



Energetische Flexibilität von Gebäuden

Beitrag zum IEA Annex 67

JAHRESBERICHT 2017

Autor und Koautoren	Dr. Monika Hall
beauftragte Institution	Institut Energie am Bau, HABG, FHNW
Adresse	St. Jakobs-Str. 84, CH-4132 Muttenz
Telefon, E-mail,	+41-61-4674561, monika.hall@fhnw,
Internetadresse	www.fhnw.ch/habg/iebau
BFE Projekt-/Vertrag-Nummer	8100083, SI/501240-01
BFE-Projektleiter	Rolf Moser, Andreas Eckmanns
Dauer des Projekts (von – bis)	01.03.2015 – 31.12.2019
Datum	29.11.2017

Zusammenfassung

Ziel des Projektes ist es, die energetische Flexibilität eines Gebäudes bzgl. des Eigenverbrauchs und der Netzinteraktion zu beschreiben und die Möglichkeiten, die Grenzen und eine Optimierung aufzuzeigen. Dies soll in zwei bis drei praxistauglichen Kenngrössen für z.B. Aktivierungspotential der thermischen Masse, minimale/maximale Netzanschlussleistung oder einer Kenngrösse über den Eigenverbrauch bzw. die Netzinteraktion beschrieben werden.

Weiterführende Untersuchungen zur Nutzung der thermischen Masse haben gezeigt, dass regelmässige kurze Sperrzeiten von Wärmepumpen kürzere Laufzeiten der Wärmepumpe erlauben als eine längere Blockzeit pro Tag.

Für ein Bürogebäude mit Betonkernaktivierung BKT konnte gezeigt werden, dass die BKT genügend Flexibilität zur Verfügung stellt, um im Winter als auch im Sommer die Laufzeit der BKT auf die Tageszeit zu beschränken. Im Sommer ist zusätzlich eine intensive Nachtlüftung notwendig, um die Temperaturen tief zu halten.

Gemessene Verbrauchswerte von zwei realen Gebäuden wurden mit verschiedenen Batteriegrössen ergänzt und der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsrate bestimmt.

Ein Areal mit Ein- und Zweifamilienhäusern wurde zusammengestellt und die Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad pro Haus bestimmt. Als nächsten Schritt soll über einen Agenten die Wärmepumpen an- und ausgeschaltet bzw. Batterien ge- und entladen werden, um die Netzbelastung zu glätten.

PVopti wurde mit gemessenen Gebäuden verglichen und zeigt eine gute Übereinstimmung.

Zeitschritten und die Gewichtungsfaktoren haben einen grossen Einfluss auf die Energiebilanz.

Inhalt

1	Projektziele	3
2	Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse	3
2.1	Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden.....	3
2.1.1	Wohngebäude mit Fussbodenheizung.....	3
2.1.2	Bürogebäude mit Betonkerntemperierung	5
2.2	Untersuchung von Messobjekten.....	12
2.3	Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit.....	13
2.4	Flexibilität von Arealen.....	14
2.5	Statusbericht zu PVopti	16
2.6	Einfluss der Zeitschritte und Gewichtung auf die Energiebilanz	17
3	Internationale Zusammenarbeit	19
4	Bewertung 2017 und Ausblick 2018.....	19
5	Referenzen & Publikationen	20

1 Projektziele

Ziel des Projektes ist es, die energetische Flexibilität eines Gebäudes bzgl. des Eigenverbrauchs und der Netzinteraktion zu beschreiben und die Möglichkeiten, die Grenzen und eine Optimierung aufzuzeigen. Dies soll in zwei bis drei praxistauglichen Kenngrössen für z.B. Aktivierungspotential der thermischen Masse, minimale/maximale Netzanschlussleistung oder einer Kenngrösse über den Eigenverbrauch bzw. die Netzinteraktion beschrieben werden. Die Kenngrössen können z.B. in die Anforderung von Gebäudestandards einfliessen bzw. eine Auslegegrösse für den Netzbetreiber darstellen. Durch die Einbettung des schweizerischen Projekts in das internationale Forschungsprojekt IEA EBC Annex 67 "Energy Flexible Buildings" [1], erfolgt ein internationaler Informationsaustausch.

Die Ziele für 2017 sind

- Einfluss der thermischen Masse auf energetischen Flexibilität untersuchen
 - Fortführung der Arbeiten aus 2016 (Wohnen, Fussbodenheizung)
 - Bürogebäude mit Betonkernaktivierung
- Messdaten von zwei Gebäuden bzgl. Eigenverbrauch mit und ohne Batterie auszuwerten
- Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit gegenüberzustellen
- Areale auf ihre Flexibilität zu untersuchen
- Statusbericht zu «PVopti»
- Einfluss von Zeitschritten und Gewichtung auf die Energiebilanz beschreiben

2 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

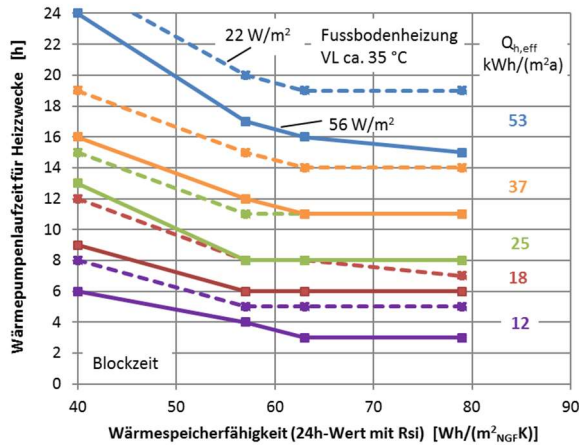
2.1 Einfluss der thermischen Masse auf die energetische Flexibilität von Gebäuden

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.

2.1.1 Wohngebäude mit Fussbodenheizung

Als Fortführung der schon im Jahresbericht 2016 beschriebenen Untersuchungen zum Einfluss der thermischen Massen auf die energetische Flexibilität von Gebäuden werden weitere Simulationen durchgeführt. Diesmal wird die Wärmepumpenlaufzeit nicht als Blockzeit in den Tagesstunden zur Erhöhung des Eigenverbrauchs festgelegt (Bild 1 links), sondern die Wärmepumpe wird getaktet (Bild 1 rechts, Tabelle 1). Durch die Möglichkeit der Taktung kann der Energieversorger auf Über- und Unterlastungen im Netz reagieren, was eine erhöhte Flexibilität für den Energieversorger bedeutet. Wenn die Gesamtlaufzeit gering ist, bietet das Gebäude dem Energieversorger eine hohe Flexibilität.

Blockzeiten



Taktung

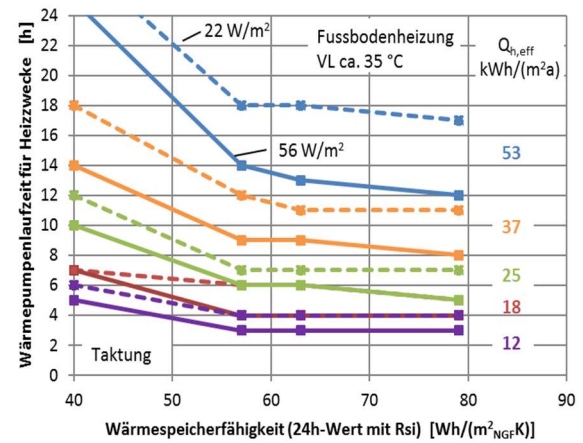


Bild 1 Wärmepumpenlaufzeit für Heizzwecke (links Blockzeit, rechts Taktung).

Tabelle 1 Verwendete Taktungen.

