezogen wird
- nach dem Einschalten eine Zeitspanne, in der mehr Elektrizität gegenüber der Referenzsteuerung bezogen wird.
- ein «saving indicator», der angibt wieviel gegenüber dem Referenzfall eingespart werden kann.



Im Annex 67 wird keine Einschätzung und Empfehlung gemacht, wie die Werte anzuwenden sind. Es wird auch nicht festgelegt, bei welchen Bedingungen diese Werte bestimmt werden müssen. Grundsätzlich würde es sich anbieten, die Werte des «normalized energy demand» ähnlich wie die Heizlast mit einem bestimmten Datensatz (z.B. festgelegte Klimabedingungen und z.B. festen Preissignal) zu berechnen, da diese Charakterisierung nur auf der Berechnung eines Tages beruht. In diesem Fall wäre eine Vergleichbarkeit gegeben und man könnte das Gebäude einschätzen.

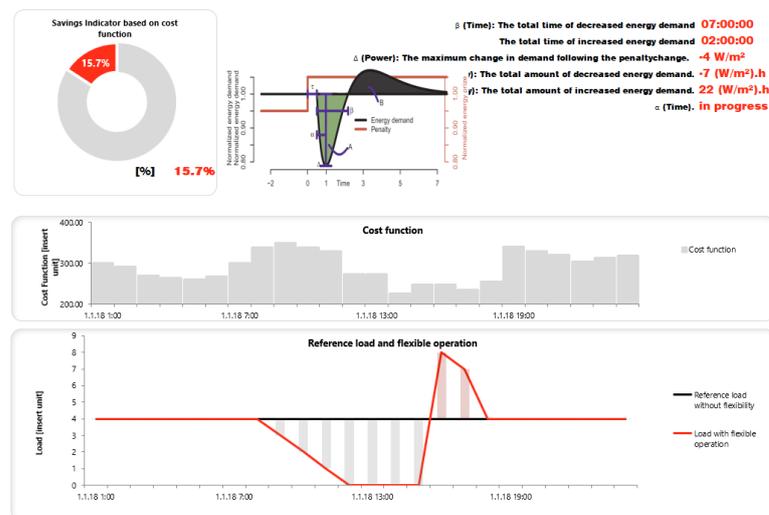


Abbildung 18: Sprungantwort und saving indicator (Quelle: FlexibilityEvaluationTool_beta3.xlsx, intern Annex 67)

Das IEBau ist mit folgenden Arbeiten am Annex 67 vertreten:

- Für den Bericht «Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings» (Subtask B 3.1) wird eine Dokumentation der Testmöglichkeiten im «Energy Research Lab ERL» des Institutes erstellt. Diese Dokumentation ist in der 2. Version des «test facility reports» enthalten, welche aber noch nicht auf der Annex 67 Webseite aufgeschaltet ist. Er wird erhältlich sein unter <http://annex67.org/publications/reports/>.
- Für Deliverables D6 «Experimental facilities and methods for assessing energy flexibility in buildings» wird ein Bericht geschrieben. Ergebnisse für einen Controllertest bzgl. flexibler Wärmepumpensteuerung der Warmwasserbereitung zu Zeiten mit Photovoltaikertrag werden vorgestellt (Projekt LEWASEF, BFE SI/501141-01).
- Für Deliverables D7 «Examples of Energy Flexibility in buildings» wird ein Beispiel geschrieben. Hier werden basierend auf den real durchgeführten Laufzeitbeschränkung der Wärmepumpe (10-19 Uhr) und entsprechende Simulationsergebnisse aus dem Jahresbericht 2017 [1] zusammengefasst dargestellt.
- Entwicklung einer PVopti – Annex 67 Version: PVopti mit Klimadatenerweiterung (<http://annex67.org/publications/software/>) und Kurzbeschreibung im Newsletter 6
- Interner Review der Deliverables März 2019
 - Deliverables D5 - Control strategies and algorithms for obtaining energy flexibility in buildings – *Achim Geissler* und Daniel Aehnei
 - Deliverables D6 - Experimental facilities and methods for assessing energy flexibility in buildings – *Monika Hall* und Hisham Johra



5 Bewertung 2018 und Ausblick 2019

In 2018 konnten zwei Themen (thermische Masse, zeitliche Auflösung der Eigenverbauchsrate) weitergeführt und drei neue Themen (Wärmepumpensteuerung, Warmwasserspeichergrosse, Peakshaving) behandelt werden. Für den Annex 67 wurden drei Kurzberichte geschrieben und eine Annex Version von PVopti entwickelt. Am Status-Seminar in Zürich und an der Building Simulation & Optimization in Cambridge konnten Vorträge über die Nutzung der thermischen Masse im Wohn- und Verwaltungsbau gehalten werden. PVopti wurde an der Passivhaustagung in München vorgestellt und im Newsletter 6 des Annex 67. Somit wurden in 2018 für das nationale und internationale Projekt diverse Arbeiten ausgeführt.

Für 2019 ist geplant:

- Fortführung: Areale
- Fortführung: Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit
- Review im Annex 67: internes Review für die Lieferobjekte D5 und D6
- Abschluss des Projektes

6 Publikationen

1. Koch M., Ackermann Chr. Messmer Chr., Dott R., Hall M.: *Energy Reserch Lab ERL – Intitute of Energy in Buildings FHNW (CH)*. Beitrag zu Subtask B.1 Bericht *Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings* (Anhang 8.1). Der Gesamtbericht ist in Arbeit.
2. Koch M., Hall M., Geissler A.: *Energy Reserch Lab ERL – Intitute of Energy in Buildings FHNW (CH)*. Beitrag zu D6 *Test procedures and results* (Anhang 8.2). Der Gesamtbericht ist in Arbeit.
3. Hall. M.: *The impact of thermal mass on the energy flexibility of buildings*. Beitrag zu D7 *Examples of Energy Flexibility in buildings* (Anhang 8.3). Der Gesamtbericht ist in Arbeit.
4. Hall, M., Hoffmann, C., Geissler, A.: *Energetische Flexibilität durch Nutzung der thermischen Gebäudemasse*. 20. Status-Seminar *Forschen für den Bau im Kontext von Energie und Umwelt*, 07.-08. September 2018, Zürich (CH) (Anhang 8.4).
5. Hoffmann, C., Hall, M., Geissler, A.: *Quantifying Thermal Flexibility of Multy-Family and Office Buildings*. Building Simulation & Optimization 2018, Cambridge (GB), 11.-12. September 2018, p. 230-236 (Anhang 8.5).
6. Hall, M., Burger, B: *PVopti – Stundenbasiertes Designtool zur Bestimmung des Eigenverbrauchs*. Kurzpapier, Poster, 5 min Präsentation, 22. Internationalen Passivhaustagung, München, 9.- 10. März 2018 (Anhang 8.6).
7. Hall, M. *PVopti*. IEA EBC Annex 67 Newsletter, Vol. 6, p. 7, October 2018 (<http://annex67.org/newsletters/>) (Anhang 8.7).



7 Referenzen

- [1] M. Hall and A. Geissler, “Energetische Flexibilität von Gebäuden,” BFE Jahresbericht 2017, FHNW IEBau, 2017.
- [2] “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.” .
- [3] Merkblatt SIA 2024, “Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik.” 2015.
- [4] SIA 2028, *Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik*. Schweiz, 2010.
- [5] SIA 2028-C1, *Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik - Korrigenda C1 zu SIA 2028:2010*. 2015.
- [6] Anonym, “Pressemitteilung: Ein Sommerhalbjahr der Rekorde,” *Meteozurich*, Zürich, Sep-2018.
- [7] 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.
- [8] T. Staudacher and S. Eller, “Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses,” *www.ffe.de, BWK*, vol. 4, no. 6, pp. 66–72, 2012.
- [9] N. Pflugradt, “Persöhnliche Mitteilung,” Berner Fachhochschule, Burgdorf, 2017.
- [10] R. Bittel, “Analyse der Eigenverbrauchsrate und Autarkiegraden von zeitlich verschiedenen Auflösungen.” Energie- und Umwelttechnik P5, FHNW Hochschule für Technik, 2018.
- [11] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, “Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-minütiger Datenbasis.” Universität Berlin, 2015.
- [12] *Programm Meteonorm Version 6.1*. Meteotest, Bern.
- [13] D. Schacher, “Eigenverbrauch im Mehrfamilienhaus,” CAS Masterarbeit an FHNW Hochschule für Life Sciences, Muttenz, 2018.
- [14] Velasolaris, “Polysun.” www.velasolaris.com, 2017.
- [15] Valentin Software, “PV*Sol.” www.valentin-software.com, 2017.
- [16] J. Bichsel *et al.*, “SmartStability - Smart homes improving Power Network Stability,” Abschlussbericht Strategische Initiative “SmartStability”, Fachhochschule Nordwestschweiz, 2015.
- [17] N. Schulz *et al.*, “SmartStability - marked-economic interaction of smart homes for improved power network stability,” in *CISBAT Conference, Lausanne (CH)*, 2015, pp. 487–492.



9. Energy Research Lab ERL – Institute of Energy in Building
FHNW (CH)



Institution

University of Applied Sciences and Arts
Northwestern Switzerland (FHNW)
School of Architecture, Civil Engineering
and Geomatics
Institute of Energy in Building



Location

Gründenstrasse 40
4132 Muttenz
Switzerland

Contact persons

Prof. Dr. Jürg Bichsel
Head of Institute
juerg.bichsel@fhnw.ch
+41 61 228 55 49

Prof. Dr. Ralph Erimann
Head of Research Group
ralph.erimann@fhnw.ch
+41 61 228 53 61

Authors

Mmanuel Koch, Christoph Ackermann, Christoph Messmer, Ralf Dott, Monika Hall

8 Anhang

8.1 Beitrag zu Bericht «Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings»

Koch M., Ackermann Chr. Messmer Chr., Dott R., Hall M.: Energy Reserch Lab ERL – Intitute of Energy in Buildings FHNW (CH), Beitrag zu Subtask B.1 Bericht *Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings*. Gesamtbericht ist in Arbeit.

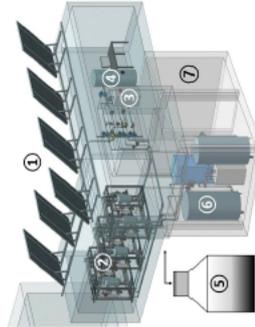
9.1. General Presentation

The Energy Research Lab (ERL) was built in 2013 to test and optimize components for heat and power supply systems in buildings. Testing may focus on the individual performance of a component or its role within an entire system. While heat pumps are most often the central point of interest, evaluation has also included phase-change storage, solar-thermal collectors, complex valves and control systems. Recently, photovoltaics and batteries have been of increasing importance in the ongoing research. In addition to the strictly physical experiments, components are regularly operated in interaction with numerical models, extending the scientific range to systems beyond the confines of the laboratory.

9.2. Description of the Test Facility

9.2.1. The Thermodynamic Core

The functional core of the laboratory is a 2-stage system, capable of dynamically supplying multiple test components with temperature-controlled water. The first stage consists of two 1600 L tanks (6) with hot and cold water, which are connected by one heat pump, simultaneously heating and cooling the corresponding sides. An energy dissipater on the hot side provides a second degree of freedom to regulate the temperatures in the tanks.



Supplied by the first stage, the second stage consists of three pairs of smaller hot- and cold-side tanks (2). Two of these pairs contain water. The third pair contains a water-glycol mixture. The purpose of these smaller tanks is to provide quick buffer capacity for generating the desired input profiles for test components. Furthermore, the temperature difference between these pairs is smaller than the temperature difference between the big tanks, allowing for easier and more accurate power control.

Figure 44. (1) Photovoltaics (2) Thermodynamic core stage 2 (3) Heat pump (4) Domestic hot water storage (5) Phase-change storage (6) Thermodynamic core stage 1 (7) Climate chamber



Figure 45. Second stage of the thermodynamic core (left). Heat pump and domestic hot water storage (right).



In application, this system is used to emulate sources and sinks, such as geothermal heat exchangers, solar-thermal collectors or room heating. The output values for the emulated components are generated through numerical simulation. The physical outputs are then fed to real test components, such as heat pumps (3) or domestic hot water storage (4), shown in Figure 46.

Thermodynamic Core: Specifications	
Max. mass flow	L/h 6000
Max. power	kW 16
Temperature range	°C -10...90

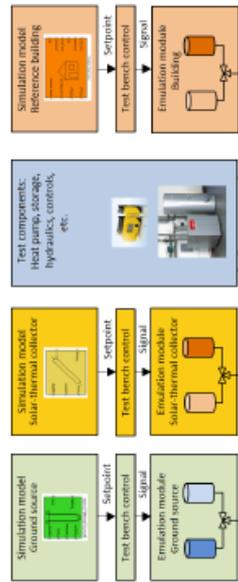


Figure 46. Second stage of the thermodynamic core with emulation models and real test components

9.2.2. Climate Chamber

A climate chamber (7) has been added to the laboratory in 2015 and is used to condition air for testing air-fed heat pumps. Thus, it can be thought of as an extension of the thermodynamic core. Additionally, the climate chamber can be used to study frosting and defrosting on the external heat exchanger and their effect on the performance of the heat pump.

Climate Chamber: Specifications	
Max. air volume	m ³ /h 3500
Temperature range	°C -20...40
Humidity range	% 15...98



Figure 47. Climate chamber and external unit of split heat pump.

9.2.3. Phase-Change Storage

The laboratory is equipped with a 10 m³ water-based phase-change storage (5) from Viessmann/foocal. The state of the storage can be measured with a total of 41 temperature sensors. Of

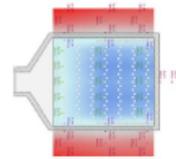


Figure 48. Phase-change storage

those, 21 are located inside the storage, 18 in the earth on its sides and two in the earth below. If needed, the storage could be filled with an alternative fluid, such as paraffin oil or a glycol solution. This would change the melting/freezing point (i.e. operating point) of the storage as well as its capacity.

9.2.4. Electric Installations

In order to extend the research capabilities for household electric systems, a highly instrumented electric distributor with connections for a photovoltaic system, heat pump, battery and household appliances has been installed. While a real photovoltaic system is available in the laboratory, its dependence on the weather makes it unsuitable for reproducible, standardized testing. Therefore, a photovoltaic emulator (Regatron "TopCon Quadro") has been added to the electric setup. On the demand side, an electric load emulator with up to 8 kW and thermal energy recovery has been installed in the laboratory. Unlike real household appliances, this allows the execution of defined load profiles. It also requires significantly less space. With this setup, control strategies for electric power management can be investigated.

PV Emulator: Specifications	
Max. power	kW 10
Max. voltage	V 600
Max. current	A 20

9.2.5. Sensors and Data Acquisition

The laboratory features a range of sensors for solar radiation, wind speed and ambient temperature. Additionally, the various technical installations and test components contain a large number of sensors, mostly measuring temperatures, flows and electric power. These sensors feed into event-driven database logging through a self-developed SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) system, which supports all common industrial bus systems. The hardware components were mostly supplied by National Instruments.

9.2.6. Simulation

The primary software used for simulations is Matlab/Simulink in combination with the CARNOT Blockset Toolbox, which offers a wide array of standard components, ranging from controllers and valves to entire buildings. CARNOT's open source nature is frequently used to modify existing components to fit individual requirements and to add additional component models to the toolbox (Figure 49).

CARNOT Blockset Features (selection)	
Hydraulics	• Solar-thermal collectors
Pneumatics	• Geothermal systems
Heat pumps	• Combustion heaters
Control systems	• Thermal house models
Thermal storage	• Water tapping cycles
Photovoltaics	• External weather data



9.3. Examples of Previous Studies

9.3.1. Study 1: SOFOWA

The SOFOWA study has explored the potential of combining solar-thermal collectors (ST), water-based phase-change storage (PCS), photovoltaics (PV), combined photovoltaic-thermal panels (PVT) and heat pumps (HP) for space and domestic hot water heating in single-family houses. The phase-change storage in the laboratory was experimentally characterized in order to build a numerical model in CARNOT. The annual performance evaluations were conducted as pure simulations.