	Stunde am Tag																								22 W/m ²					56 W/m ²									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	12	18	25	37	53	12	18	25	37	53					
Gesamtlaufzeit zu Heizzwecken [h]	3																													r, m, h									
	4																								r, m, h						r, m, h								
	5																									m				l	r, h				l	r, h			
	6																																					r, h	
	7																										r, m, h			l	r, m, h				l				
	8																																					m	
	9																																					r, h	
	10																																					l	
	11																											r, m											
	12																										l	h											m
	13																																						r
	14																																				l	h	
	17																																	m					
	18																											l	r, h										

leicht hybrid real massiv
 Cr/A Wh/(m²K) 40 57 63 79
 Abkürzung l h r m

Es zeigt sich, dass bei einer regelmässigen Taktung über den Tag die Laufzeit der Wärmepumpe für Heizzwecke um 1-2 Stunden geringer ausfällt, als bei einer Blockzeit. Dies erlaubt den Energieversorgern eine hohe Flexibilität, wenn diese die Wärmepumpe hausweise ansteuern könnten. Insgesamt kann aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass die heutigen Speerzeiten für Wärmepumpen von den Energieunternehmen mit bis zu 3 x 2 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 verkräften.

Wenn der Energieversorger die Wärmespeicherfähigkeit, die Grösse der Wärmepumpe und den Heizwärmebedarf kennen würde, dann könnte jedes Gebäude individuell gesteuert werden.

- Weniger gut gedämmte Gebäude benötigen eine längere Wärmepumpenlaufzeit und sind damit in der Flexibilität eingeschränkt.
- Gut gedämmte Gebäude benötigen nur kurze Wärmepumpenlaufzeiten und bieten damit eine hohe Flexibilität an.

Wenn dem Energieunternehmen die Information über die Gebäude vorliegen würde, könnte er die Gebäude in verschiedene mögliche Sperrzeiten klassieren und unterschiedlich schalten. Hierzu müsste die heute übliche Rundsteuerung jedoch erweitert werden.

Die Erwärmung des Warmwassers wurde in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Zur Erwärmung

des Warmwassers muss die Wärmepumpe noch 1-2 Stunden zusätzlich laufen. Die Auswertung basiert darauf, dass die operative Temperatur im Gebäude nicht unter 20°C fällt.

Auf eine Untersuchung mit einer Wärmeabgabe über Radiatoren wird verzichtet, da einerseits Gebäude mit einer Fussbodenheizung ein grösseres Speicherpotential nutzen können als Gebäude mit Radiatorheizung [1], [2] und andererseits Radiatorheizungen im Neubaubereich mittlerweile selten sind. Bei weniger gut gedämmten Gebäuden sind selbst mit der Fussbodenheizung längere Laufzeiten erforderlich, so dass diese Gebäude mit Radiatoren noch längere Laufzeiten benötigen. Insgesamt sind Gebäude mit Radiatoren weniger flexible.

Als Kenngrössen zur Einschätzung der energetischen Flexibilität bzgl. der thermischen Masse werden

- die Wärmespeicherfähigkeit
- der Heizwärmebedarf und
- die Heizleistung

benötigt.

2.1.2 Bürogebäude mit Betonkerntemperierung

Die energetische Flexibilität eines Bürogebäudes durch Aktivierung der thermischen Masse mit Betonkernaktivierung BKT wird untersucht. Die Betonkernaktivierung in der Decke wird im Winter zum Heizen und im Sommer zum Kühlen verwendet. Als Wärme- bzw. Kältequelle wird eine Wärmepumpe eingesetzt. Für den kältesten und wärmsten Monat im Jahr wird wie beim Wohngebäude untersucht, ob die Laufzeit der Wärmepumpe auf die Tagesstunden limitiert werden kann. Ist das Gebäude flexible und eine Photovoltaikanlage vorhanden kann damit ein möglichst hoher Eigenverbrauch erzielt werden.

Folgende Fragestellungen werden untersucht:

Sommer

- Wie viele Übertemperaturstunden $> 26.5^{\circ}\text{C}$ treten im Gebäude auf, wenn nur tagsüber definierte Zeitfenster zum Kühlen bereitstehen?
- Muss auch am Wochenende gekühlt werden?
- Welchen Einfluss auf den sommerlichen Komfort hat eine zusätzliche Nachtlüftung?

Winter

- wie viele Untertemperaturstunden $< 20^{\circ}\text{C}$ treten im Gebäude auf, wenn nur tagsüber definierte Zeitfenster zum Heizen bereitstehen?
- Muss auch am Wochenende geheizt werden?

Randbedingungen

- Sommer: wärmster Monat Juli
- Winter: kältester Monat Januar
- Klima: Zürich mittleres Jahr gemäss SIA 2028 [3]
- ausgewertet werden jeweils die operativen Temperaturen während der Nutzungszeit: Mo bis Fr, 8-18 Uhr, dies sind insgesamt 230 h Nutzungsstunden pro Monat

Für die thermischen Simulationen wird eine 1'000 m² grosse Büroetage zu Grunde gelegt. Die Flächenaufteilung ist wie folgt:

- 62% der Fläche sind mit Büroarbeitsplätzen belegt (davon jeweils zur Hälfte mit Einzelbüros und mit Grossraumbüros),
- 27% der Fläche werden für Nebenräume (WC, Teeküche, Technik) und
- 10% werden als Verkehrsfläche genutzt.

Das Gebäude ist in massiver Bauweise erstellt. Die Aussenwände sind gemauert, die Decken und aussteifenden Elemente sind aus Beton. Interne Trennwände sind Gipskarton-Ständerwände. Es ergibt sich für das Grossraumbüro eine Speicherfähigkeit (mit R_{si}) von 50 Wh/(m² K), für die Einzelbüros von 62 Wh/(m² K). Der U_w-Wert für die Aussenwände beträgt 0.17 W/(m² K), für die Fenster liegt der U_w-Wert bei 0.61 W/(m² K). Wärmebrücken sind nicht berücksichtigt.

Der Fensteranteil liegt bei 40% der jeweiligen Fassadefläche (N, O, S und W). Die Verglasung weist einen g-Wert von 50 % auf. Der aussenliegenden Lamellenraffstoren wird strahlungsabhängig gesteuert und ist auch am Wochenende in Betrieb. Dabei werden folgende Schaltpunkte gewählt:

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

Die internen Lasten sind für alle Räume entsprechend der Nutzung gemäss SIA 2024:2015 [4] angesetzt (Tabelle 2). Die Anzahl der Beleuchtungsstunden wird jedoch angepasst. Nach Norm müsste die Beleuchtung 11 h pro Tag zu 100% in Betrieb sein. Es wird angenommen, dass im Winter über die Mittagsstunden (11-14 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 ist und zu den restlichen Zeiten genügend Tageslicht zur Verfügung steht (Bild 2, Bild 3).

Tabelle 2 Angaben zu internen Lasten für Grossraum-, Einzel- und Gruppenbüro gemäss SIA 2024:2015.

	Personen [W/P]	Personenfläche [m ² /pro Person]	Geräte [W/m ²]	Beleuchtung [W/m ²]	Total [W/m ²]
Grossraumbüro	70	10.2	10	12.5	29.3
Einzel-/Gruppenbüro	70	14	7	15.9	27.6

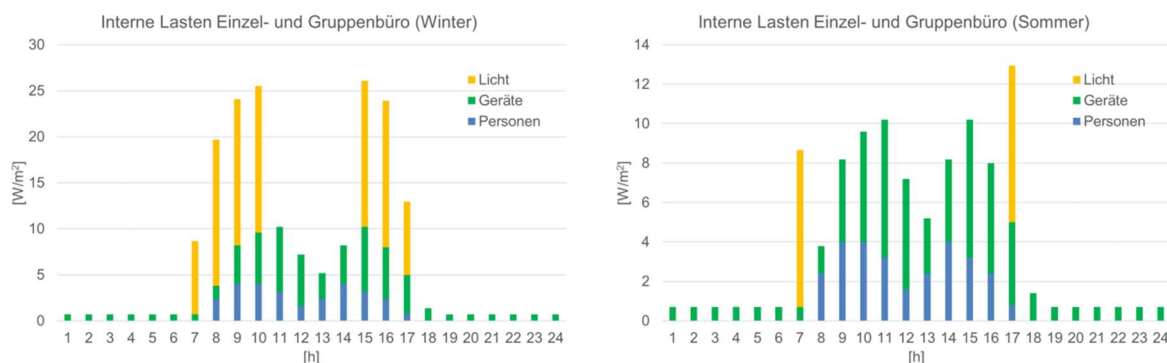


Bild 2 Stundenprofil der internen Lasten Einzel- und Gruppenbüro (links Winter, rechts Sommer).