The study consists of two parts. In the first part, five systems for heat generation and storage (#1-5) were tested on the standard house model SFH45. This model has a defined space heating load (SHL) and was taken from IEA SHC Task 44 HPT Annex 38. These systems (#1-5) included an air/water heat pump (A/W-HP) while dividing the roof area between solar-thermal collectors and photovoltaics. The system with only solar-thermal collectors on the roof (#1) had a much larger space heating storage (SHS), which also included domestic hot water (DHW). In system #4 (shown in Figure 50), the air/water heat pump was "replaced" with phase-change storage and a brine/water heat pump (B/W-HP), while the solar-thermal part of the roof area was changed from glazed to unglazed, which is advantageous for convective heat gains at low ambient temperatures. System #5 is similar to system #4, except the roof area is no longer divided, but fully covered with combined photovoltaic-thermal panels.

Power and heat systems: Part 1									
System	ST	PV	B/W-HP	PCS	A/W-HP	SHS	SHL	SHL	SPF
1	50 m ²				7.5 kW	10 m ³	4.0 kW	4.0 kW	13.2
2	8 m ²	42 m ²			7.5 kW	900 L	4.0 kW	4.0 kW	4.0
3		50 m ²			7.5 kW	900 L	4.0 kW	4.0 kW	3.0
4	10 m ² unglazed	40 m ²	6.0 kW	10 m ³			4.0 kW	4.0 kW	4.2
5	50 m ² PVT		6.0 kW	10 m ³			4.0 kW	4.0 kW	4.2

Power and heat systems: Part 2									
System	ST	PV	B/W-HP	PCS	A/W-HP	SHS	SHL	SHL	SPF
6	13 m ² unglazed		8.0 kW	10 m ³			7.5 kW	7.5 kW	4.47

SPF: Seasonal Performance Factor before Storage

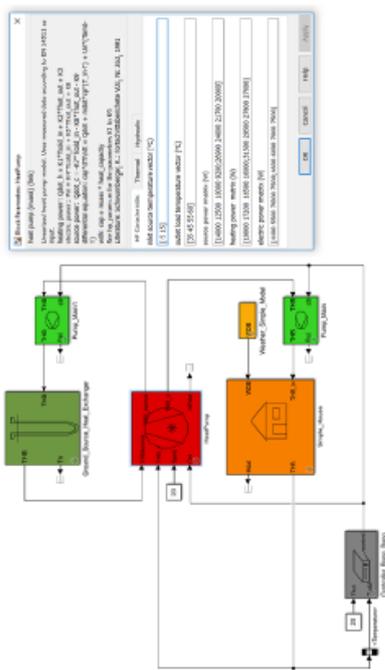


Figure 49. Example of a simple CARNOT model with parameter mask for the heat pump

9.2.7. Roof Installations

On the roof of the laboratory, six mounting points for photovoltaic or solar-thermal modules are installed. These can be manually tilted and rotated.

9.2.8. Test Components

Listed below are the components currently installed in the laboratory for performance evaluation. They were selected to be representative of components installed in typical single-family houses and work together as a well-balanced unit.

Component	Manufacturer	Model	Spec	Unit	Value
Brine/water heat pump	Viessmann	Vitocal 300-G	Power	kW	8.4
Air/water heat pump	Viessmann	Vitocal 200-S	Power	kW	4.75
DHW storage	Viessmann	Vitocell CVW	Volume	L	390
DHW storage	Viessmann	Vitocell 100-B CVB	Volume	L	500
Solar-thermal collector (3x)	Energie laire	Absorber AS/TS 1/TSS	Surface	m ²	1.78
Photovoltaic panel (4x)	Panasonic	12 HIT-N240	Power	kW _p	2.9
Inverter	SMA	STP 5000TL-20	Power	kW	3
Battery	LG	Resu 6.5	Capacity	kWh	5.9

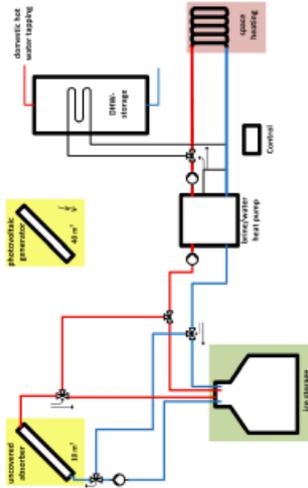


Figure 50. System #4

In Figure 51, the annual consumption of grid electricity for systems #1, #2, #3 and #5 as well as a reference with no solar technology for SFH45 are shown. During summer, none of the systems had significant grid power consumption, since the photovoltaic panels in systems #2-5 supplied enough power to cover the domestic hot water production and the solar-thermal collector in system #1 has a very high SPF. During the colder part of the year, grid power consumption of systems #2 and #3 is almost identical, although the mixed system #2 has a higher SPF than the purely photovoltaic system #3. This can be attributed to the superior SPF of solar-thermal collectors compared to air-water heat pumps (compare system #1). System #1 has similar grid power consumption as systems #2 and #3 during winter, but stretches the phase of almost no grid power consumption much further into the seasonal transition. This is owed to the large collector area in spring and to the large space heating storage in autumn. The grid power consumption of system #5 is similar to systems #2-3 in shape, but lower since under cold conditions, the combination of phase-change storage and a brine/water heat pump has a higher SPF than an ambient air/water heat pump. The performance of the combined photovoltaic-thermal panels in system #5 is comparable to that of the split configuration in system #4. However, system #5 feeds more electric power into the grid.

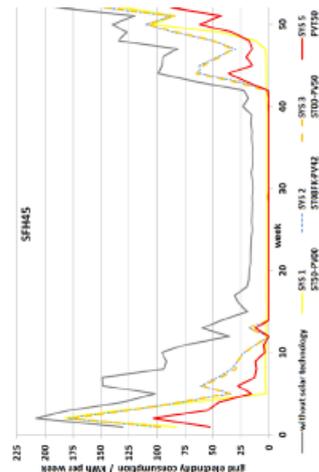


Figure 51. Annual grid electricity consumption of the systems for SFH45

In the second part, system #6 was tested on the modified house model SFH45*, which has a bigger space heating load than SFH45. Figure 52 shows the monthly energy balance of the phase-change storage. This includes freezing and melting of the storage fluid, gains from the solar-thermal collectors, gains and losses from the ground surrounding the storage and the energy delivered to the brine/water heat pump. Two points may be highlighted here: First, the solar gains are almost completely out of sync with the heating demand and much of the gains in summer appear to be lost to the ground. Second, the thermal gains from the ground are the most significant energy source during winter.

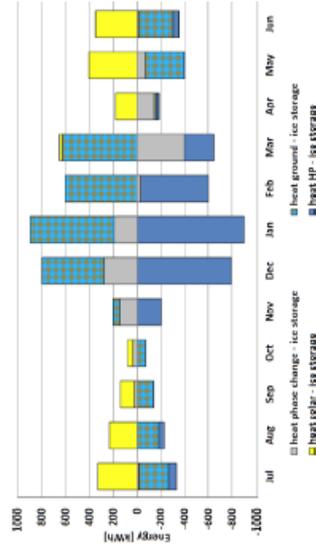


Figure 52. Monthly energy balance of the PCS for SFH45*

In conclusion, it has been shown that the systems proposed in this project can reach an annual SPF of 4.0 and higher. In comparison, this is almost as good as a ground source heat pump with conventional drilling (SPF 4.5) and much better than an air source heat pump (SPF ~3). A particular finding of this study was the dominance of convective heat gains as opposed to solar radiation gains in unglazed solar-thermal collectors, when operated below ambient temperatures with a heat pump. The energy sources in descending order of importance are convective gains on the collector, ground gains, phase change gains and radiation gains on the collector.

9.3.2. Study 2: LEWASEF (in prog.)

A subtask of LEWASEF (successor study of SOFOVA) is the evaluation of the performance of air/water heat pumps in combination with photovoltaics and a battery. Compared to phase-change storage, a battery is commonly much more restricted in capacity. Therefore, a particular focus of this study is on a learning controller, which shifts the load cycles of the heat pump to time slots with photovoltaic overproduction (Figure 53).

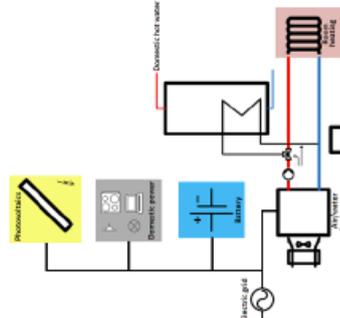


Figure 53. LEWASEF system with PV and battery



A CARNOT model of the system has been built for preliminary testing and to ensure the selected components are well balanced and appropriately scaled for a single-family house. In the next stage, this model will be integrated into the laboratory setup for validation. While the actual heat pump, domestic hot water storage, battery and photovoltaic inverter will be used, the thermodynamics of the house, the weather and the domestic electric power consumption will be provided by the simulation and implemented using the thermodynamic core and the electric emulators. The desired result of the study is a validated system for affordable and effective power and heat generation in single-family houses.

9.4. Maintenance and Collaborations

The laboratory was designed in cooperation with the university's school of architecture and is operated by the Institute for Energy in Building FHNW. The main collaborators are the Swiss Federal Office of Energy as well as various industrial partners. It is also used in the practical education of students from various majors, such as architecture, engineering and life sciences.

9.5. Additional Information

Additional information about the laboratory and the institute can be found under:

<https://www.fhnw.ch/de/die-fhnw/hochschulen/architektur-bau-geomatik/institute/iebau>
(currently only available in German)

Located next to the ERL is the Lighting and Façade Lab. Placed on a rotating platform, this installation is used to test daylight, glaze, artificial lighting, façade constructions and blinds.

9.6. Relevant Publications

- Dott, R.; Afjei, T.; Geankinger, A.; Dailbard, A. et al. "Heat Pump Models: A Technical Report of Subtask C, Report C2, Part C" Models of Sub-Components and Validation for the IEA SHC Task 44 / HPT Annex 38 (2013)
- Haller, M.Y.; Dott, R.; Ruschenburg, J.; Ochs, F. and Bony, J. "Part A: General Simulation Boundary Conditions: A Technical Report of Subtask C, Report C1, Part A" Models of Sub-Components and Validation for the IEA SHC Task 44 / HPT Annex 38 (2013)
- Haller, M.Y.; Berram, E.; Dott, R.; Afjei, T. et al. "Part A: Summary: A Technical Report of Subtask C, Report C2, Part A" Models of Sub-Components and Validation for the IEA SHC Task 44 / HPT Annex 38 (2013)
- Hasdorn, J.-C. "Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings" ISBN: 978-3-433-03040-0 (2015)
- Dott, R.; Winsteler, C.; Afjei, T.; Geankinger, A. "SOFOVA Final Report" Institute for Energy in Building, FHNW Murrenz (2016)
- Dott R., Haller M.Y., Ruschenburg J., Ochs F. and Bony J. "The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPT Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load" A technical report of subtask C Report C1 Part B", available on <http://task44.iea-shc.org>, 2013

1. FHNW – Energy Research Lab

1.1. General presentation of the lab facilities

The Energy Research Lab (ERL) is designed to test components for heat and power supply systems in buildings. The testing may focus on the individual performance of a component or its role within an entire system. Evaluated components include heat pumps, ice storage, solar-thermal collectors, energy management systems, photovoltaics and batteries.

1.2. Description of the test facility

The laboratory is shown in [Figure 1](#). Its functional core is a two-stage system, capable of supplying multiple test components with temperature-controlled fluids. The first stage consists of two 1'600 l tanks (1) with hot and cold water, which are connected by one heat pump, heating and cooling the respective tanks. An energy dissipater prevents overheating on the hot side. Supplied by the first stage, the second stage consists of three pairs of smaller hot- and cold-side tanks (2). Two of these pairs contain water. The third pair contains a water-glycol mixture. The purpose of the smaller tanks is to provide quick buffer capacity for generating the desired load profiles for test components. Furthermore, the temperature difference between the big tanks, allowing for easier and more accurate temperature control. This system is used to emulate sources and sinks, such as geothermal heat exchangers, solar-thermal collectors or space heating (SH). The output values for the emulated components are generated through simulations. The physical outputs are then fed to real test components, such as heat pumps (3) or DHW storage (4), also shown in [Figure 2](#). The system can supply a max. mass flow rate of 6'000 l/h and a max. thermal power of 16 kW at a temperature range from -10 °C to +90 °C.

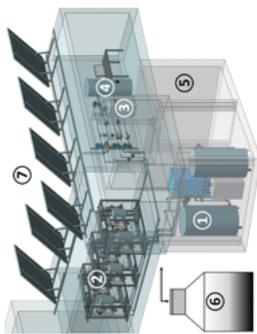


Figure 1: (1) Core stage 1 (2) Core stage 2 (3) Heat pump (4) DHW storage (5) Climate chamber (6) Ice storage (7) PV modules

A climate chamber (5) is available to condition air for testing air source heat pumps. It can supply up to 3'500 m³/h of air with a temperature range from -20 °C to +40 °C and a humidity range from 15 % to 98 %. The laboratory is also equipped with a 10 m³ ice storage (6). Its state is recorded by 41 sensors in and around the storage. While a real PV system (7) is installed, its

8.2 Beitrag zu D6 «Test procedures and results»

Koch M., Hall M., Geissler A.: Energy Reserch Lab ERL – Intitute of Energy in Buildings FHNW (CH), Beitrag zu D6 *Test procedures and results*. Gesamtbericht ist in Arbeit.

dependence on the weather makes it unsuitable for reproducible, standardized tests. Therefore, a PV emulator with a max. power output of 10 kW has been added to the electric setup. On the demand side, an electric load emulator with a max. power draw of 7.2 kW and thermal energy recovery has been installed to stand in for household appliances, lighting, etc. The roof mountings can also be used for real solar-thermal collectors.

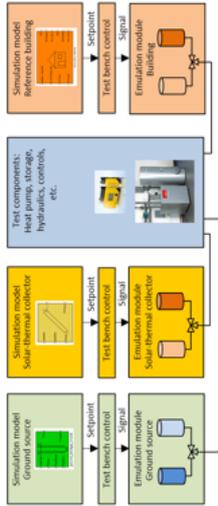


Figure 2. Second stage of the core with emulation models and real test components

1.3. Examples of previous studies

In the past, the laboratory was mostly used to characterize individual components for numerical simulation studies. Two examples are given below. Recently, the focus has shifted from component to system analysis. Initial results thereof are described in chapter 1.4.

The charging and discharging of an ice storage tank were characterized to simulate a building heating system, combining it with solar-thermal collectors and a heat pump. Since the thermal properties of ice differ from water, these processes are more complex than for a sensible heat storage. The study yielded several conclusions regarding the described type of system: An underground ice storage should not be insulated, since heat gains from the surrounding soil in winter outweigh both heat losses to the soil in summer and heat gains from the solar-thermal collectors in the winter. A sensitivity analysis of the melting point shows no benefits for alternative storage fluids, since the increased heat gains from the soil with a lower melting point and the increased source temperature for the heat pump with a higher melting point counteract each other (Dott, 2016).

In another study, the influence of condensation enthalpy of humid air on the heat exchanger of an air-source heat pump was measured and resulted in 5-10 % higher thermal output power at the same operating point, compared to dry air. Physical bottom-up modelling of this process is challenging and often neglected in numerical heat pump models. Integration of the measured data into simulations however, revealed a relevant influence on the seasonal performance of the evaluated system (Dott, 2018).



1.4. Test / Experiment on energy flexibility

1.4.1. Objective

In buildings with PV installations, it is often desired to maximize self-consumption of the generated power for several reasons. On the building side, this reduces the amount of electric energy which has to be purchased from the grid. On the grid side, power peaks during sunny weather are reduced, especially if the total PV capacity connected to the grid is high. In this study, the ability of an energy management system (EMS) to maximize self-consumption by aligning DHW generation with surplus PV generation is tested. Beyond that, the study doubles as an evaluation of short-term hardware-in-the-loop testing for controller prototypes.

1.4.2. Brief description

The EMS schedules the DHW charging cycles for time slots with expected electricity surplus, based on the recorded PV generation and electricity consumption of the three preceding days. In case of sufficient surplus, the DHW storage is charged before it reaches its standard lower temperature limit of 40 °C and is heated beyond its standard upper temperature limit of 50 °C. However, DHW charging is never delayed when the lower temperature limit is crossed. The set room temperature is constant.

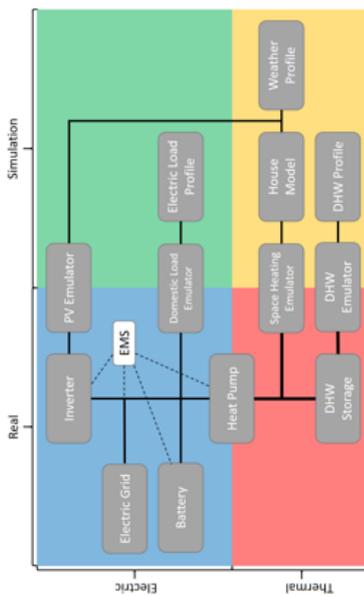


Figure 3. Test setup.

11

Figure 3 shows the test setup. The inverter, electric grid, battery, heat pump and DHW storage are real. The weather, domestic electric load, DHW consumption and the building are simulated. Simulation and real components are connected through emulators for the PV system, domestic electric load, space heating and DHW consumption. The EMS takes measurements from the inverter, battery, heat pump and grid connection and can control the battery and heat pump.

The boundary conditions are shown in Figure 4 and outlined in Table 2, along with the building model, controller settings and real hardware components. The building model is based on the low energy single-family house standard "kFW-40" by the German Reconstruction Credit Institute and implemented with the Carnot Blockset Toolbox, Version 6.2. It features an underfloor heating system, active window shading with external venetian type blinds and a ventilation system with heat recovery. Space heat and domestic hot water are provided by an air source heat pump. The weather corresponds to a temperate spring day with clouds in the morning and sunshine in the afternoon. The basic profile is taken from a weather data set for Strasbourg, FR. To simplify the test, freezing at the external heat exchanger was avoided by elevating low ambient temperatures to a minimum of 7 °C. A strongly uneven irradiance is generated by setting direct irradiance during the first half of the day to zero. The DHW profile corresponds to the "Medium" profile from the European tapping cycles according to EN 13203. The electric load is based on a sample day with a total draw of 6.6 kWh, generated with the LoadProfileGenerator from the TU Chemnitz (Pflugradt, 2015).

The DHW storage is initialized by flushing it with cold water, then charging it to 45 °C. Since the EMS has no recorded data at the beginning of a test, it is fed three days of simulation-generated PV and electricity consumption data. Two four-day tests with repeating boundary conditions are conducted. One with the EMS activated and one without. The first day is required for the system to settle, leaving three days for evaluation. All data is sampled with a one-second resolution.

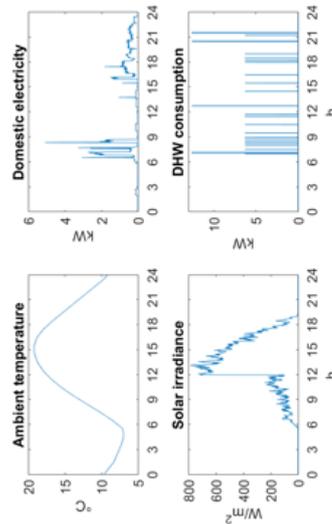


Figure 4. Boundary conditions for all days.

12



Table 2: Building model data, controller settings, boundary conditions and hardware components.

Specification	Value	Unit
Inhabitable area	180	m ²
UA value to ambient	106.7	W/K
UA value to ground	14	W/K
Air exchange rate	0.4	1/h
Ventilation heat recovery	80	%
Photovoltaic capacity	5	kW _p
Space heat	21	°C
DHW, standard	40-50	°C
DHW, overload	40-54	°C
Mean temperature	13.1	°C
Total horizontal irradiance	3.7	kWh/m ² d
Daily energy	5.8	kWh/d
Daily energy	6.6	kWh/d
Thermal power (A-7M25)	5.53	kW
Air/water heat pump	360	L
DHW storage	5	kW
Inverter	5.9	kWh
Battery	5.9	kWh

1.4.3. Results

While the tests took four days, the system requires approx. one day to settle. Therefore, only days 2-4 were used for the analysis. Table 3 compares the efficiency key performance indicators (KPI) with and without the EMS, averaged over days 2-4. The EMS increases self-generation (fraction PV generation consumed on-site and PV generation) and self-consumption (fraction of PV generation consumed on-site and consumption), while lowering grid feed-in, grid draw and the total daily grid balance (Finck, 2018). Differences between evaluation days are small.

Table 3: Efficiency KPI for days 2-4, mean and standard deviation (±).

Unit	Self-generation	Self-consumption	Grid feed-in	Grid draw	Grid balance
	%	%	kWh/d	kWh/d	kWh/d
Without EMS	52.0 ± 0.6	48.9 ± 2.3	6.60 ± 0.42	6.43 ± 0.26	3.17 ± 0.68
With EMS	66.9 ± 0.5	61.3 ± 0.1	6.66 ± 0.02	4.72 ± 0.14	2.27 ± 0.16

Figure 5 shows the virtual electricity surplus of the system disregarding electric power required by the heat pump to supply DHW ($P_{el,surplus} = P_{PV} - P_{el,domestic} - P_{battery} - P_{el,HP,SH}$), the electric power required by the heat pump to supply DHW ($P_{el,HP,DHW}$) and the DHW storage temperature (T_{DHW}) for the last test day with and without the EMS. The DHW storage temperature is measured with an immersion sensor slightly above the center of the tank. The shaded areas in the lower plots show the standard temperature band for the DHW storage. Without the EMS, the control system keeps the DHW temperature in this band while not using the photovoltaic surplus during the afternoon hours. With the EMS, charging of the DHW storage is moved to hours with photovoltaic surplus, overloading the DHW storage by 4 K. The temperature dips at the start of the DHW charging cycles are the result of turbulences stirring up the stratified layers of water. Figure 6 shows the temporal probability distribution of grid power for days 2-4 with and without the EMS. With the EMS, a clear shift towards lower powers can be seen.

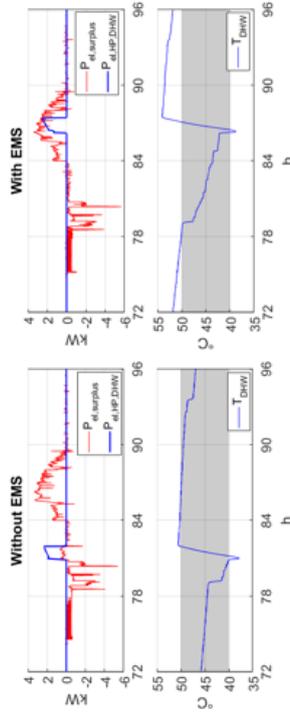


Figure 5: PV surplus power without DHW charging (red), DHW charging power (blue) and DHW storage temperature (bottom) on the fourth day with and without the EMS.

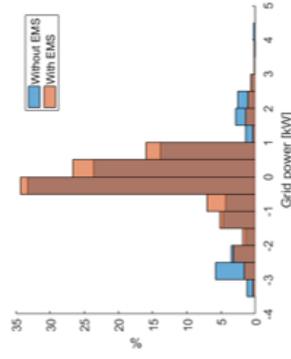


Figure 6: Temporal probability distribution of grid power for test days 2-4 with (red) and without (blue) EMS. Draw positive, feed-in negative.



1.4.4. Conclusions and lessons learnt

The objective of the EMS is to increase self-consumption by aligning DHW charging with surplus PV generation. It performs well and consistently in this regard, for the given setup and boundary conditions. The four day test is sufficient to gain significant insights into the functionality of the system. How these findings translate to changing parameters remains to be evaluated. While the boundary conditions in this study are favorable to the EMS, its impact would likely be bigger, if the building did not have a battery or if thermal overloading of the underfloor heating system were used.

Developing the test setup and finding the boundary conditions for the study was an iterative process. The emulation system is complex and technical failures occurred in various components. However, the vast majority of failures were in communication crossfire between components as well as logging overflows. In order to eliminate weak links and improve the reliability of the system, it was helpful to acquire a large amount of raw data from all components and visualize it. This allowed to recognize and locate malfunctions efficiently. Where possible, surveillance of the system was implemented in real-time. While the test duration was four days, many malfunctions were recognizable after a few hours. Without real-time surveillance, multiple days would have been wasted in these cases.

Another challenge was the initialization of the building model and the DHW storage. The building model has two thermal states. One for the underfloor heating system and one for the building mass. To minimize settling time, these temperatures should be initialized close to their equilibrium for the initial ambient temperature. This required several iterations of trial-and-error. Conditioning the DHW storage requires a process able to generate a certain mean temperature with a stratification close to equilibrium. This was done by flushing the storage with cold water, then heating it to the desired temperature.

Regarding the boundary conditions, the initial approach was to create a challenging situation for the EMS to handle. However, in combination with the short test duration, it was then difficult to distinguish the impact of the EMS from random variations. Hence, more favorable conditions were selected. Two aspects thereof shall be highlighted here. The weather profile with solar irradiance concentrated on hours with low DHW consumption (early afternoon) creates a clear desired reaction for the EMS, which is to schedule DHW charging for these hours. Furthermore, DHW profiles with large concentrated drawings deplete the DHW storage quickly and force a charging cycle, restricting any dynamic scheduling by the EMS. Therefore, a fairly distributed DHW profile was selected, instead. Numerical simulations of the system with the various boundary conditions were helpful in the selection process.

In summary, four core points are recommended for hardware-in-the-loop testing: (1) Run the desired tests entirely virtual first, in order to have as much pre-testing information as possible. (2) Implement real-time surveillance to catch malfunctions early. (3) Start with boundary conditions which are favorable for the test specimen in order to separate desired effects from random variations. More challenging boundary conditions can be used later. (4) Initialize models

and components close to an equilibrium point to minimize settling time. This helps keeping the test duration at a minimum.

References

- Dott, R., Afjei, T., Winteler, C. & Genkinger, A., 2016. SOFOWA: Kombination von Solarthermie, Fotovoltaik, Wärmepumpen und Eisspeicher, Swiss Federal Office of Energy SFOE
- Dott, R., Ackermann, C., Koch, M., Messmer, C., Afjei, T. & Eismann, R., 2018. LEWASEF: Leistungsgeregelte Wärmepumpenanlagen mit Solar-Eisspeicher und Fotovoltaik, Swiss Federal Office of Energy SFOE
- Pflugradt, N., 2015. LoadProfileGenerator, available at <https://www.loadprofilgenerator.de/>
- Finck, C., Beagon, P., Claus, J., Péan, T., Vogler-Finck, P., Zhang, K., Kazami, H., 2018. Review of applied and test control possibilities for energy flexibility in buildings, technical report IEA EBC Annex.67

Authors

Manuel Koch, Monika Hall, Achim Geissler



2. The impact of thermal mass on the energy flexibility of buildings

2.1. Abstract

Usually buildings with photovoltaic systems feed a large amount of electricity into the public grid. The feed-in increases stress on the grid and is usually financially not attractive due to low feed-in tariffs. Shifting duty cycles of the heat pump into the daytime would therefore be a possible means to greatly increase the self-consumption and reduce the grid interaction. However, this is only possible when the building can offer this flexibility while thermal comfort is maintained. In this work, the energy flexibility is defined as the ability for the building to shift the operation time of the heat pump into daytime only without jeopardizing thermal comfort.

A real residential building with limited heat pump operation time at daytime only is investigated. Based on the real building, the impact of thermal mass of the building structure, the insulation level and the available heat pump power on the possible reduction of heat pump operation times is investigated by transient thermal building simulations.

The results obtained for the real building show that limiting heat pump operation time to daytime hours is possible. The simulation results show that a well-insulated building must have a middle or high thermal mass to be able to limit the operation time of the heat pump to daytime without incurring a non-negligible loss of thermal comfort. The operation time limitation proves to not be possible with a lightweight construction (low thermal mass).

Based on a wide range of simulations, a simplified method for the assessment of the necessary operating time of the heating is proposed. Thus, the operating time of the heating can be used as a parameter for flexibility. The shorter the necessary operating time of the electricity driven heating (e.g. heat pump) is, the higher the flexibility the building. The used on/off controller is simple, cheap and robust.

2.2. Background and objectives

The feed-in of solar energy based electricity into the grid can have detrimental effects due to an excessive supply during daytime. Ideally, buildings that consume electricity for space heating or cooling should align their demand with times of excessive supply. In the case of the aforementioned solar energy based electricity, this would be during the day in order to ensure a high self-consumption. Requiring only short windows of time for energy demand is advantageous, here.

A large number of publications can be found which address the use of thermal mass to describe the energy flexibility of buildings. Typically, the heating system is a heat pump which is controlled by electricity spot price signals (e.g. Le Dréau, 2016; Jöhra, 2017). Different control strategies are also evaluated (Dar et al., 2014). Usually approaches are based on a smart controller and dynamic signals.

8.3 Beitrag zu D7 «Examples of Energy Flexibility in buildings»

Hall, M.: *The impact of thermal mass on the energy flexibility of buildings*. Beitrag zu D7 Examples of Energy Flexibility in buildings. Gesamtbericht ist in Arbeit.

The approach described in this chapter is based on a simple, timeable on/off controller usually available within most heat pumps. The focus is to operate the heat pump in daytime only to increase the self-consumption of the building's on-site solar energy based electricity. Firstly, the findings of a real multi-family dwelling with a limited heat pump operation time are shown. Secondly, different thermal masses, insulation levels and installed capacities of the heat pump are investigated by thermal building performance simulation.

2.3. Method

2.3.1. Case study

The basis of the investigation is an existing small multi-family dwelling (Figure 2.1) which comprises three apartments (ERA = 320 m² heated area, gross value) and is built to the Swiss MINERGIE-P Standard, which means it has a very high level of thermal insulation (Table 2.1). The building can be viewed as a "light" heavyweight construction. It features external walls in lightweight concrete and ceilings/floors as well as a flat roof in heavy weight reinforced concrete. Internal walls are in sand-lime brick and plasterboard. A ground-source heat pump (geothermal probe) heats the building with an installed capacity of 8.8 kW. The heat is distributed by a floor heating. A mechanical extract and supply ventilation system with heat recovery (80 %) is installed. A photovoltaic system with 20 kW peak design capacity covers the roof facing south.



Figure 2.1 View of the small multi-family dwelling studied (© Setz-Architektur, FHNW/EBau)

Table 2.1 Characteristics of the multi-family dwelling (*= calculated according to SN EN ISO 13789:2007, †= SIA 2028:2010).

Property	Value
U-value, ext. walls	0.12 W/(m ² ·K)
U-value roof	0.09 W/(m ² ·K)
U-value windows	0.75 W/(m ² ·K)
g-value, windows	0.5
Glazed part of wall (area weighted)	23 %
Solar control (panels)	Not applicable



to allow transient oscillation of the building model. The simulation time step is set constant to 6 min. The simulations are performed and evaluated for the period from 1st of January until 28th of February (coldest period). The simulation model is validated with the monitored data from the multi-family dwelling. Afterwards, standard profiles according Swiss guideline SIA 2024 (SIA 2024, 2015) are used for internal gains by occupants, devices and lighting. The heat supply temperature is 35 °C with a set point temperature of 21.5 °C at the thermal switch in each room (wall integrated housing).