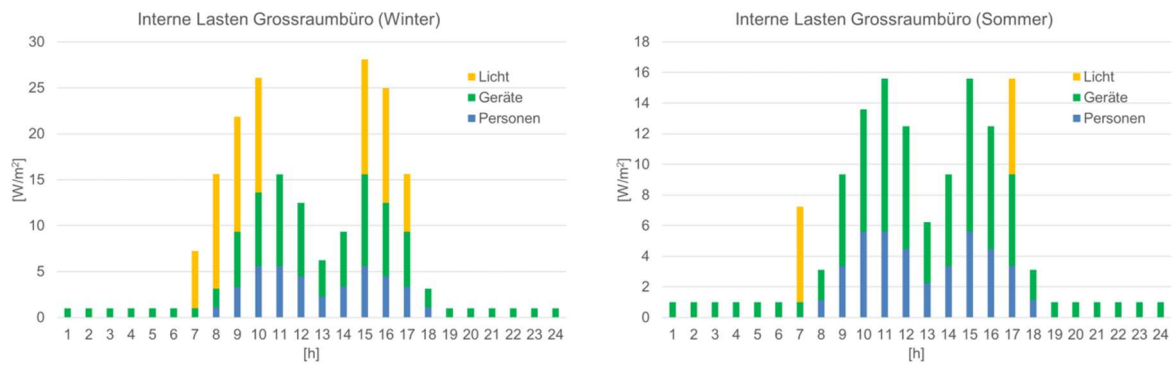


Bild 3 Stundenprofil der internen Lasten Grossraumbüro (links Winter, rechts Sommer).

Die gesamte Deckenfläche ist mit BKT ausgeführt. Die BKT wird zum Heizen und zum Kühlen genutzt. Im Winter beträgt die Vorlauftemperatur 35°C, fällt die Raumlufttemperatur unter 20°C wird geheizt. Im Sommer beträgt die Vorlauftemperatur 18°C, steigt die Raumlufttemperatur über 26°C (bzw. 24°C) wird gekühlt. Die Lüftung erfolgt über eine Lüftungsanlage mit 80% Wärmerückgewinnung. Der Ausenluftvolumenstrom wird entsprechend in der Simulation reduziert. Die verwendeten Luftwechsel zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3 Verwendete Luftwechsel.

	Infiltration [1/h]	Betrieb mit Lüftungsanlage [1/h]	Luftwechsel total [1/h]
Grossraumbüro	0.045	0.263	0.308
Einzel-/Gruppenbüro	0.045	0.201	0.246

Resultate Winter

Ziel der Simulationen ist es abzuklären, unter welchen Randbedingungen die Wärmepumpe im Winter nur tagsüber betrieben werden kann, ohne Einbussen beim thermischen Komfort hinnehmen zu müssen. Grundidee ist, die Wärmepumpe dann zu betreiben, wenn das solare Strahlungsangebot dazu vorhanden ist. Vereinfachend wird in der Simulation angenommen, dass dies tagsüber immer der Fall ist (kein Abschalten der Heizung an strahlungsarmen Tagen). Um die erforderliche Laufzeiten des Wärmepumpenbetriebes herauszufinden, werden die folgenden Parameter variiert:

- Laufzeiten der Wärmepumpe (Zeiten am Tag und Betrieb Wochenende) #1-7,11
- Elektrische Beleuchtung von 7-17 Uhr immer an (gemäss SIA 2024), #8
- Elektrische Beleuchtung immer aus, #9
- Vorlauftemperatur erhöht (von 35°C auf 45°C), #10

Es ergeben sich 11 Varianten. Bei allen Varianten liegt der Schaltpunkt für die Heizung bei 20°C. Einen Überblick über die Ergebnisse der Simulationen zeigt Tabelle 4. Es werden die Stunden während der Nutzungszeit (8-18 Uhr) mit einer operativen Temperatur < 20°C summiert und als Anzahl Untertemperaturstunden angegeben. Mit Ausnahme der Variante #10 beträgt die Vorlauftemperatur 35°C.

Es zeigt sich, dass für einen guten thermischen Komfort ein täglicher Betrieb der Heizung wichtig ist. Wird die Heizung an den Wochentagen abgeschaltet, so kommt es vermehrt zu Untertemperaturstunden. Dies ist auch der Fall, wenn die Heizung nur am Samstag nicht betrieben wird.

Grundsätzlich reicht eine Wärmepumpenlaufzeit von 7h (#1). Jedoch ist die Startzeit entscheidend (#1, #7, #10). Dies liegt daran, dass in den Morgenstunden die tiefsten Temperaturen vorliegen und je später geheizt wird, desto länger bleiben die tiefen Temperaturen bestehen.

Als Betriebszeiten zu empfehlen sind Zeitfenster ab 8 Uhr, um möglichst zeitgleich zum Strahlungsangebot die Wärmepumpe zu betreiben. Der Komfort in den Büroräumen ist in dem Zeitfenster 8-17 Uhr (#5) gegeben, jedoch treten in den Nebenräumen und auf den Verkehrsflächen wenige Untertemperaturstunden auf. Die Temperaturen fallen jedoch nicht unter 18°C (Bild 4). Den Verlauf der operativen Temperatur in der kältesten Woche für die Büros im Januar zeigt (Bild 5, #5). Das Absinken der operativen Temperatur über die Mittagszeit liegt am Lastprofil der internen Lasten, die über Mittag stark reduziert sind (Bild 2, Bild 3). Temperaturen < 20°C treten nur ausserhalb der Nutzungszeit von 8-18 Uhr auf und werden daher nicht ausgewertet.

Die solaroptimierte Wärmepumpenlaufzeit im Winter ist von 9-16 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 11-14h gemäss SIA 2024, #8), oder die Vorlauf-temperatur von 35 °C auf 45°C erhöht wird (#10). Die Erhöhung der Vorlauf-temperatur dient nur der Sensitivitätsanalyse. Dies sollte so nicht geplant werden. Die erhöhte Vorlauf-temperatur reduziert zwar die Untertemperaturstunden nur unwesentlich (Vergleich #7 und #10), dies ist aber in diesem Fall ausreichend.

Eine grosse Rolle für den thermischen Komfort im Winter spielen die internen Lasten (Betriebszeit der Heizung 9-16 Uhr, #7-9). Während mit Beleuchtungsstunden nach Norm keine Untertemperaturen auftreten (#8) treten mit reduzierten Beleuchtungsstunden wenige Untertemperaturstunden auf (#7). Ohne Beleuchtung steigt die Anzahl an Untertemperaturstunden deutlich auf ca. 22% der Nutzungszeit (#9).

Allgemein treten im Grossraumbüro etwas mehr Untertemperaturstunden auf, als in den Einzelbüros. Dies ist auf den etwas höheren 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 4 Berechnete Untertemperaturstunden im Januar in den Büros mit unterschiedlichen Laufzeiten der Wärmepumpe. Die Vorlauf-temperatur beträgt 35°C (ausser bei #10), der Schaltungspunkt 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; el. = elektrische

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

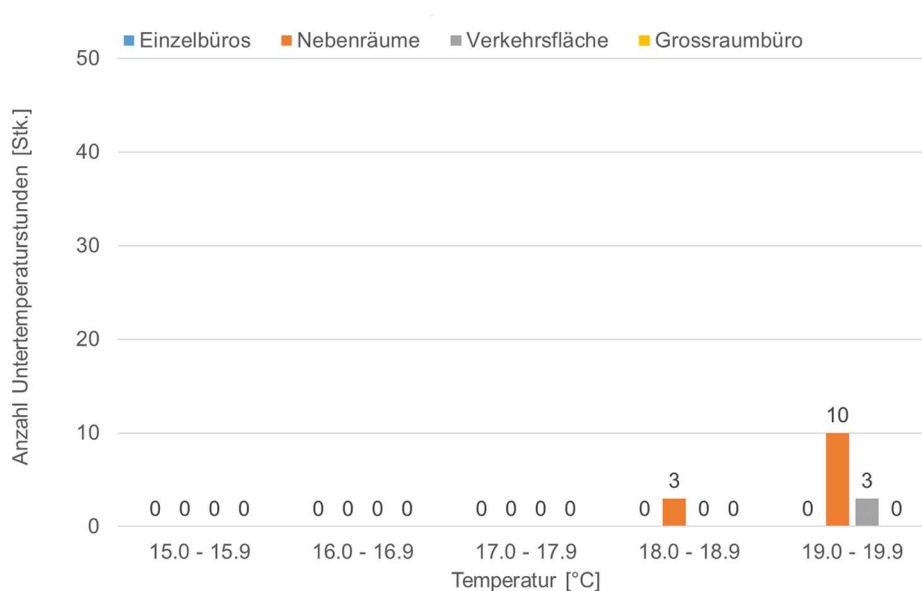


Bild 4 Untertemperaturstunden in Temperaturklassen für die Variante #5 (Betrieb Heizung 8-17 Uhr, Vorlauf 35°C, Schaltpunkt Heizung 20°C, Nutzungszeit 8-18 Uhr).

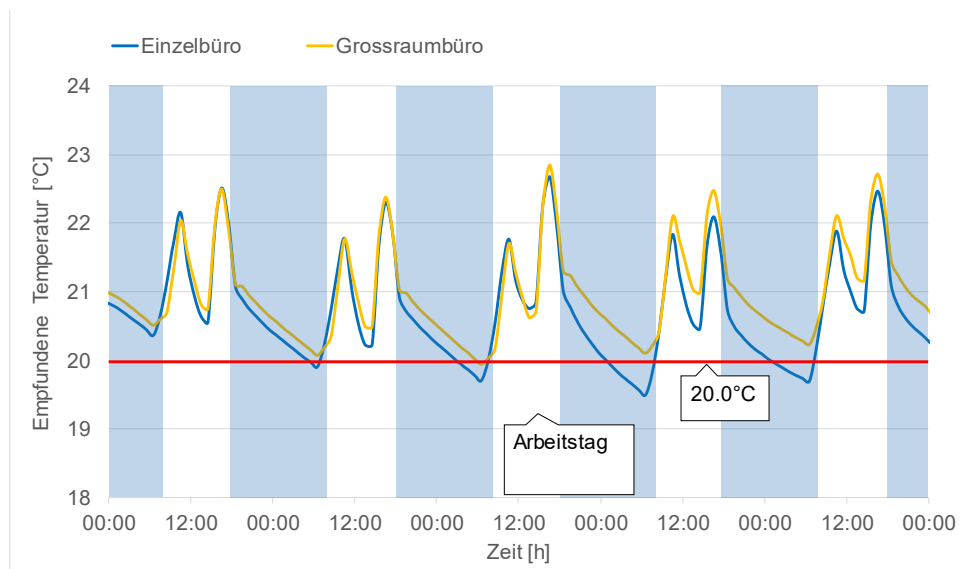


Bild 5 Temperaturverläufe vom 11. bis zum 15. Januar (kälteste Woche) für die Variante #5 (Betrieb Heizung 8-17 Uhr, Vorlauf 35°C, Schaltpunkt Heizung 20°C, Nutzungszeit 8-18 Uhr). Die Temperaturen unterhalb des Schaltpunktes sind in Stunden ohne Belegung (blaue Flächen) und werden nicht ausgewertet.

Resultate Sommer

Im Sommer treffen Strahlungsangebot für die Stromproduktion und der Kältebedarf der Büros zeitlich zusammen. 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 operativen 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 1/h und 1.5 1/h) (#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 Betonkerntemperierung um 20% (#15, 100 l/h/120 l/h pro Zone [5])

Wie Tabelle 5 zeigt, ist es ohne Komforteinbussen nicht möglich, die Kühlung am Wochenende zu unterbrechen. Grundsätzlich treten im Grossraumbüro mehr Übertemperaturstunden > 26.5°C als in den Einzelbüros auf. Dies liegt an den höheren internen Lasten und dem tieferen Luftwechsel.

Insgesamt reicht eine alleinige Kühlung über die BKT und nur zu Bürozeiten tagsüber nicht aus, um die Wärmelasten abzuführen. Eine Reduktion der Vorlauftemperatur bringt kaum eine Verbesserung (#3). Eine zusätzliche Nachtlüftung mit einem Aussenluftwechsel von 1.5 h⁻¹ senkt zwar die Übertemperaturstunden (#8), führt aber erst in Kombination mit um 20% verringerten Wärmelasten für die Geräte zu einem angenehmen Raumklima (#9).

Betrachtet man die Übertemperaturstunden im Detail (Bild 6, #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, in Nebenräumen bis zu 30.4°C. Die höchsten operativen Temperaturen treten wie erwartet am Nachmittag auf, morgens liegt die operative Temperatur meist unter 26.5°C (Bild 7, #10).

Da für die Nebenräume keine Nachtlüftung vorgesehen ist, treten hier höhere Temperaturen auf, dies aber nur kurzzeitig (Bild 6).

Grundsätzlich wird ab einer Raumlufttemperatur von >26°C gekühlt. Wird die Kühlgrenze auf >24°C herabgesetzt, so verringert dies die Übertemperaturstunden nicht (#8, #11), da die Kühlung im Juli während der Betriebszeiten ohnehin immer in Betrieb ist. Eine Reduktion der Übertemperaturstunden über die BKT ist mit einer Erhöhung des Massenstroms in der BKT um 20% zu erreichen (#12, #15). Damit kann (sogar mit einer kürzeren Laufzeit der Wärmepumpe) ein fast gleich guter sommerlicher Komfort erreicht werden, wie über eine Reduktion der internen Lasten (keine elektrische Beleuchtung, vergleiche #14, #15). Der beste thermische Komfort ergibt sich bei einer Laufzeit der Wärmepumpe zwischen 6 und 20 Uhr und Nachtlüftung (#16).

Insgesamt zeigen die Simulationen, dass im Sommer die Flexibilität nicht ganz so hoch wie erwartet ist. Es sind tagsüber lange Laufzeiten der Wärmepumpe inklusive Kühlung am Wochenende und eine Nachtlüftung erforderlich, um ein angenehmes sommerliches Raumklima zu gewährleisten. Wären die internen Lasten geringer, so könnten auch kürzere Laufzeiten für die Wärmepumpe angesetzt werden.