2.4. Results

In order to assess the flexibility of the necessary operation time of the heating, parameters such as thermal mass of the building construction, heating demand and capacity of the heating are varied. All thermal simulations are evaluated against the condition that the operative room temperature should never drop below $t_{op} = 20$ °C (EN ISO 7730). Figure 2.3 shows the correlation between the operating time of the heating and the thermal mass capacity of the building. Five different insulation levels leading to different heating demands (represented by different colours) are analysed. The initial building as characterised in Table 1 has a heating demand of 18 kWh/(m²·a), corresponding to the red/maroon lines. Two different installed capacities of the heat generation system are symbolised by line styles (solid, dashed). The graph only takes the heating's operating time for space heating into account. Hot water generation requires approximately one additional hour operation time (which was included in the simulations by blocking the space heating between 12 am and 1 pm).

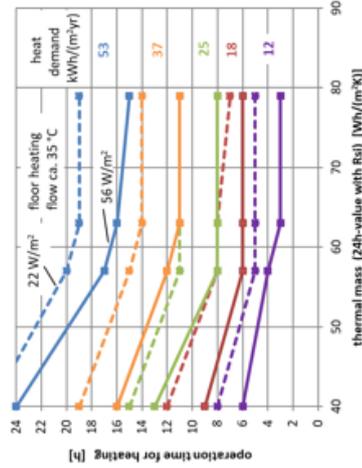


Figure 2.3: Operation time of the space heating vs. thermal mass. Heating demand (colour) and the heating's capacity (line style) are varied. Thermal mass of the building construction is calculated according to SN EN ISO 13786:2007.

Shading (surrounding buildings)	yes
Thermal mass (with $R_{s,i}$) ^a	63 Wh/(m ² ·K)
Air exchange rate	0.39 1/h
Climate ^b	DRY Buchs-Aarau (CH)

2.3.1. Monitoring

A detailed monitoring was carried out for two years. The monitoring shows that the heat pump has the highest potential for load shifting. In order to increase the self-consumption, the operation time of the heat pump is limited to daytime hours (10:00–17:00) for heating and domestic hot water (DHW) as a proof of concept (Figure 2.2). Due to this limitation approx. 11000 kWh (heat pump only) were shifted from nighttime to daytime. The self-consumption factor (Salom et al., 2014) increases from 21 % to 34 %. Additionally, the COP increases (heating 3.8 to 4.8, DHW 3.0 to 3.6) because the heat pump runs more continuously. The thermal comfort does not decrease, hereby. In particular, the heating of domestic hot water between 12–14 pm shows the peak electricity export in this time interval. The building shows a high flexibility by using the thermal mass and the well insulated envelope. The advantage of this approach is that the control strategy is very simple. The standard timer function of the heat pump is sufficient, no special controller is needed (Hall et al., 2014).

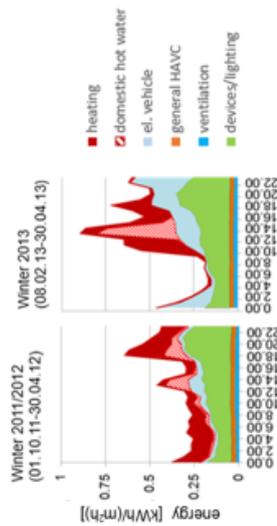


Figure 2.2 Hourly mean values of energy consumption for individual consumers, monitored data based on 15 min values (heat pump: head driven - left, time scheduled - right) (Hall et al., 2014).

2.3.2. Numerical modelling of the building

The thermal model of the multi-family dwelling consists of 15 zones. Furnishing is considered with a thermal mass of 38 kg/m² of the room's floor area (ONORM, 2012). This value correlates with a medium/high furnishing according to (Johra et al., 2017). The furnishing is modelled explicitly with wood structures and planar shapes in each room. The thermal simulations are performed with ESP-r (ESRU, 2013). The simulations have a pre-simulation period of 80 days,



Figure 2.3 leads to following conclusions:

- reduction of the heating demand is paramount for a reduction of necessary operation times of the heating
- increase of installed capacity of the heat pump also allows for a reduction of operation times
- a thermal capacity exceeding 60 Wh/(m²K) does not reduce the necessary operating time of the heating significantly. Thus, the simulations suggest that less thermal mass is actually usable within 24 h periods than the calculation according to SN EN ISO 13786:2007 indicates.

Figure 2.4 gives simplified correlation equations for operation time of the heat pump vs. heating demand for two levels of the building's thermal mass. These simplified correlations can be used to assess design parameters for buildings with floor heating in a more comprehensible way. Preliminary tests with a highly glazed residential building (therefore with a comparatively high average building envelope U-value) suggest that the graph in its current form might apply only to moderately glazed residential buildings. In order to address a wider choice of buildings, further research is needed.

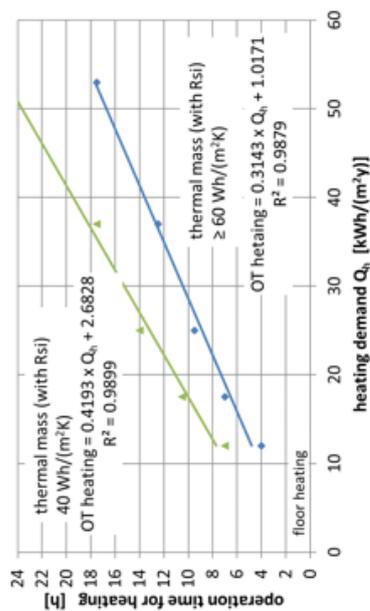


Figure 2.4: Operation time (OT) for space heat vs. heating demand for different thermal mass capacities. Thermal mass (24h value with R_{si}) is calculated according to SN EN ISO 13786:2007.

2.5. Discussion

The results obtained underline the results shown in (Johra et al., 2017):

- The insulation level has the highest impact on the ability to shift the operation time of the heat pump.

- A well-insulated building can offer a high ability for shifting the operation time of the heating. In this study it is found that a heating demand of around 25 kWh/(m²a) or less is necessary to be able to operate the heating in daytime only without reducing thermal comfort.

- A high thermal mass contributes to an increase of the building's flexibility regarding shifting the operation time of the heating into daytime. But the flexibility stagnates above a certain amount: approx. 60 Wh/(m²K) in this evaluation, approx. 80 Wh/(m²K) stated in (Johra et al., 2017). The first value includes only the thermal mass of the building construction, which is readily available in an early planning stage. The simulations, however, additionally take the thermal mass of the furniture into account. The second value is the thermal mass of the building including the furniture.

The combination of high thermal mass and high level of insulation leads to the highest ability for shifting the operation time of the heating. Operation times of less than 9 h are possible. This range corresponds with possible daylight at the shortest winter days in Switzerland (Figure 2.5).

The shown ability for shifting the operation time of the heating can also be used to control the operation time with e.g. a dynamic electricity price signal. Today, constant daytime and nighttime prices are common. To reduce the costs, it is also possible to use the findings to operate the heat pump at nighttime in order to take advantage of the low nighttime prices. In this case, the simple on/off controller is sufficient, also.

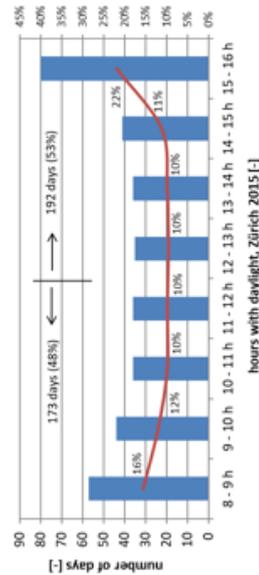


Figure 2.5: Hours with daylight in Zürich CH (Sunrise 2018).

So far, the discussed operation times of the heating were consecutive time blocks of different lengths during daytime. An obvious variation would be intermittent activation of the heating within 24 h periods. It is found, that such an intermittent activation of the heating allows to reduce the overall operation times according to Figure 2.3 by one to two hours. The probable reason for this is that with shorter time sequences between the on and off mode, the building cools down less than with the long shut down period (Hoffmann et al., 2018). The findings are valuable for energy suppliers. The typical ripple control switches all buildings independently, whether they can offer more flexibility or not. If the suppliers could control the heat pump operation time individually for each building, they would be more flexible in how they can control the residual load in the grid.



The use of the simple on/off controller with the heat pump's timer is feasible when the goal is either to use the energy flexibility of the building to increase the self-consumption or to take advantage of a low price tariff at nighttime. The simple controller is not sufficient if the control strategy includes the use of dynamic signals, e.g. electricity price signals or the amount of renewable energy in the grid. Also, an active pre-heating – predictive control – is not possible. The advantage of the simple on/off controller is that

- it is very robust. This leads to less technical malfunctions and less costs, because no additional devices and maintenance are needed. The operation time can be set anytime and every heat pump features this timer function.
- the user/facility manager can easily manage this controller.
- the building operation does not depend on third party signals. No control signal from outside the building is necessary.

2.6. Conclusion

Due to the price development of electricity, the direct use of on-site generated electricity is becoming increasingly attractive. By using large consumers in daytime only, self-consumption can be increased quite naturally. For this purpose, heat pumps are well suited. The aim is to limit the operation time of the heat pump to the daytime hours. The shorter the necessary operation time, the greater the flexibility in terms of the choice of the operation time window. For this purpose, the active use of the thermal mass gets more and more important. All findings introduced here are based on a multi-family dwelling with floor heating.

The monitoring of the real multi-family dwelling shows that by limiting the operation time of the heat pump to 10:00–17:00, the self-consumption increases without jeopardizing thermal comfort.

The major findings of the simulations are:

- The heat demand has the highest impact on the necessary operation time of the heat pump
- Thermal mass of the building construction above 60 Wh/(m²·a) doesn't increase the flexibility of the heat pump operation time
- Even significantly over-dimensioned heat pumps cannot heat up buildings with high heat demand and low thermal mass without running 24/7 in winter time.

The insulation level (expressed as the corresponding heating demand), thermal mass capacity and installed capacity of the heat generation system are combined graphically, thus presenting an easy to use tool for the first design stage to determine the potential of thermal flexibility. The graph is based on a residential building with a glazing ratio of the facade of 23 %. The correlation cannot be used for highly glazed buildings.

The results show that a simple timer with on/off control is sufficient to maintain the operation time of the heat pump to increase the self-consumption. Such a controller is very robust, cheap and the building is independent of a third-party signal. Buildings with a low heat demand and large thermal mass offer the needed energy flexibility while thermal comfort is given.

2.7. Acknowledgement

The results presented in this chapter are based on research funded by the Swiss Federal Office of Energy SFOE under contract numbers BFE SI/500645 and SI/501240. The work was carried out partly within the framework of IEA EBC Annex 87 Energy Flexible Buildings.

2.8. References

- Dar U. I., Sartori L., Georges L., Novakovic V.: *Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid*. Energy in Buildings 68 (2014), p. 74-84 <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.10.019>
- EN ISO 7730:2005: *Ergonomics of the thermal environment-analytical determination of thermal comfort by using calculation of the PMV and PPD indices and local thermal comfort criteria*.
- ESRU, ESP-r (open source): *A Building and Plant Energy Simulation Environment*. University of Strathclyde, Glasgow, <http://www.esru.strath.ac.uk>. Program Version 2017.
- Hall M., Dorusch F., Geissler A.: *Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität*. Bauphysik 36 (2014), p. 117-129 <https://doi.org/10.1002/bapi.201410023>
- Hoffman C., Hall M., Geissler A.: *Quantifying Thermal Flexibility of Multi-Family and Office Buildings*. Proceedings of the 4th Building Simulation and Optimization BSO 2018, Cambridge (UK) <http://hdl.handle.net/11954/26562>
- Le Dréau J., Heiselberg P.: *Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass*. Energy 111 (2016), pp. 991-1002. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.076>
- Johra H., Heiselberg P.: *Influence of internal thermal mass on the indoor thermal dynamics and integration of phase change materials in furniture for building energy storage: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 69 (2017), p. 18-32 <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.145>
- ÖNORM B 8110-3:2012. *Wärmeschutz im Hochbau - Teil 3: Vermeidung sommerlicher Überwärmung*.
- Salom J., Marszal A., Widen J. et. al. *Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data*. Applied Energy 136 (2014), p. 119-131 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.018>
- SIA 2024:2015 Merkblatt: *Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*
Sunrise 2018. *Sunrise and Sunset*. [Online]. Available: <http://www.sunrise-and-sunset.com>. [Accessed: 29-May-2018].



Energetische Flexibilität durch Nutzung der thermischen Gebäudemasse

Monika Hall, Caroline Hoffmann, Achim Geissler
Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut Energie am Bau, Hofackerstrasse 30,
4132 Muttenz, monika.hall@fnw.ch, www.fnw.ch

Zusammenfassung **Résumé** **Abstract**

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. Ziel ist es, die Laufzeit der Wärmepumpe auf den Tag zu beschränken. Je geringer die notwendige Laufzeit ist, desto grösser wird die Flexibilität hinsichtlich der Wahl der Laufzeitanforderung. Es werden ein Mehrfamilienhaus (Fussbodenheizung) und ein Bürogebäude (Betonkernaktivierung in der Decke) untersucht.

Beide untersuchten Gebäudetypen zeigen, dass die thermische Gebäudemasse ein wichtiger Bestandteil im Rahmen der energetischen Flexibilität ist. Es lässt sich aus den durchgeführten Untersuchungen ableiten, dass diese Flexibilität im Wohnbereich besser als im Bürobau zu nutzen ist, da im Bürobau die internen Lasten eine sehr grosse Rolle spielen. Im Winter wirken sich hohe interne Lasten positiv auf die Flexibilität aus, es sind kürzere Laufzeiten der Wärmepumpe (Heizmodus) möglich. Im Sommer verlängern hohe interne Lasten die Laufzeiten der Wärmepumpe (Kühlmodus), da mehr bzw. länger gekühlt werden muss.

Due to the price development of electricity the direct use of on-site generated electricity gets increasingly attractive. By using large consumers in daytime only, self-consumption can be increased quite naturally. For this purpose, heat pumps are well suited. The aim is to limit the run-time schedule of the heat pump to the daytime hours. The shorter the run-time schedule the greater the flexibility in terms of the choice of the run-time window. An apartment building (floor heating) and an office building (concrete core activation in the ceiling) are investigated.

Both building types show that thermal mass plays a major role in terms of flexibility. The flexibility's usability is more pronounced for the apartment building than for the office building. This is mainly due to the high internal loads in office buildings. High internal loads support the flexibility in winter and help reduce the necessary run-time hours of the heat pump. In summer, however, high internal loads increase the cooling load and thus lead to a lower flexibility.

8.4 Beitrag zum 20. brenet Status-Seminar 2018

Hall, M., Hoffmann, C., Geissler, A.: *Energetische Flexibilität durch Nutzung der thermischen Gebäudemasse*. 20. Status-Seminar "Forschen für den Bau im Kontext von Energie und Umwelt", 07.-08. September 2018, Zürich (CH)

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 Strombezügler, 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 Laufzeitanforderung. Ziel ist es, den Betrieb der Wärmepumpe auf Stunden mit Solarertrag zu limitieren, ohne Komforteinsbußen hinnehmen zu müssen. Vereinfacht 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. 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 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.

2. Grundlagen

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. 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 Überbertemperaturstunden > 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, 08:00-18:00 Uhr, dies entspricht 230 h Nutzungsstunden pro Monat mit 31 Tagen.



Für beide Gebäude werden die thermischen Gebäudesimulationen mit dem Programm «ESP-T» [1] durchgeführt. Es wird jeweils eine Vorlaufzeit von 60 Tagen berücksichtigt, damit das Gebäude zu Beginn der Betrachtungsperiode thermisch eingeschwungen ist.

2.2 Tageslänge

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 1 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.