Tabelle 5 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 immer die Anzahl der Untertemperaturstunden während der Nutzungszeit (8-18 Uhr entspricht 230 h im Monat) an.
Verwendete Abkürzungen: EZ = Einzelbüros; GR = Grossraumbüros; el: = elektrische

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

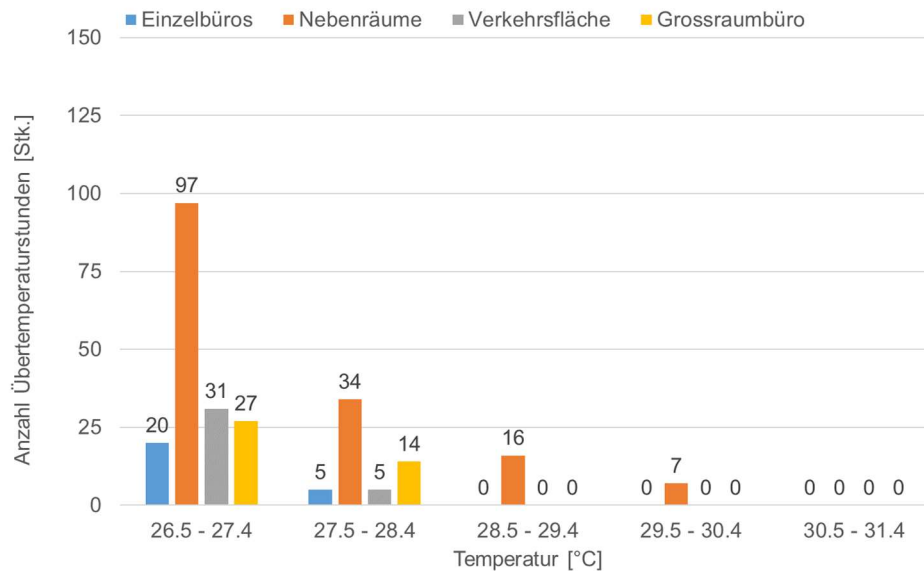


Bild 6 Übertemperaturstunden in Temperaturklassen für die Variante #10 (Betrieb Kühlung 9-17 Uhr, Vorlauf 18°C, Schaltpunkt Kühlung 26°C, Nachtlüftung 1.5 1/h, Nutzungszeit 8-18 Uhr)

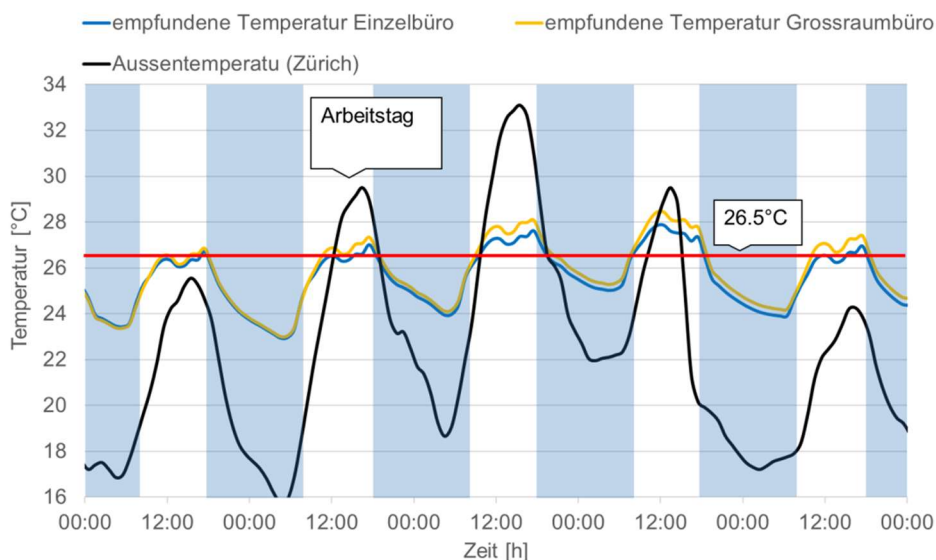


Bild 7 Temperaturverläufe vom 25.-29. Juli (wärmste Woche) für die Variante #10 (Betrieb Kühlung 9-17 Uhr, Vorlauf 18°C, Schaltpunkt Kühlung 26°C, Nachtlüftung 1.5 1/h, Nutzungszeit 8-18 Uhr)

Diskussion

Im Winter kann ein Tagbetrieb für die Wärmepumpe für Heizzwecke zwischen 8 und 17 Uhr realisiert werden. Allerdings zeigen die Simulationen, dass die internen Lasten im Winter einen wichtigen Beitrag zum thermischen Komfort leisten. Würden sie, z.B. durch eine reduzierte Beleuchtung oder Belegung vermindert, so könnte dies zu kühlen operativen Temperaturen führen und damit zu vermehrten Untertemperaturstunden. In den untersuchten Varianten ist gegenüber SIA 2024 die Beleuchtung über Mittag reduziert, damit sind die Simulationen auf der «sicheren Seite».

Im Sommer sind lange Laufzeiten der Wärmepumpe (6-20 Uhr) und eine zusätzliche Nachtlüftung erforderlich, um einen guten thermischen Komfort zu gewährleisten. Im Sommer entspricht die Laufzeit von 6-20 Uhr der Zeit mit solarem Angebot, so dass trotz der langen Laufzeit eine hohe Gleichzeitigkeit mit Solarertrag erzielt wird. Eine grundsätzliche Reduktion der internen Lasten ist im Sommer wünschenswert um kürzere Laufzeiten der Kühlung ermöglichen. Gegenüber SIA 2024 wurde bei den untersuchten Varianten die Beleuchtung stark reduziert, womit die Simulationen eher optimistisch sind.

Mit dem Profil gemäss SIA 2024 wäre der Tagbetrieb nicht möglich, wobei 11 h Betrieb für Beleuchtung im Sommer sehr hoch angesetzt ist.

Die Resultate zeigen, dass

- die Flexibilität sehr sensibel auf die internen Lasten reagiert und
- hohe interne Lasten im Winter und Sommer gegenläufige Auswirkungen auf die Flexibilität haben. Im Winter verkürzen hohe interne Lasten die tägliche Heizdauer und im Sommer verlängern sie die tägliche Kühldauer. Daher wirken im Winter hohe interne Lasten positiv auf die Flexibilität, im Sommer negativ.

Grundsätzlich kann mit der Betonkernaktivierung sowohl im Winter als auch im Sommer Flexibilität in Hinblick auf die Gleichzeitigkeit mit einem möglichen PV-Ertrag bereitgestellt werden.

2.2 Untersuchung von Messobjekten

MFH Rapperswil

Für das Mehrfamilienhaus in Rapperswil mit 3 Wohnungen [6], Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und 20 kWp Photovoltaikanlage (Süd, 10° geneigt) werden rechnerisch verschiedene Batteriegrössen betrachtet (Bild 8). Die Batterie wird geladen, solange sie freie Kapazität aufweist und nach Bedarf entladen. Es wird angenommen, dass von der Nennkapazität 80 % genutzt werden können. Die Lade- und Entladeverluste betragen je 2 %. Die Batterie kann in einer Stunde komplett ge- und entladen werden. Die Selbstentladung ist mit 1 % pro Monat berücksichtigt.

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

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

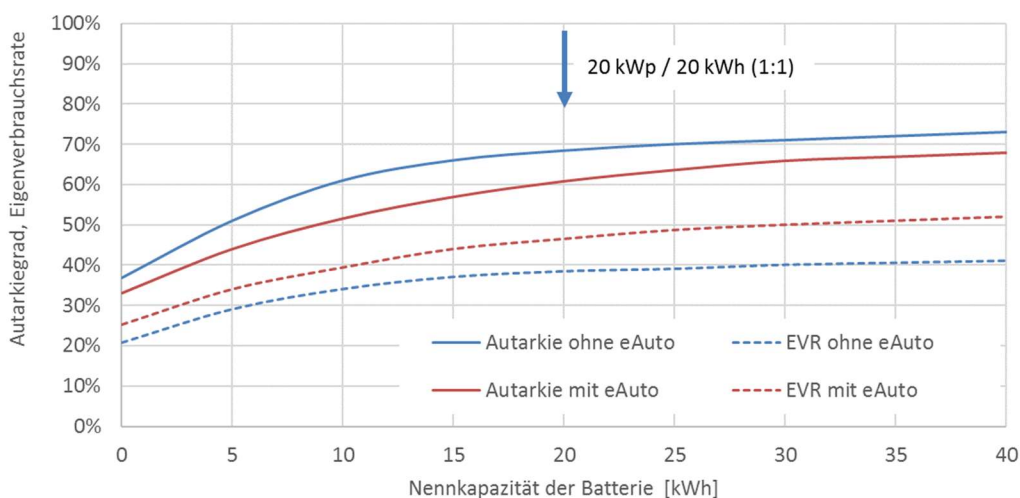


Bild 8 MFH Rapperswil: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate (EVR) in Abhängigkeit von der Batteriegrösse sowie mit/ohne Elektroauto. (MFH mit 3 Wohnungen, Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, 20 kWp Photovoltaikanlage: Süd, 10° geneigt).

MFH Basel

Das betrachtete Mehrfamilienhaus in Basel mit 7 Wohnungen hat eine Wärmepumpe, eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und eine Ost-West ausgerichtete Photovoltaikanlage. Es liegen 15-min Messwerte von April 2016 bis März 2017 vor [7]. Wegen messtechnischer Probleme können der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsrate bislang nur auf Basis von 314 Tage ausgewertet werden. Wie beim MFH Rupperswil werden rechnerisch verschieden grosse Batterien ergänzt (Bild 9). Für die ausgewerteten Monate beträgt das Verhältnis von Photovoltaikertrag zu Stromverbrauch 89%. D.h., der Ertrag ist geringer als der Verbrauch. Dies spiegelt sich in der Höhe des Autarkiegrads und der Eigenverbrauchsrate wider.

Bei diesem Gebäude verdoppelt sich der Autarkiegrad bzw. die Eigenverbrauchsrate erst, wenn eine Batterie von ca. 35 kWh eingesetzt wird. Zahlenmässig muss hierfür die Nennleistung der Batterie doppelt so gross sein wie die Peakleistung (kWh = 2 x kWp).

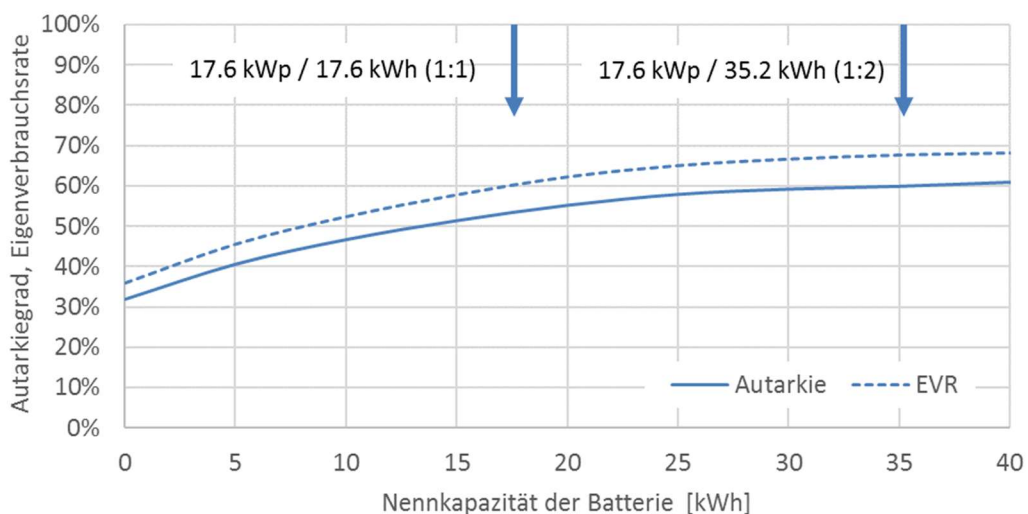


Bild 9 MFH Basel: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate (EVR) in Abhängigkeit der Batteriegrösse. (MFH mit 7 Wohnungen, Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, 17.6 kWp Photovoltaikanlage: Ost/West).

Für beide Gebäude wird die Auswirkung einer Batterie mit dem Ziel des Peakshavings (netzdienliche Batteriesteuerung) noch untersucht.

2.3 Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit

Die thermischen Gebäudesimulationen bestätigen, dass schwere, gut gedämmte Gebäude die geringsten Wärmepumpenlaufzeiten benötigen und damit diesbezüglich die grösste Flexibilität aufweisen. Die Flexibilität kann vom Gebäudeeigentümer verwendet werden, um eine hohe Gleichzeitigkeit mit einem etwaigen Photovoltaikertrag zu erzielen. Die Flexibilität kann aber auch vom Energieunternehmen genutzt werden, indem es die Möglichkeit hat, die Wärmepumpe sehr flexible zu takten. Damit kann das Gebäude auch netzdienlich betrieben werden. Das Energieunternehmen kann dies nutzen, wenn es Wärmepumpen, die beispielsweise an einer Trafostation angeschlossen sind, in Abhängigkeit von deren individuellen Laufzeitfenstern zu verschiedenen Gruppen zusammenfasst, so dass diese mit unterschiedlichen Rundsteuersignalen betrieben werden können.

Weitere Ergebnisse zu diesem Punkt werden in 2018 erarbeitet.

2.4 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. Das Netz im Areal wird als Kupferplatte dargestellt. Im Moment wird auf der Kupferplatte der Überschuss der Photovoltaikanlagen von den einzelnen Gebäuden bereitgestellt, so dass er von anderen Gebäuden benutzt werden kann, bevor er ins Netz eingespeist wird. Geplant ist, dass über einen zentralen Agenten die einzelnen Wärmepumpen für Heizen und Warmwasser an- und ausgeschaltet und Batterien be- und entladen werden können, und so die Residuallast am Trafo reduziert bzw. geglättet werden kann. Der Vergleich mit/ohne Agent zeigt die Flexibilität des Quartiers. Ziel ist es, die Trafokapazität nicht zu überschreiten. Gelingt dies wird das Areal netzdienlich betrieben.

Simuliert wird mit dem Programm SmartStability, welches von der Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut für Wirtschaft und Institut Energie am Bau erstellt wurde [8], [9].

Für die Untersuchung wird ein Wohnquartier des Typs C - Ein- und Zweifamilienhäuser mit geringer Dichte - in Anlehnung an [10] erstellt. Das Quartier besteht aus 187 Wohneinheiten und 155 Gebäuden. Es wird in Anlehnung an ein reales Quartier in Basel erstellt. In einem zukünftigen Szenarium «2035» ist zu erwarten, dass 80% der Gebäude über eine Photovoltaikanlage verfügen. Die Grösse der Photovoltaikanlage wird aufgrund der möglichen Dachfläche bestimmt. Alle Anlagen sind nach Süden ausgerichtet, mit einer Neigung von 30° (6.5 m²/kWp, $\eta_{\text{Modul}} = 18\%$, $\eta_{\text{SYS}} = 85\%$). Dies ergibt für das Wohnquartier eine Peakleistung von 694 kWp mit einem Ertrag von rund 816 MWh. Der Haushaltsstrom pro Wohnung wird zufällig aus einem Pool von 348 von der IWB zur Verfügung gestellter Smart Meter Daten (15 min Lastgänge) [11] zusammengestellt und beträgt im Schnitt 3'509 kWh/a pro Wohnung. Die Gebäude haben entweder einen nicht elektrischen Wärmeerzeuger oder eine Wärmepumpe. Als Varianten wird eine Wärmepumpendurchdringung von 0%, 50% und 100% untersucht. Der Heizwärmebedarf der Gebäude beträgt 35 kWh/m². Die Wärmepumpe bedient auch das Warmwasser. Das Warmwasserzaprofil wird mit dem *Loadprofilegenerator* [12] generiert und den Wohnungen zugewiesen. Für das Jahr 2035 wird angenommen, dass vermehrt Elektrofahrzeuge vorhanden sind. Aus einer Studie zur Entwicklung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in der Region Basel [13] wird ein Quartierladeprofil für 2035 abgeleitet.