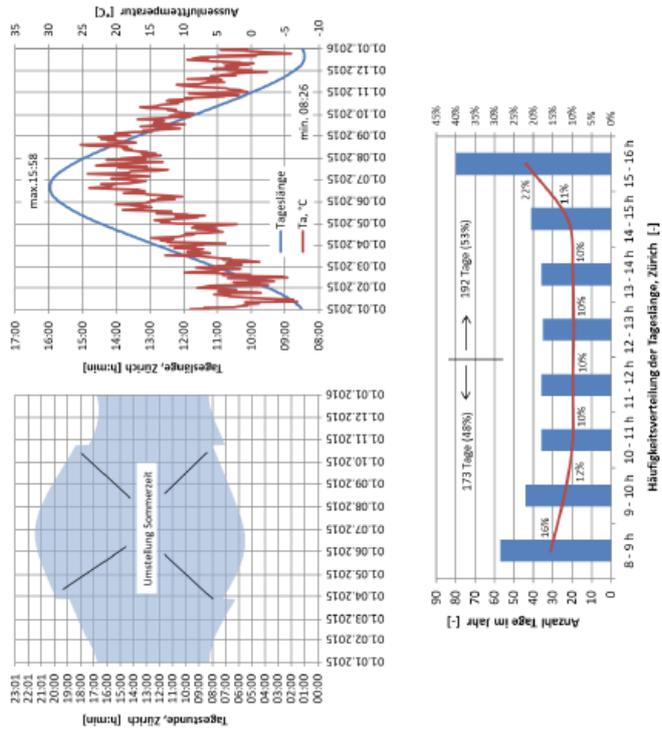


Abbildung 1 Tagesstunden, Tageslänge und Häufigkeitsverteilung der Tageslängen von Zürich (Tageslängen [2], Aussenlufttemperaturen [3]).

3. Beispielgebäude

3.3 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 2). 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 (B0W35), eine Fussbodenheizung, eine Komfortlüftungsanlage mit 80% Wärmerückgewinnung und eine Photovoltaikanlage mit 20 kWp (Süd, 10°). Weitere Informationen zum Gebäude, zum Simulationsmodell und zu ersten Ergebnissen bzgl. der limitierten Wärmepumpenlaufzeiten in Zusammenhang mit der Wärmespeicherfähigkeit können [4] und [5] entnommen werden. Die Einrichtung wird mit einer Speichermasse von 36 kg/m²ebf berücksichtigt (eigene Berechnung). Weitere Daten zum Gebäude zeigt Tabelle 1.

Das Bürogebäude ist ebenfalls in massiver Bauweise erstellt und repräsentiert ein Standardbürogebäude. 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 m²ebf 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 [6] angegebene mittleren Flächenverhältnissen für Verwaltungsgebäude (Abbildung 3). 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/m²ebf berücksichtigt [7]. Tabelle 1 enthält weitere Daten zum Gebäude.

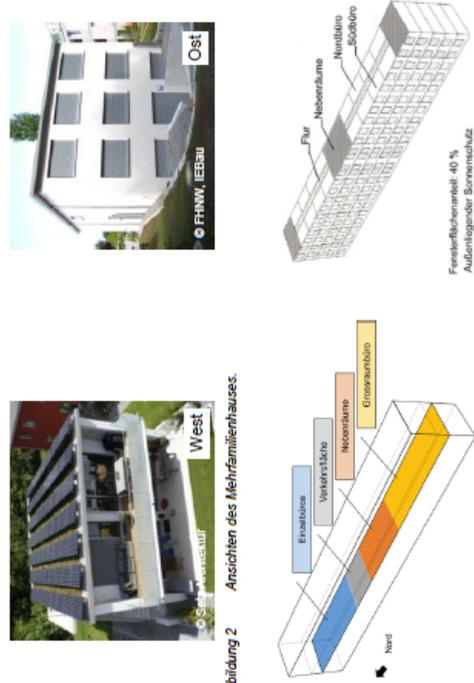


Abbildung 2 Ansichten des Mehrfamilienhauses.

Abbildung 3 Schemazeichnung des Bürogebäudes (analog [8]).

20. Status-Seminar – 6./7. September 2018 – ETH-Zürich



Tabelle 1: Daten zum Mehrfamilienhaus und dem Bürogebäude (U-Werte ohne Wärmebrücken).
 * berechnet nach [9], 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 _{sp}) *	63 Wh/(m ² ·K)	50 (GR)/62 (EZ) Wh/(m ² ·K)
Luftwechsel	0.39 h ⁻¹	0.308 (GR) / 0.246 (EZ) h ⁻¹
Klimastation [10]	Buchs-Aarau	Zürich

3.4 Betrieb

Bei dem Mehrfamilienhaus entsprechen die internen Lasten für Geräte, Personen und Beleuchtung SIA 2024:2006 [11]. Abbildung 4 zeigt das Tagesprofil der internen Lasten für die Monatsgleichzeitigkeit von 100%. Weitere Angaben zu den internen Lasten sind in Tabelle 2 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.

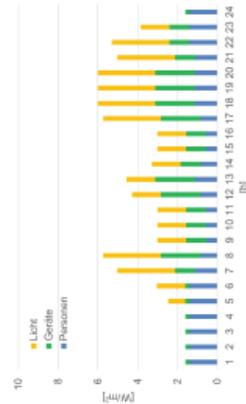


Abbildung 4 Stundensprofil der internen Lasten für das Mehrfamilienhaus gemäss SIA 2024:2006 «Standard».

Die internen Lasten für das Bürogebäude sind für alle Räume entsprechend der Nutzung gemäss SIA 2024:2015 [12] angesetzt (Tabelle 2). 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 Mittagstunden (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 5, Abbildung 6).

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 ausserliegenden Lamellenrastoren 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 2: 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

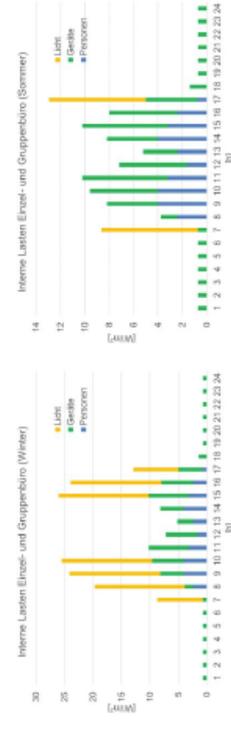


Abbildung 5 Verändertes Stundensprofil der internen Lasten Einzelbüro (links Winter, rechts Sommer), Geräte und Personen gemäss SIA 2024:2015, Licht modifiziert.

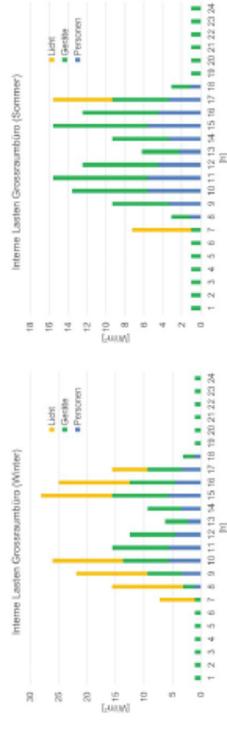


Abbildung 6 Stundensprofil der internen Lasten Grossraumbüro (links Winter, rechts Sommer) Geräte und Personen gemäss SIA 2024:2015, Licht modifiziert.



4. Resultate

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 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 Heizwecke 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 Heizwecke angegeben. Für die Gesamtlaufzeit muss immer die Stunde für die Warmwasserbereitung dazu addiert werden.

In Abbildung 7 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.

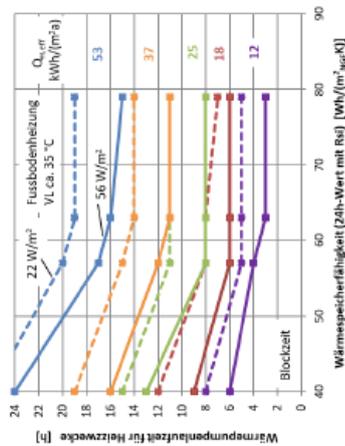


Abbildung 7 Laufzeiten (Blockzeiten) für die Wärmepumpe für Heizwecke vs. der Wärmespeicherfähigkeit [8] (mit $R_{0,0}$) in Abhängigkeit von dem Heizwärmebedarf und der spezifischen Nutzleistung der Wärmepumpe.

Bei gleichem Heizwärmebedarf weisen Gebäude mit einer Wärmespeicherfähigkeit grösser ca. 60 Wh/(m²K) die kürzesten Laufzeiten auf. Unter ca. 60 Wh/(m²K) 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 Heizwecke 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 ein Wärmespeicherfähigkeit von mindestens ca. 60 Wh/(m²K) und einen maximalen Heizwärmebedarf von ca. 25 kWh/(m²a) aufweisen.

Eine Wärmespeicherfähigkeit von 57 Wh/(m²K) entspricht in etwa der Bauweise «mittel» nach SIA 380/1 [13]. D.h., für Gebäude mit der Bauweise mittelschwer gemäss [13], 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 Heizwecke für ausgewählte Wärmespeicherfähigkeiten in Abhängigkeit von dem effektiven Heizwärmebedarf aufgetragen (Abbildung 8). Es wird eine mittlere Wärmepumpenleistung angenommen. Mit Hilfe einer Trendlinie kann nun für einen beliebigen Heizwärmebedarf die Wärmepumpenlaufzeit für Heizwecke berechnet werden.

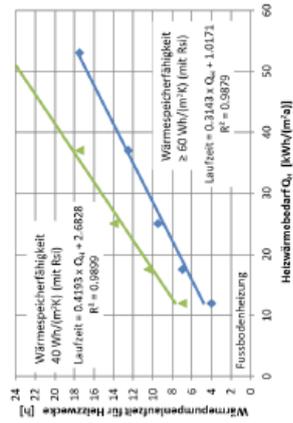
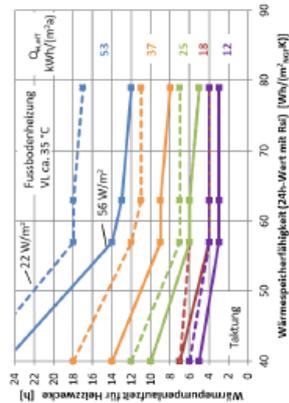


Abbildung 8 Wärmepumpenlaufzeiten (Blockzeit) für Heizwecke für Wohnen in Abhängigkeit von dem effektiven Heizwärmebedarf und für verschiedene Wärmespeicherfähigkeiten

Im reale Gebäude wurde die Wärmepumpenlaufzeit auf 10⁰⁰-19⁰⁰ Uhr limitiert und ein Heizwärmeverbrauch von 28 kWh/(m²a) gemessen. Es hat sich beim Monitoring gezeigt, dass diese Blockzeit einschliesslich Warmwasserbereitung ausreicht, um das Gebäude zu beheizen [4]. Mit der realen Wärmespeicherfähigkeit von ca. 63 Wh/(m²K) kann in Abbildung 8 eine Wärmepumpenlaufzeit von rund 10 Stunden für Heizwecke 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 9) über den Tag die Laufzeit der Wärmepumpe für Heizwecke 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.



Stunde am Tag	Mittagsbedarf [kWh/(m²·h)]																								
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	23	24
1																									
2																									
3																									
4																									
5																									
6																									
7																									
8																									
9																									
10																									
11																									
12																									
13																									
14																									
15																									
16																									
17																									
18																									
19																									
20																									
21																									
22																									
23																									
24																									



Abbildung 9 Wärmepumpenlaufzeiten (Taktbetrieb) für Heizzwecke für Wohnen vs. Wärmespeicherfähigkeit [h] (mit Rel. in Abhängigkeit von dem effektiven Heizwärmebedarf und der spezifischen Wärmepumpenleistung (grün = Wärmepumpe in Betrieb))

4.2 Bürogebäude

Winter

Für den Winterfall werden die erforderlichen Laufzeiten des Wärmepumpenbetriebes für das Bürogebäude auf Grundlage der folgenden Parametervarianten ermittelt (die Variantennummer «#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 Schalterpunkt für die Heizung bei einer Raumlufttemperatur von 20 °C. Es werden die Stunden während der Nutzungszeit (8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr) mit einer empfindlichen 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 3:

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 Verkehrsfächern wenige Untertemperaturstunden auf. Die Temperaturen fallen dort jedoch nicht unter 18 °C (Abbildung 10). Abbildung 11 zeigt den Verlauf der empfindlichen Temperatur in den Büroräumen in der kältesten Woche im Januar (#5). Das Absinken der empfindlichen Temperatur über die Mittagszeit liegt an den internen Lasten, die über Mittag stark reduziert sind (Abbildung 5, Abbildung 6). 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 3: Berechnete Untertemperaturstunden im Januar in den Büros mit unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe. Die Vorlauftemperatur beträgt 35 °C (ausser bei #10), der Schalterpunkt 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		
	6:00-20:00 Uhr	EZ	GR	EZ	GR	EZ	GR	
1	8 ⁰⁰ -14 ⁰⁰	0	0	15	28	4	4	
2	8 ⁰⁰ -15 ⁰⁰	0	0	14	22	3	4	
3	8 ⁰⁰ -16 ⁰⁰	0	0	12	18	3	4	
4	8 ⁰⁰ -17 ⁰⁰	0	0	12	16	0	0	
5	8 ⁰⁰ -17 ⁰⁰	0	0	17	27	3	4	
6	8 ⁰⁰ -17 ⁰⁰	0	1	26	36	6	13	
7	8 ⁰⁰ -18 ⁰⁰	1	3	29	38	10	18	
8	8 ⁰⁰ -18 ⁰⁰	0	0	0	8	0	0	el. Bel. 7-17 Uhr
9	8 ⁰⁰ -18 ⁰⁰	45	47	126	121	76	72	keine el. Bel.
10	8 ⁰⁰ -18 ⁰⁰	0	0	23	25	2	4	Vorlauf 45°C
11	10-17	1	7	34	48	14	22	



Tabelle 4 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 tagüber nicht aus, um die Wärmelasten abzuführen. Eine Reduktion der Vorlauftemperatur bringt kaum eine Verbesserung (#5). 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 12, #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 13, #10).
- Da für die Nebenräume keine Nachtlüftung vorgesehen ist, treten hier höhere Temperaturen auf, dies aber nur kurzzeitig (Abbildung 12).
- Grundsätzlich wird ab einer Raumlufttemperatur von > 26 °C gekühlt. Wird die Kühlgrenze auf > 24 °C heruntersetzt, 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 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 Pumpleistung 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 4:

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

#	Kühlung	Wochenende			Wochentage			Bemerkungen
		Mo.-So	Mo.-Fr	Mo.-Fr + So	Mo.-So	Mo.-Fr	Mo.-Fr + So	
1	8-17	177	192	231	193	209		
2	7-18	31	67	76	124	35	74	
3	7-18	27	63	66	114	31	65	Vorlauf 19°C
4	7-18	41	85					keine el. Beleuchtung
5	8-17	124	184					keine el. Beleuchtung
6	7-18	19	53					NL 18-7 Uhr, 0.5 l/h
7	8-17	67	26					NL 18-7 Uhr, 0.5 l/h
8	7-18	6	20					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h
9	7-18	0	0					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h, Wärmelast-Geräte -20%
10	8-17	25	41					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h
11	7-18	5	20					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h, Kühlung ab 24°C
12	8-18	5	16					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h, Kühlung ab 24°C
13	8-18	5	5					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h, Kühlung ab 24°C, keine el. Bel.
14	8-18	9	7					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h, Kühlung ab 24°C, MS +20%
15	8-20	9	9					NL 18-7 Uhr, 1.5 l/h, Kühlung ab 24°C

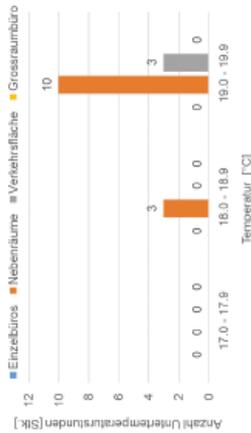


Abbildung 10 Untertemperaturstunden in Temperaturklassen für die Variante #5 (Betrieb Heizung 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr, Vorlauf 35 °C, Schaltpunkt Heizung 20 °C, Nutzungszeit 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr).

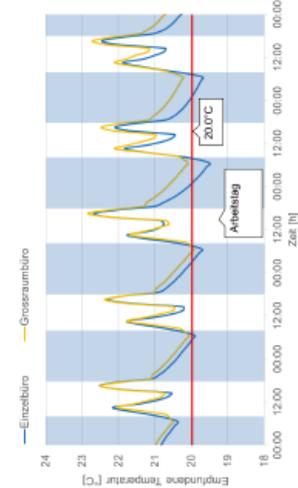


Abbildung 11 Temperaturverläufe vom 11.-15. Januar (kälteste Woche) für die Variante #5 (Betrieb Heizung 8⁰⁰-17⁰⁰ Uhr, Vorlauf 35 °C, Schaltpunkt Heizung 20 °C, Nutzungszeit 8⁰⁰-18⁰⁰ Uhr). Die Temperaturen unterhalb des Schaltpunktes sind Stunden ohne Belegung (blaue Flächen) und werden nicht ausgewertet.

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 [14])



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.

5.2 Büro

Der thermische Komfort im Winter ($> 20\text{ }^{\circ}\text{C}$) kann nur eingehalten werden, wenn die Wärmepumpe zwischen 6^{oo} - 17^{oo} Uhr – auch am Wochenende – zum Heizen betrieben wird. Dies entspricht im Hochwinter in etwa den Stunden mit Tageslicht, d.h. Stunden mit Solareintrag, so dass ein hoher Eigenverbrauch erzielt werden kann.

Im Sommer muss die Wärmepumpe zwischen 6^{oo} - 20^{oo} Uhr – auch am Wochenende – zum Kühlen betrieben werden und zusätzlich eine Nachlüftung mit einem Luftwechsel von 1.5 h^{-1} vorhanden sein, um den thermischen Komfort von $< 26\text{ }^{\circ}\text{C}$ einzuhalten. Im Hochsommer entspricht der Betrieb von 6^{oo} - 20^{oo} 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 Solareintrag 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 Beispielbürotag 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 [16] und [17] zu finden.

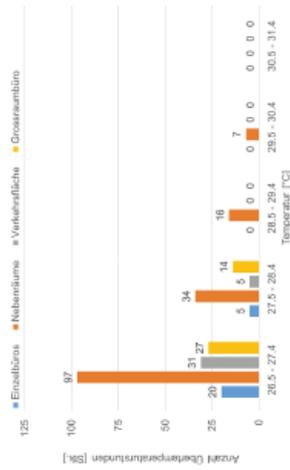


Abbildung 12 Oberflächentemperaturen in Temperaturklassen für die Variante #10 (Betrieb Kühlung 9^{oo} - 17^{oo} Uhr, Vorlauf $18\text{ }^{\circ}\text{C}$, Schaltpunkt Kühlung $26\text{ }^{\circ}\text{C}$, Nachlüftung 1.5 1/h , Nutzungszeit 8^{oo} - 18^{oo} Uhr).

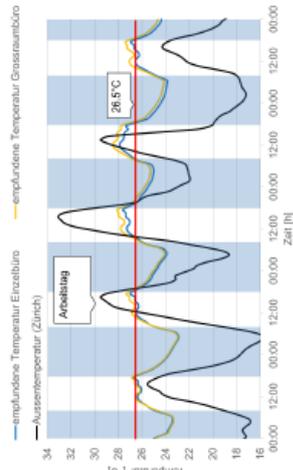


Abbildung 13 Temperaturverläufe vom 25.29. Juli (wärmste Woche) für die Variante #10 (Betrieb Kühlung 9^{oo} - 17^{oo} Uhr, Vorlauf $18\text{ }^{\circ}\text{C}$, Schaltpunkt Kühlung $26\text{ }^{\circ}\text{C}$, Nachlüftung 1.5 1/h , Nutzungszeit 8^{oo} - 18^{oo} Uhr).

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 Nachlüftung erforderlich, um ein angenehmes sommerliches Raumklima zu gewährleisten. Die hohen internen Lasten verhindern kürzere Laufzeiten für die Wärmepumpe.

5. Diskussion

5.1 Mehrfamilienhaus

Gute gedämmte Gebäude in Massivbauweise können auch im Hochwinter mit einem Tagbetrieb der Wärmepumpe von 8^{oo} - 17^{oo} Uhr den Komfort einhalten ($> 20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

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 [5]. Damit entspricht die Überdimensionierung von Auslegung zu notwendig 32%, was durchaus üblich ist [15]. 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



6. Zusammenfassung

Die aktive Nutzung der thermischen Gebäudemasse wird in Zukunft immer wichtiger, um durch den vermehrten Einsatz elektrischer 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 8^{h} - 17^{h} 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 (6^{h} - 20^{h} Uhr) und eine zusätzliche Nachkühlung erforderlich, um einen guten thermischen Komfort zu gewährleisten. Im Hochsommer entspricht die Laufzeit von 6^{h} - 20^{h} 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 11^{h} - 14^{h} 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 mitenschliessen.
- 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.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Projekts "Energetische Flexibilität von Gebäuden" erarbeitet, welches das Bundesamt für Energie BFE (Schweiz) im unter dem Kennzeichen SI/501240-01 fördert. Das Projekt ist ein Beitrag zum IEA Annex 67 "Energy Flexible Buildings".

7. Literatur

- [1] "ESRU, ESP-r (open source): A Building and Plant Energy Simulation Environment. University of Strathclyde, Glasgow. <http://www.esru.strath.ac.uk/Program/Version/2013/>."
- [2] "Sonnenaufgang und Sonnenuntergang." [Online]. Available: <http://www.sunrise-and-sunset.com/>. [Accessed: 26-May-2018].
- [3] *Programm Meteonorm Version 6.1*. Meteotest, Bern.
- [4] M. Hall, F. Dorsch, and A. Geisler, "Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität," *Bauphysik*, vol. 30, no. 3, pp. 117–129, Jun. 2014.
- [5] M. Hall and A. Geisler, "Einfluss der Wärmespeicherfähigkeit auf die energetische Flexibilität von Gebäuden," *Bauphysik*, vol. 37, no. 2, pp. 115–123, 2015.
- [6] *VDI 3807-2013: Energieverbrauchs-kennwerte für Gebäude - Grundlagen, Blatt 1*. Deutschland, 2013.
- [7] *ÖNORM B 8110-3: Wärmeschutz im Hochbau - Teil 3: Vermeidung sommerlicher Überwärmung*. 2012.
- [8] J. Knissel, "Energieeffiziente Büro- und Verwaltungsgebäude - Hinweise zur primärenergetischen und wirtschaftlichen Optimierung," Darmstadt, 1999.
- [9] *SN EN ISO 13786:2007. Wärmetechnisches Verhalten von Bauteilen. Dynamisch - thermische Kenngrössen - Berechnungsverfahren (ISO 13786:2007)*. 2007.
- [10] *SIA 2028, Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik*. Schweiz, 2010.
- [11] *Merklblatt SIA 2024, "Standardnutzungsbedingungen für Energie- und Gebäudetechnik"*. 2008.
- [12] *Merklblatt SIA 2024, "Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik"*. 2015.
- [13] *SIA 380/1, "Heizwärmebedarf"*. 2016.
- [14] K. Voss, S. Herkel, D. Kalz, T. Lützendorf, A. Maas, and A. Wagner, *Performance von Gebäuden*. Fraunhofer IRB Verlag, 2016.
- [15] W. Schmid, "Je einfacher die Anlage, desto höher die Arbeitszahl," *SBZ*, vol. 10, pp. 50–53, 2010.
- [16] K. Klein, S. Herkel, H.-M. Henning, and C. Feismann, "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.
- [17] A. Kathiramanathan, 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.



Quantifying Thermal Flexibility of Multi-Family and Office Buildings

Caroline Hoffmann¹, Monika Hall¹, Achim Geissler¹
¹Institute of Energy in Building, University of Applied Sciences and Arts, Northwestern Switzerland, Muttenz, Switzerland

Abstract

The increased feed-in of solar electricity into the grid needs to be counterbalanced by an increase in self-consumption of buildings. This paper addresses the differences in thermal flexibility between a multi-family house and an office building and the implications to thermal comfort. It looks into the operating time of both heating and cooling and gives simplified design criteria for residential buildings. The findings of the thermal simulations suggest that it seems easier to utilize thermal flexibility in residential buildings than in office buildings. Transferred to the Swiss building stock, it is estimated that roughly 10% of the dwellings could offer some thermal flexibility to the grid.

Introduction

The feed-in of solar energy based electricity into the grid can have detrimental effects due to an excessive supply during daytime. Ideally, buildings that consume electricity for space heating or cooling should align their demand with times of excessive supply. In the case of the aforementioned solar energy based electricity, this would be during the day in order to ensure a high self-consumption. Requiring only short windows of time for energy demand is advantageous, here. The prerequisite are buildings, which allow this flexibility without any severe drawbacks for the user.

In a more general sense, flexibility can be assessed in multiple ways. A literature review (Marzall-Pomranowka, Reynders, Lopes, & Aelens, 2017) outlines that the diverse approaches found fall into three categories:

- 1) "the temporal flexibility,
 - 2) the amount of energy or power that can be shifted and
 - 3) the associated cost of actuating this flexibility."
- The extent of the achieved flexibility depends predominantly on (see Figure 1)
- the building heating/cooling demand, thermal capacity, appliances (electricity consumption and internal loads),
 - the heat generation: installed capacity of the boiler/heat pump,

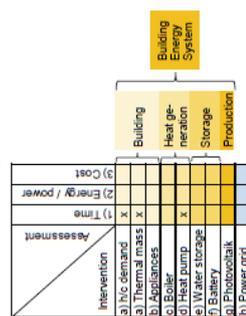


Figure 1: Possible zones of intervention in a building a) to h) and possible properties for assessing the energy flexibility. Abbreviations used: h = heating, c = cooling, x = considered in this paper

- the available storage for heat and/or electricity and
- the amount of electricity produced.

As the feed-in of solar energy into the electrical grid is a central issue, the temporal flexibility is a relevant property for the investigations. Restriction of the operation of major appliances to daytime hours is beneficial. Ideally, these time slots should be short enough so that a flexible shifting of these core times during daytime is possible. User acceptance of the flexible operating times exerted by energy providers is crucial and can be gained only if a satisfactory thermal comfort is assured. For this reason the investigation focuses on thermal comfort. The consequence on the operative temperature during occupancy when deviating from the usual operating times of the heating / cooling system is evaluated.

Methodology

Scope

This paper mainly addresses the thermal flexibility provided by the building mass. The necessary operating times during daytime for an electricity driven heating/cooling device, for instance a heat pump, while ensuring comfort requirements during occupancy are evaluated.

Electricity storage or the general grid compatibility of the building is not considered. Figure 1 shows the project scope in an extended "building energy flexibility map".

Questions

In this paper, it is explored whether it is possible to operate a certain building type with heating and cooling power available only for short intervals during daytime while maintaining thermal comfort. The analysis is done for a residential building and an office building.

Because of the different building uses, the analysis has two different emphases. For the residential building, focus is on building envelope and structure related topics. For the office building, focus is on different operation modes. This is due to the fact that internal loads in office buildings are typically more than twice as high as in residential buildings (SIA 2024, 2015).

Because the paper addresses thermal comfort as well as heating/cooling demand in detail, heat injection and extraction are modelled in detail. In the residential building a floor heating is simulated and in the office building a concrete core conditioning (embedded in the centre of the floor/ceiling construction) for heating and cooling is considered. In both cases, heat injection/extraction occurs in the appropriate layer of the construction considered. Thus, both heat and cold distribution take thermal inertia and resistivity of the actual layer structure into account.

For the residential building, only winter times is looked into, because an active cooling is minimal. Parameters considered are the insulation, thermal capacity and installed heating capacity. It is evaluated how each of these parameters affect the necessary operating time of the heating. No cooling is analysed, here.

For the office building, different operation modes are analysed. Operating times for heating or cooling necessary to maintain thermal comfort are evaluated. In the winter, the duration, the onset time and the supply temperature of the heating as well as the electric lighting thermal capacity (by concrete core conditioning) is considered. The cooling power can be provided by a heat pump, for example. In the summation, the duration, the onset time, the set-point, the supply temperature and the mass flow rate of the cooling is varied. Additionally, the electric lighting and the internal loads are altered and night-time ventilation is considered.

Tools and general simulation setup

The thermal simulations are performed with ESP-r ("ESP-r", n.d.). Both building types are defined as geometric models within a certain environment (climate data), use detailed schedule of building operation and feature building plant control. The plant is based on an explicit component approach. The simulations have a pre-simulation period of 60 days, to allow transient oscillation of the building model. The basic settings of each building model are described in the following sections. For the simulated variant, the parameter of

8.5 Beitrag zur 4. Building Simulation & Optimization 2018

Hoffmann, C., Hall, M., Geissler, A.: *Quantifying Thermal Flexibility of Multi-Family and Office Buildings*, Building Simulation & Optimization 2018, Cambridge (GB), 11.-12. September 2018, p. 230-236

interest are changed as described in chapter "Thermal flexibility of the residential building" and in Tables 3 and 4.

Buildings

The residential building The basis of the investigations is an existing multi-family house, which comprises three apartments (ENX of 320 m²) and is built to MINERGIE-P Standard, which means it has a very high level of thermal insulation (Table 1). The building can be viewed as a "light" heavyweight construction. It features external walls in heavy weight concrete and ceilings/floors as well as a flat roof in heavy weight reinforced concrete. A ground-source heat pump (geothermal probe) heats the building with an installed capacity of 8.9 kW. The heat is distributed by a floor heating. The supply temperature is 35 °C with a set point temperature $\theta_{sp} = 20$ °C. A mechanical extract and supply ventilation system with heat recovery (80 %) is installed. A photovoltaic system (PV) with 20 kW peak design capacity is installed on the roof.

Table 1: Properties of the residential building. Remarks: ^a = mechanically ventilated space in the flat, ^b = calculated according to (SN EN ISO 13786:2007, 2007), ^c = (SIA 2028, 2010).

Property	Value
U-value ext. walls	0.119 [W/(m ² ·K)]
U-value roof	0.089 [W/(m ² ·K)]
U-value windows	0.75 [W/(m ² ·K)]
g-value windows	50 [%]
Glaazed part of wall (area weighted)	22 [%]
Solar control (tinted)	Not applicable
Shading (surrounding buildings)	Yes
Thermal capacity (with Ra)	65 [Wh/(m ² ·K)] ^b
Air exchange rate ^c	0.39 [1/h]
Climate	DRY-Biome-Aren (CF)



Figure 2: Internal loads (occupants, appliances, light) for residential buildings according to Swiss building standard SIA 2024 (SIA 2024, 2015). Generally, the run times for the LL is adapted, as the standard would suggest 1.0 hours full use of the light (incandescent capacity: 9.4 Wh/m²). The graph shows the adapted values, for winter time



Further information on the building and related research can be found in (Hall, Domuch, & Geisler, 2014) and (Hall & Geisler, 2015).

The simulations are performed and evaluated for the period from 1st of January until 28th of February. The building is occupied all the time, thus all hours and all day types are evaluated.

The office building

The office building has an ERA of 1 040 m². Open-space (OPO) and cellular (CO) offices, equally share 62% of the area. The remaining space consists of secondary rooms and circulation areas (VDI 3807, 2013). The exterior walls are made of masonry; the slabs and the structural core consist of concrete. Internal walls are lightweight constructions (gypsum cardboard and mineral fibre). The heat and cold distribution is realized by concrete core conditioning (radiant floor/ceiling). The hydronic supply temperature is 35 °C with a set point temperature θ_{sp} = 30 °C in winter. In summer, the temperatures are 18 °C and θ_{sp} = 26 (or θ_{sp} = 24 °C), respectively. As in the residential building, a mechanical extract and supply ventilation system with heat recovery (80 %) is considered. Solar control is by Venetian type blinds. In summer and winter these are closed (deployed, slat angle horizontal) when facade insulation is greater than 180 W/m². The blinds retract when facade insulation falls below 150 W/m².