Der PV-Ertrag bezogen auf den Jahresstrombedarf der einzelne Gebäude ist in Bild 10 gezeigt. Je grösser die Wärmepumpendurchdringung desto geringer ist dies Verhältnis.

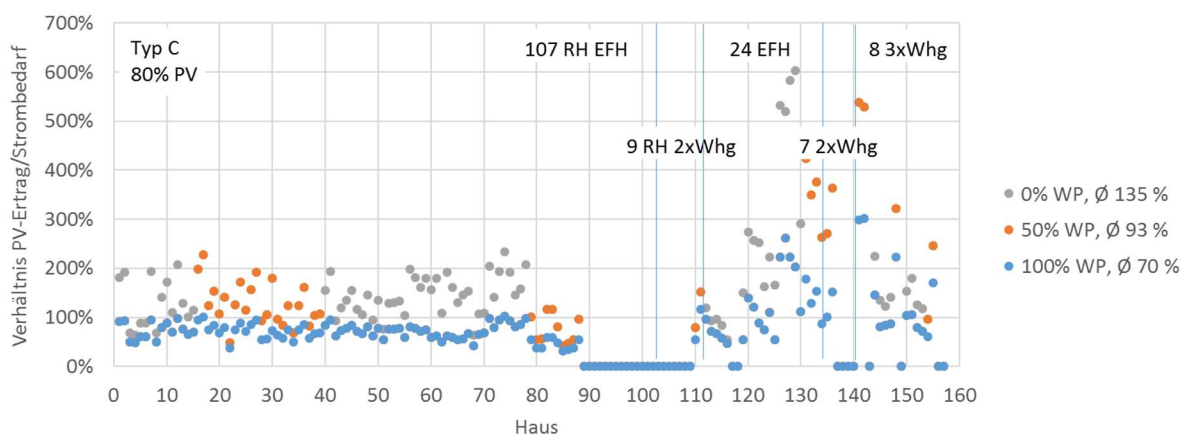


Bild 10 Verhältnis des PV-Ertrags zum Strombedarf der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität mit 0%, 50% und 100% Wärmepumpendurchdringung bei 80% Durchdringung mit Photovoltaikanlagen. Die Durchschnittswerte beziehen sich auf alle Gebäude des Quartiers.

Der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsrate variiert ebenfalls mit der Durchdringung der Wärmepumpe (Bild 11). Der steigende Bedarf bei steigender Wärmepumpendurchdringung lässt den Autarkiegrad sinken, während gleichzeitig durch den gestiegenen Bedarf die Eigenverbrauchsrate steigt.

Die Auslastung der Trafostation nur mit dem Austausch des Photovoltaiküberschuss innerhalb der Gebäude ist in Bild 12 dargestellt. Eine Auslastung grösser 1.0 bzw. kleiner -1.0 entspricht einer Über-

lastung der Trafostation (400 kVA). Es ist deutlich zu erkennen, dass durch den hohen Ausbau an Photovoltaikanlagen die Trafostation durch das Einspeisen überlastet wird. Auf der anderen Seite ist zu erkennen, dass die steigende Wärmepumpendurchdringung die Einspeisung kaum reduzieren kann, da der Hauptbedarf für Wärmepumpe (Winter) und der Grossteil des Photovoltaikertrags (Sommer) nicht zeitgleich auftreten. Dadurch muss bei einem Wärmepumpenausbau mehr Strom aus dem Netz bezogen werden. Ein Wärmepumpenvollausbau führt zu einer Überlastung der Trafostation. Ohne netzdienliches Steuern der Wärmepumpen ist nur ein Ausbau mit 25% Wärmepumpendurchdringung und 50% Durchdringung mit Photovoltaik möglich.

Weitere Untersuchungen bzgl. Areal sind für 2018 geplant.

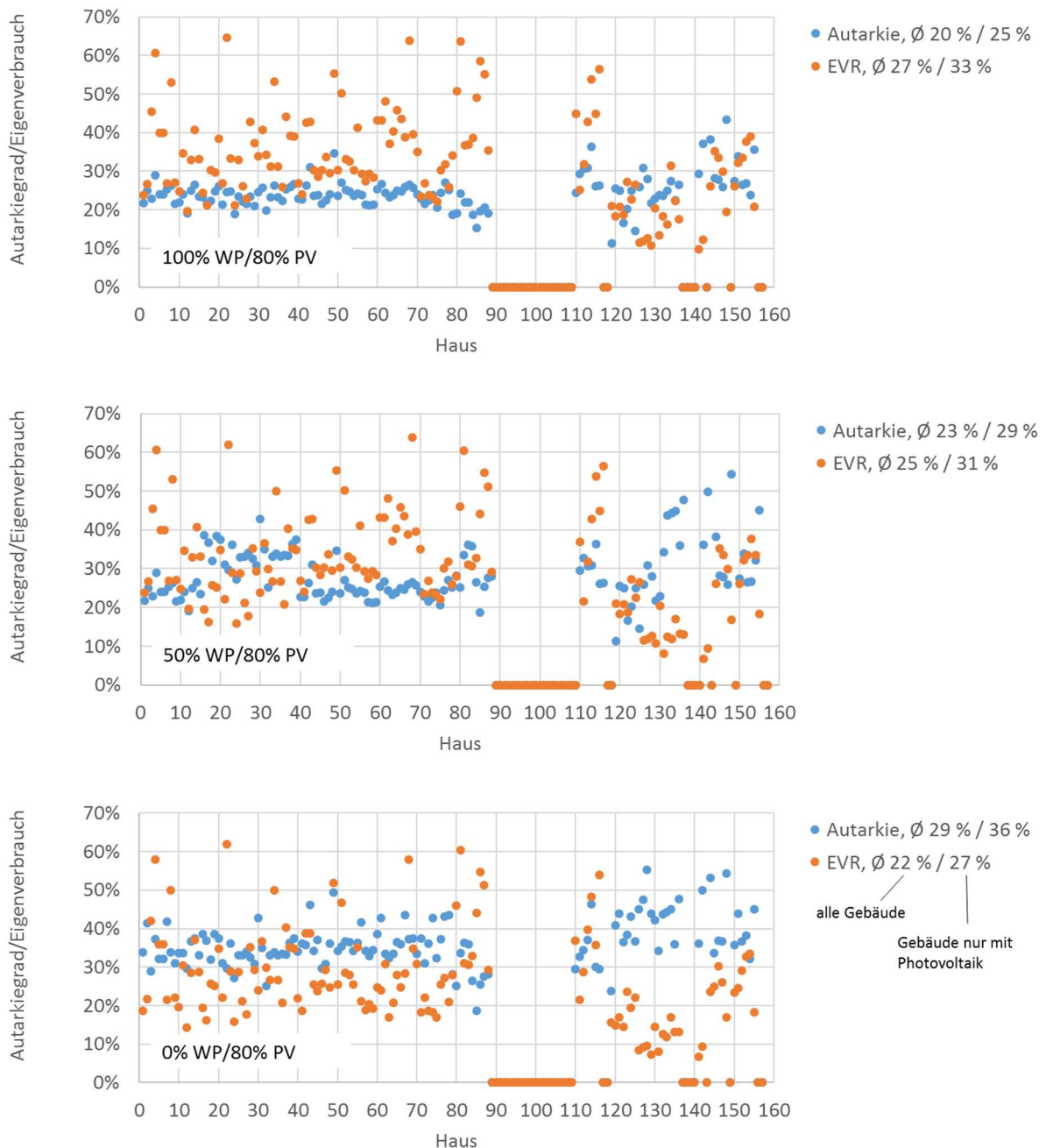


Bild 11 Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate berechnet aus 15 min Werten für jedes Gebäude (oben 100%, unten 50%, unten 0% Wärmepumendurchdringung).