Table 2: Properties of the office building. Remarks: ^a = The difference is due to higher occupancy in the OPO. ^b = calculated according to (SN EN ISO 13786:2007, 2007), ^c = (SLA 2023, 2010)

Property	Value
U-value ext walls	0.17 [W/(m ² ·K)]
U-value roof	0.17 [W/(m ² ·K)]
U-value windows	0.61 [W/(m ² ·K)]
g-value windows	50 [%]
Glazed part of wall (area weighted)	40 [%]
Solar control (blinds)	Yes (summer and winter)
Shading (surrounding buildings)	no
Thermal capacity OPO, CO (with E _{st})	50 / 60 [Wh/(m ² ·K)] ^b
Air exchange rate OPO / CO	0.308 / 0.246 [1/h] ^c
Climate	DRY Zürich (CH) ^c

The simulations are performed for one level in middle of the building. They are evaluated in winter for the period from 1st of January until 31st January (coldest month) and in summer from 1st of July until the 31st of July (hottest month). The building is occupied on 5 days per week between 8 am and 6 pm. The evaluation considers occupied hours, only (in January and July 230 h each).

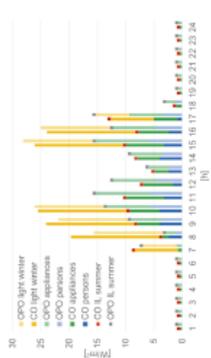


Figure 3: Internal loads (persons, appliances, light) for office building, discriminating between OPO and CO according to (SLA 2024, 2015). The bars represent the loads in winter, the squares the lamp sum in summer. The difference is due to the reduced use of EL in summer. Generally, the run times for the EL is adapted in summer and winter, as the standard would suggest 11 hours, full use of the EL (installed capacity OPO: 12.5 W/m², CO 13.9 W/m²).

Simulation results

Thermal flexibility of the residential building
All thermal simulations are evaluated under the condition that the operative room temperature should never drop below θ_{sp} = 20 °C. In order to assess the flexibility of the necessary time slots of the heating, parameters such as thermal capacity, heating demand and capacity of the heating are varied. Figure 4 shows the correlation between the operating time of the heating (y-axis) and the thermal capacity. Five different insulation levels leading to different heating demands (represented by different colours) are analysed. The initial building as characterised in Table 1 has a heating capacity of 18 kWh/(m²·h). Two different installed capacities of the heat generation system are symbolized by line styles (solid, dashed). The graph only takes the heating's operating time for space heating into account. Hot water generation requires approximately one additional hour run-time (which was included in the simulations by blocking the space heating between 12 am and 1 pm). Figure 4 leads to following conclusions:

- reduction of the heating demand is paramount for a reduction of necessary run-times of the heating
- increase of installed capacity of the heat generation system also allows for a reduction of run-times
- A thermal capacity exceeding 60 Wh/(m²·K) does not reduce the necessary operating time of the heating significantly. Thus, the simulations suggest that less thermal capacity is usable within 24 h periods than the calculation according to SN EN ISO 13786:2007 indicates.

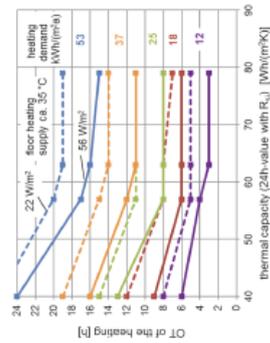


Figure 4: OT of the space heating vs. thermal capacity. Heating demand (colour) and the heating's capacity (line style) are varied. Thermal capacity is calculated according to SN EN ISO 13786:2007

Figure 5 gives simplified correlation equations for run-times of the heat pump vs. heating demand for two levels of thermal capacity (with an installed heat generation capacity of 40 W/m² as a basis). These simplified correlations can be used to assess design parameters in a more comprehensible way.

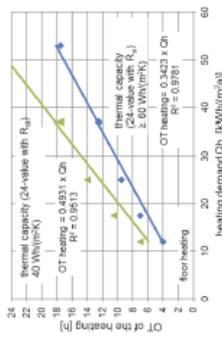


Figure 5: OT for space heat vs. heating demand for different thermal capacities. Thermal capacity (24h value with R_{sp}) is calculated according to SN EN ISO 13786:2007

So far, the discussed running modes of the heating were consecutive time blocks of different lengths at daytime. The logical consequence would be to examine shorter time sequences of the heating within 24 h periods. The economic background for this approach is that the utility could shift the runtime of the electricity driven heating (e.g. heat pumps) according to its needs. Taking Switzerland as an example, certain utilities already include this rationale within their tariff for heat pumps. These utilities are able to cut the volume of purchased electricity for certain times, e.g. 3x2 hours per day. The longer possible shut down period is two hours. The duration of the following on time must be at least as long

as the previous shut down period. The simulations show that if the heating is allowed to run in time sequences between one and three hours, the equally long shut down periods do not cause a comfort problem. It is found, that such an intermittent activation of the heating allows to reduce the overall run-times according to Figure 4 by one to two hours. A reason could be that with shorter time sequences between the on and off mode of the heating, the building cools down less than with the long shut down period.

Thermal flexibility of the office building

Winter

Table 3 gives a detailed summary of the results for the assessed variants. The open plan office shows more hours with an insufficient temperature than the cellular offices. This is due to the higher air change rate in the open plan offices. The results clearly show that it is not possible to shut down the heating during the whole weekend and maintain an acceptable thermal comfort. Suspending the heating during Saturday is possible in certain cases. Roughly speaking, an operating time of seven hours is enough (#1), although it is crucial that the onset of the heating is aligned with the office hours (#1, #7, #10 shown in Figure 3). If irradiation for the power generation is available, heating should start around 8 am. If the heating is active between 8 am and 5 pm, the thermal comfort in the offices is adequate, however, the temperature in the circulation area and the secondary rooms may drop below θ_{sp} = 20 °C (but not below θ_{sp} = 18 °C). A shutdown of the heating at 4 pm (#7-#10) would be ideal in terms of direct use of PV generation. However, the electric lighting is required as additional heat source. The elevated supply temperature (#10) is only applied for theoretical purposes, as standard SLA 384/1:2009 does not allow supply temperatures for slab heating exceeding 35 °C.

Table 3: Calculated hours θ_{sp} < 20 °C with different OT of the heating. The numbers in the coloured boxes are the total number of office hours with θ_{sp} < 20 °C.

Remark: an indicated runtime from 7 am to 8 pm means 7:00 am to 7:59 pm

Run-time schedule	Run-time schedule				Remarks				
	18-20:00	20:00-22:00	22:00-00:00	00:00-06:00	18-20:00	20:00-22:00	22:00-00:00	00:00-06:00	
1 8 am - 8 pm	0	0	0	0	15	25	4	4	
2 7-5	0	0	0	0	14	22	3	4	
3 7-5	0	0	0	0	13	18	3	4	
4 8-11	0	0	0	0	17	27	3	4	
5 8-11	0	0	0	0	1	25	36	13	
6 8-11	0	0	0	0	1	25	38	13	
7 8-11	0	0	0	0	0	0	0	0	
8 8-11	0	0	0	0	0	0	0	0	
9 8-11	0	0	0	0	0	0	0	0	
10 8-11	0	0	0	0	0	0	0	0	
11 8-11	0	0	0	0	1	7	34	45	14
12 8-11	0	0	0	0	1	7	34	45	14

Summer

Theoretically, summer time seems favourable for direct usage of solar electricity as consumption and generation of solar energy based electricity coincide to a large degree.



Similar to the winter, it is not possible to shut down the cooling during the weekend. The results suggest that even a shut down on Saturday only leads to temperature exceedances. Table 4 shows the results of the thermal simulations with cooling during weekdays and the weekend in detail.

It is found that exclusively cooling by means of the concrete core conditioning is not sufficient. Even if the supply temperature is lowered (#3), or nighttime ventilation is applied, temperatures may exceed $\theta_{lim} = 26$ °C. Shifting the cooling set point from $\theta_{lim} = 26$ °C down to $\theta_{lim} = 24$ °C does not show any effect because the cooling is always on during occupancy, anyway. The most efficient means to enhance thermal comfort in summer is – as a supplement to active cooling – to lower the internal loads (#9 #13) or to raise the mass flow rate from 100 l/h up to 120 l/h per coil (#14), which is still in the admissible range (Voss et al., 2016). However, if these measures are not possible, active cooling between 6 am and 8 pm is necessary to provide sufficient thermal comfort.

Table 4: Calculated hours $\theta_{lim} > 26$ °C with different operating times of the cooling. The number in the coloured boxes gives the total number of hours with $\theta_{lim} > 26$ °C.

Run	Summer daytime	RTM	Remarks
1	6 am - 8 pm	CO	OPC
2	6 am - 8 pm	31	0
3	6 am - 8 pm	27	15 min 15°C
4	6 am - 8 pm	24	15 min 15°C
5	6 am - 8 pm	15	15 min 15°C
6	6 am - 8 pm	15	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
7	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
8	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
9	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
10	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
11	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
12	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
13	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
14	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C
15	6 am - 8 pm	9	NV 6 pm - 7 am, 15 l/h, C 24°C

Validation

Both building models are validated by detailed results analysis. The residential building model results are additionally validated by comparison to measurement values derived from the real building (Hall & Geissler, 2015). The office building model results are additionally checked against real-world design values and compared to results from similar models from previous work.

Discussion and outlook

Different assessments of flexibility

The introduction described three different ways to assess flexibility: temporal flexibility, the amount of energy shifted and cost associated with flexibility. In this paper, focus was placed on temporal flexibility. It can be safely assumed that the three aforementioned approaches lead to contradicting requirements. A short outline using the residential building example illustrates this. In terms of

temporal flexibility, a well-insulated building with a correspondingly low heating demand and a thermal capacity of roughly 55 Wh/(m²K) should be targeted at. If the focus is switched from temporal flexibility to the amount of energy shifted, the absolute amount shifted in a well-insulated building is small compared to a poorly insulated building (Le Dreat & Henselberg, 2016) (Wiest, Fuhrer, & Knötner, 2017).

Concerning the cost, it depends on the local utility whether it is an economic decision to raise the self-consumption. In terms of grid-stability, the current trend is towards encouraging self-consumption. If no PV-production is possible, electricity consumption during the night is still most cost-effective (Klein, Kalz, & Hertel, 2014).

Residential building

The insulation level (expressed as the corresponding heating demand), thermal capacity and installed capacity of the heat generation system are combined graphically, thus presenting an easy to use tool for the first design stage to determine the potential of thermal flexibility. The graph is based on a residential building with a glazing ratio of the facade of 23 %. Preliminary tests with a highly glazed residential building (albeit with a comparatively high average building envelope U-value) suggest that the graph in its current form might apply only to moderately glazed residential buildings. In order to address a wider choice of buildings, further research is needed.

Another aspect worth mentioning is the user feedback to an "adaptable" thermal comfort. A survey exploring the possible attitudes towards a decline of thermal comfort revealed that the majority of respondents seemed only "slightly willing" to reduce the room temperature during high electricity price periods (Li, Daus, Finck, & Zeiler, 2017).

Office building

Thermal comfort in winter can only be maintained if the heating is on between 8 am and 5 pm. For summertime, it is found that cooling must be in operation between 6 am and 8 pm and additionally, nighttime ventilation with a minimum act of 1.5 l/h must be available. The necessary operation window corresponds roughly to the availability of irradiation in the simulation period considered. In both seasons, the internal loads play a crucial role, although with an adverse effect. While the internal loads are essential to maintain the thermal comfort in wintertime, during summertime they should be as limited as possible. Therefore, reduced sun on times for the electric lighting were introduced, assuming that with 11 h runtime of electric lighting, cooling by concrete core conditioning during daytime hours only does not provide a sufficient thermal comfort. A more efficient lighting, for example LED, could mitigate this issue.

In the context of ac-rival comfort, it is worth to comment on the use of shading. In the simulations described here,

a relatively high g-value (50%) together with an external Venetian type blind is assumed. On a sunny summer day (29.07), the shading is deployed in the east from 6 am to 3:20 pm, in the south from 7:30 am to 3:50 pm and in the west from 11:10 am to 7:06 pm. The slat angle of the shading is thereby presumed to be horizontal. The assumption that the electric lighting is mostly turned off during daytime in summer might therefore be too optimistic. Consequently, maintaining thermal comfort in summer might be even more challenging than shown here. If – as it may be the case in office buildings – a glare with a lower g-value is used, the activation times for solar control might be shorter. However, in that case, lower g-value and correspondingly reduced solar gains might result in a higher number of hours for which thermal comfort criteria are not met. In the simulations described in this paper blinds are also operated in wintertime to avoid glare. An additional internal blind to control glare while allowing solar gains should be generally considered. However, this is often decided due to cost issues and therefore not included here.

Overall, the simulation results show that thermal flexibility in context with thermal capacity can be utilized fairly effectively in wintertime, but is technically challenging in summertime. This is in good agreement with other recent works (Klein, Hertel, Henning, & Felzmann, 2017), (Kathirgumathan, DeKora, Turner, & Finn, 2017).

Application to Swiss building stock

The Swiss building stock is documented with inhomogeneous precision. Residential buildings are recorded in detail non-domestic buildings are covered only by a documentation dating from 1990 (Wiest, Rey, & Steinhilber, 1991). At that time, the building stock consisted of 30 % residential buildings and 6 % commercial buildings. The remaining 44 % is composed of farm buildings, subsidiary buildings and industrial buildings (total sum 2.1 million buildings). Today, the entire building stock is estimated at 2.3 million buildings (EnDK, 2014). For residential buildings, some numbers on heating systems used are available (Bundesamt für Statistik, BFS, 2017). In 2015, a total of 1.7 million residential buildings existed, of which 12 % (203 000) had a heat pump installed. If it is assumed that only reasonably well insulated buildings are eligible to thermal flexibility, it can be deduced that buildings from 1990 onward are suitable. Altogether, this would be roughly 10 % of the residential buildings. A corresponding statement is impossible for the commercial sector due to a lack of data on the building stock.

Conclusion

In this paper, the temporal flexibility of a residential building and an office building is presented. The results given are based on thermal building simulations. A precondition for a high self-consumption rate and a low feed-in rate to the electricity grid are flexible and short

tms frames necessary for the operation of the heating/cooling systems.

Residential building

The results show that a low heating demand and a thermal capacity of roughly 55 Wh/(m²K) are favourable. Installation of a high capacity heat generation system may additionally reduce the operating times, at the expense of a higher energy demand, however.

Based on a wide range of simulations, a simplified method for the assessment of the necessary operating times of the heating is proposed. Thus, the operating time of the heating can be used as a parameter for flexibility. The shorter the necessary operating times of the electricity driven heating (e.g. heat pump), the higher the flexibility the building can offer to the grid.

Office building

The simulation results illustrate that the thermal capacity provides enough thermal flexibility to constrain the heating's operating to daytime during wintertime. However, it is crucial to maintain heating during the weekend.

In contrast, thermal flexibility is not as high as expected in summertime. Long run-times of the cooling during daytime including the weekend and an additional nighttime ventilation are necessary to create a satisfying thermal comfort. This is due to high internal loads. In both seasons, the internal loads exert a major impact on the thermal behaviour of the building. While in wintertime the internal loads are essential to maintain thermal comfort, in summertime they should be reduced as far as possible.

Both building types can – under certain preconditions – be operated in such a way that heating and cooling is restricted to daytime. Thus, self-consumption can be increased. The results show that this can be achieved more easily for residential buildings, however. In comparison, the office building generally needs longer operating times. Wintertime seems easier to control than summertime.

Acknowledgements

The results presented in this paper are based on research funded by the Swiss Federal Office of Energy, SFOE under contract number BFE SI/2012-40 as a contribution to IEA Annex 67 Energy Flexible Buildings.

Nomenclature

- C set point cooling
- CO Cellular office
- EL Electric lighting
- ERA Energy reference area according to (SIA 4161, 2007)
- IL Internal loads
- MF mass flow rate
- NFA Net floor area, definition according to (SIA 4161, 2007)
- NV nighttime ventilation
- OPO Open plan office



- OT Operating times
 θ_{op} Operative temperature, 0.5 ($\theta_{air} + \theta_{rad}$)
 θ_{air} Air temperature
 θ_{rad} Mean radiative temperature (long wave)
- References**
- Bundesamt für Statistik BFS. (2017). *Ent- und Wohnungswesen 2015*. Bern: Bundesamt für Statistik BFS.
- EnDK. (2014). *Energieverbrauch von Gebäuden - Fact Sheet*. Bern: EnDK Konferenz Kantonaler Energieproduzenten.
- ESPr. (n.d.). Glasgow, UK: <http://www.esr.unrath.ac.uk/Programs/ESP-r.htm>, University of Strathclyde.
- Hall, M., Dornoch, F., & Geissler, A. (2014). Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität. *Bauphysik*, 36(3), 117–129.
- Hall, M., & Geissler, A. (2015). Einfluss der Wärmespeicherfähigkeit auf die energetische Flexibilität von Gebäuden. *Bauphysik*, 37(2), 115–123.
- Kathingansathan, A., DeRosa, M., Turner, W., & Finn, D. (2017). *A Study on the Aggregation of Energy Flexibility of Commercial Buildings* (unpublished technical report from IEA EBC Annex 67). Dublin: University College Dublin.
- Klein, K., Herkel, S., Henning, H.-M., & Felsmann, C. (2017). Load shifting using the heating and cooling system of an office building: Quantitative potential evaluation for different flexibility and storage options. *Applied Energy*, 203, 917–937.
- Klein, K., Kalz, D., & Herkel, S. (2014). Analyse und Vergleich netzbezogener Referenzgrößen und Definition einer Bewertungskennzahl. *Bauphysik*, 36(2), 49–58.
- Le Déan, J., & Heizelberg, P. (2016). Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass. *Energy*, 111, 991–1002.
- Li, R., Dane, G., Finck, C., & Zettler, W. (2017). Are building users prepared for energy flexible buildings?—A large-scale survey in the Netherlands. *Applied Energy*, 203, 623–632.
- Marzal-Pomatorowska, A., Reynolds, G., Lopes, R. A., & Aelenei, D. (2017). Energy Flexible Buildings: An evaluation of definitions and quantification methodologies applied to thermal storage. *Energy and Buildings* (Submitted).
- SIA 2024. Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik (2015).
- SIA 2028. Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik (2010). Schweiz.
- SIA 416/1. Kennzahlen für die Gebäudetechnik - Bauteilabmessungen, Bezugsgrößen und Kennzahlen für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik (2007).
- SN EN ISO 13786:2007. Wärmetechnisches Verhalten von Bauteilen. Dynamisch - thermische Kenngrößen - Berechnungsverfahren (ISO 13786:2007) (2007).
- VDI 3807. Energieverbrauchskennwerte für Gebäude - Grundlagen. Blatt 1 (2013). Deutschland.
- Voos, K., Herkel, S., Kalz, D., Lürzkendorf, T., Maas, A., & Wagner, A. (2016). *Performance von Gebäuden* (1.). Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Weiss, T., Fuhrer, A., & Klotzer, A. (2017). Energy Flexibility of Domestic Thermal Loads - A Building Typology Approach of the Residential Building Stock in Austria. *Advances in Building Energy Research* (Submitted).
- Wüerst, H., Key, U., & Stembach, T. (1991). *Dokumentation Gebäudebestand Schweiz*. Bern: Bundesamt für Konjunkturfragen.



8.6 Beitrag zur Internationalen Passivhaustagung 2018

Hall M., Burger B: *PVopti – Stundenbasiertes Designtool zur Bestimmung des Eigenverbrauchs*.
Kurzpaper, Poster, 5 min Präsentation, 22. Internationalen Passivhaustagung, München, 9.- 10. März 2018.

Für die Beleuchtung wird eine Globalstrahlungsgrenze eingefügt, da nach SIA 2024 die Beleuchtung an jedem Tag im Jahr zu den gleichen Tagesstunden an bzw. aus ist. Da dies unrealistisch ist, wird durch die Globalstrahlungsgrenze der Bedarf für Beleuchtung vermehrt auf die strahlungsarmen Abend- und Nachtstunden sowie auf die Wintermonate verteilt. Es ist ein tageslichtunabhängiger Beleuchtungsanteil für jede Gebäudekategorie definiert.

Der Vergleich von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate mit gemessenen Gebäude zeigt, dass die Simulation mit PVopti gut mit den Messwerten übereinstimmt (Abbildung 2). Das Tool ist seit Anfang 2017 online und wird als Nachweis im Rahmen der Mingiezerifizierung verwendet. Es kann kostenlos in den drei Sprachen Deutsch, Französisch und Italienisch heruntergeladen werden (z.B. Deutsch: www.minergie.ch/medien/pvopti_1.04_de.xlsx).

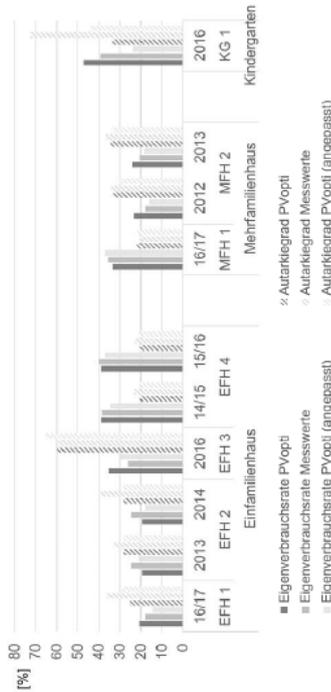


Abbildung 2: Vergleich Messwerte und Berechnungen mit PVopti (dunkel: PVopti mit Standardwerten, mittel: Messwerte, hell: PVopti mit Messwerten angepasst) [Burger 2017].

Bislang wird beim Passivhaus der Eigenverbrauch nicht direkt berücksichtigt, sondern ist in den PER-Faktoren enthalten [PER 2015]. Um den Eigenverbrauch jedoch anschaulich darzustellen, könnte PVopti verwendet werden. Die Eingabewerte sind im PHPP vorhanden.

Quellenverzeichnis

- [Hall 2017] Hall, M.; Geissler, A.: *The impact of different energy balancing methods on net zero energy buildings*. In: Tagungsband der 12. Advanced Building Skins 2017 in Bern, 1052-1060.
- [SIA2024 2015] Merkblatt SIA 2024: *Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*. 2015
- [Burger 2017] Burger, B.; Hall, M.: *PVopti – hourly based energy balance for building design*. Energy Procedia 122 (2017), 769-774.
- [PER 2015] Grove-Smith, J.: *Nachhaltigkeitsbewertung mit PER*. Internationale Passivhaustagung 2015. Online – <https://passipedia.de>, Zugriff am 24.11.2017

Nachdruck: Tagungsband der 22. Internationale Passivhaustagung 2018, München (D), ISBN 978-3-00-058487-9, S. 411-412 (inkl. Poster)

PVopti – Stundenbasiertes Designtool zur Bestimmung des Eigenverbrauchs

Monika Hall, Bastian Burger, Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut Energie am Bau
St. Jakob Strasse 84, 4132 Mültenz, Schweiz
Tel.: +41 (0) 61 228 55 78; monika.hall@fnw.ch

Hintergrund

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 ist für die Designphase ein Tool notwendig.

Ein einfaches Planungsinstrument für verschiedenen Gebäudetypen wurde auf Basis Schweizer Normen entwickelt, um den Eigenverbrauch auf Stundenbasis zu berechnen. Dies unterstützt den Planer schon früh bei der Bewertung und Optimierung. Um die Tag-/Nachproblematik abbilden zu können, basiert das Tool auf Stundenwerten. Für eine gute Abschätzung reichen Stundenwerte aus [Hall 2017].

Toolbeschreibung

Als Eingaben dienen die üblichen Parameter, die in der Planungsphase bekannt sind, z.B. Bedarf für Heizwärme, Warmwasser, Lüftung, Beleuchtung, Gerätesrom, 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. Mit Hilfe von Lastprofilen gemäss SIA 2024 [SIA2024 2015] und Klimadaten entsprechend des Standortes werden alle Parameter auf Stundenprofile verteilt und bilanziert. Die Eigendeckungsrate, Eigenverbrauchsrate, Netzbezugs- und Netzspeiserrate werden bestimmt. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt graphisch (Abbildung 1) und tabellarisch als Monats- bzw. Jahreswerte.

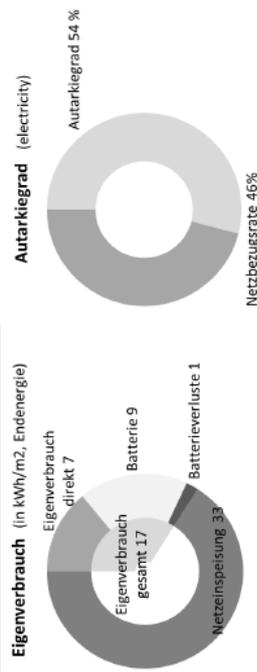


Abbildung 1: Resultate aus PVopti.



Tools and Methods

PVopti – Hourly-based design tool for determining personal consumption

- Calculation of self-consumption for different building types and designs
- Clima data according to SIA 2028 and load profiles according to SIA 2024
- A daylight criterion is added
- Good agreement with measurements of single family houses and apartment buildings

Development

Regarding the increasing volatile electricity generation, the mismatch between production and consumption can be a major challenge for utilities and influence the economical viability. Therefore, as part of subtask B of IEA EBC Annex 07, a methodology called "Enerflex" has been developed which allows the calculation of electricity self-consumption. Minergie® as advanced swiss label stimulated the enhancement to a freely available easy-to-use excel-tool "PVopti" as part of its requirements.

Methodology

- Input and output data: yearly or monthly values
- Calculation: hourly values

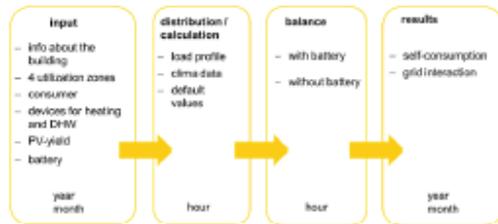


Fig. 1 Workflow of PVopti.

Easy to use

- Only two pages visible: input data and results
- Very limited amount of input data necessary
- Proposed standard values can be replaced if known better

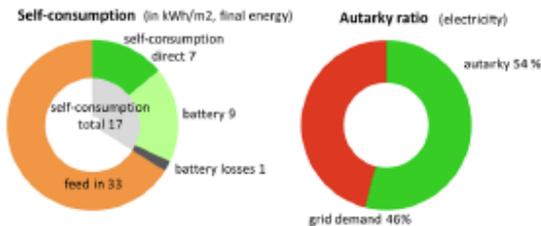


Fig. 2 Example of self-consumption and autarky ratio.

Options for load-shifting

- Time control of heating and hot water production
- Load-shifting of appliances
- Electricity storage
- Orientation and slope of PV modules

Improving load profiles for lighting: adaption for daylight

- SIA 2024: demand for lighting for each daily hour independent of actually available daylight
- Added criterion: no demand when global irradiation > 200 W/m²
- fordefined parts of floor space without daylight criterion (e.g. 40% for apartment buildings)

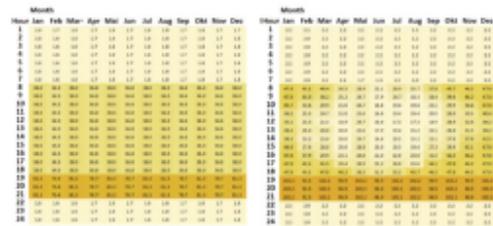


Fig. 3 Electric load (kWh) for lighting (apartment building) according Merkblatt SIA 2024 (left) and with improved daylight criterion (right).

Validation

- Improved correlation of seasonal demand according to profile H0 (BEDW) because of criterion for daylight
- Good correlation with the online-tool „Solarstromspeicher-Unabhängigkeitsrechner“
- Good correlation between calculation with PVopti and measurements
- Correlation between calculation and measurement is better when measured demand and electric yield is used as input



Fig. 4 Comparison of PVopti and measurements.

Free available

- Available languages: german, french, italian, english
- https://www.minergie.ch/media/pvopti_1.05_de.xlsx



8.7 Beitrag zum Annex 67 Newsletter 6, 2018

PVopti

By Monika Hall, Institute of Energy in Buildings, University of Applied Sciences and Arts Northwestern Switzerland (FHNW)

PVopti is an hourly-based MS Excel-too, developed to evaluate variations in self-consumption in the (early) design phase with reasonable accuracy and cost. It is an easy-to-use and freely available tool which can be used for most building types. The tool respects common heating systems, the main energy demands and on-site electricity generation by photovoltaics and combined heat and power. Electricity storage can be included as well as demand side management.

The input requires annual or monthly values and the distribution to hourly values is done automatically according to the following:

- The Swiss guideline SIA 2024 [1] are used to distribute Load profiles for appliances and artificial lighting. For artificial lighting, a criterion for daylight is added. If the horizontal global radiation exceeds 200 W/m², artificial lighting is off. This shifts the artificial lighting demand towards evening hours and wintertime to a large degree.

Month	Hour	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
2	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
3	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
4	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
5	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
6	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
7	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
8	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
9	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
11	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
12	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
13	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
14	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
15	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
16	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
17	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
18	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
19	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
20	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
21	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
22	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
23	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
24	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Figure 4. Annual distribution of artificial lighting without (top) (SIA 2024) and with (bottom) the additional daylight criterion [2].

- The distribution of heating and cooling demand depends on the ambient temperature. Taking the thermal mass of the building into account, the moving average of the last 24 hours is used. The heating limit is 12 °C referring to the moving average and 16 °C for cooling. The cause for the low cooling limit is climate data with low temperatures. If the cooling limit is 21 °C, climates with low temperatures won't reach the limit on a moving average. In this case, cooling is not taken into account.
- The domestic hot water distribution is correlated to the presence of persons.

- Ventilation and general HVAC equipment have constant loads for every hour in the year. In non-residential buildings the ventilation correlates with the presence of persons.
- The distribution of PV-yield and the yield of a thermal collector depend on the hourly radiation values from the site climate data.
- Demand side management is possible as follows:
 - The heat pump run time can be scheduled for day+night (00:00-24:00), day time (6:00-17:00) or night time (17:00-6:00).
 - For residential buildings load shifting is possible. A maximum of 2% of the demand of appliances, artificial lighting and general HVAC can be shifted into daytime.
 - A battery storage is implemented but without any special control. No seasonal storage is possible. The storage is always empty at the beginning of the year.

A seasonal thermal storage is not available.

PVopti has been validated with seven building topologies. For validation purposes, calculations done with and measurement results are compared for seven buildings. The agreement of measured and calculated values is quite good for the residential buildings. The kindergarten shows a higher deviation. One reason could be a result of missing discrete data for demand and production due to the balancing metering system. Some additional simulations would be necessary to generate the necessary data. The use of the Minergie standard values for the category "School" for kindergartens may be another issue.

For the purpose of the IEA EBC Annex 67, PVopti was extended to allow for bespoke climate data. Location and the hourly values for ambient temperature and horizontal global radiation can be inserted. Due to this extension, the tool can be used for buildings all over the world. The PVopti Annex 67 version is available on the Annex 67 website.

References:

- Merkblatt SIA 2024:2015: Raumnutzungsdaten für Energie- und Gebäudetechnik
- Burger B., Hall M.: PVopti – hourly based energy balance for building design. Energy Procedia 122 (2017), p. 769-774, CISBAT 2017, Lausanne CH



Figure 5. Input and result page.