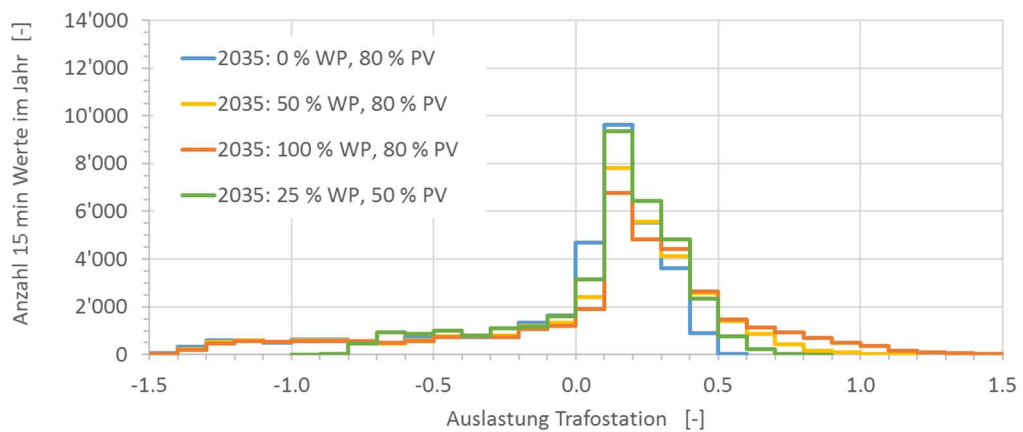


Bild 12 Auslastung der Trafostation ohne netzdienliches Schalten der Wärmepumpen.

2.5 Statusbericht zu PVopti

Basierend auf dem im Rahmen des Projektes entwickelte Tool «EnerFlex» zur Berechnung des Eigenverbrauchs auf Stundenbasis wurde 2016 «PVopti» als Nachweistool für Minergie entwickelt und steht in den Sprachen Deutsch, Französisch und Italienisch seit Anfang 2017 auf der Minergie-Webseite kostenlos zur Verfügung. Obwohl das Tool schon in der Praxis eingesetzt wird, liegen mit Ausnahme von wenigen Anmerkungen keine Rückmeldung vor. Dies zeigt, dass das Tool funktioniert und akzeptiert ist. Diskutiert wird auch, «PVopti» als Option bei der Erstellung eines GEAK zu integrieren.

Zur Validierung des Tools wurde «PVopti» mit sieben gemessenen Gebäude verglichen und die Ergebnisse wiesen eine gute Übereinstimmung auf (Bild 13).

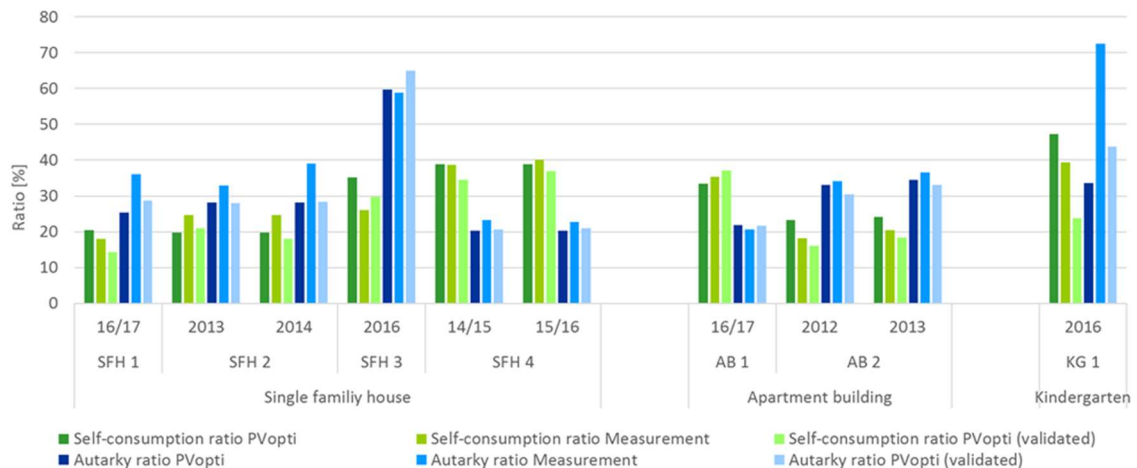


Bild 13 Vergleich PVopti und gemessenen Gebäude (grün: Eigenverbrauchsrate, blau Autarkiegrad, dunkel: mit Minergiestandardwerten gerechnet, mittel: Messwerte, hell: PVopti mit Messwerten angepasst) [14].

2.6 Einfluss der Zeitschritte und Gewichtung auf die Energiebilanz

Bei der Berechnung bzw. Simulation des Eigenverbrauchs ist es wichtig, die zeitliche Auflösung zu berücksichtigen. In Bild 14 ist ein Beispiel dargestellt: Der Jahresertrag der Photovoltaikanlage ist höher als der jährliche Strombedarf. Mit einem Zeitschritt kleiner gleich Monatssummen wird verhindert, dass der Ertragsüberschuss im Sommer das Ertragsdefizit im Winter kompensiert. Zeitschritte kleiner gleich einer Stunde berücksichtigen auch den Tag-/Nachtverlauf. Zeitschritte von 1 min und 1 sec sind gemäss [15], [16] Extrapoliert. Aus der Darstellung lässt sich ableiten, dass eine zeitliche Auflösung von 15-min bzw. Stundenwerten für eine erste Betrachtung von Eigenverbrauch und Autarkie ausreichen ist.

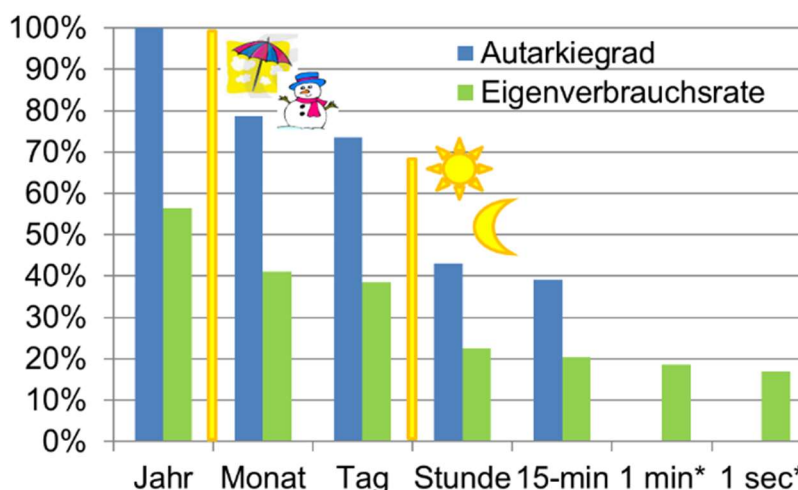


Bild 14 Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate beruhend auf verschiedenen Zeitschritten berechnet aus 15 min Messwerten und extrapolierten Werten (3 Wohnungen, Minergie-P, Wärmepumpe, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, 20 kWp: Süd, 10°) [17].

Üblicherweise werden Energiebilanzen in Endenergie oder als gewichtete Endenergie, z.B. gewichtet mit Primärenergiefaktoren oder den nationalen Schweizer Gewichtungsfaktoren, ausgewiesen. Die Höhe und Anwendung der Faktoren hat einen grossen Einfluss auf die Energiebilanz. Bislang wurden immer symmetrische Faktoren verwendet, d.h. für aus dem Netz bezogenen Strom und in das Netz eingespeisten Strom wird derselbe Faktor verwendet. SIA 380 [18] weist zum ersten Mal asymmetrische Faktoren auf, d.h. der Strom von der eigenen Dachanlage wird anders bewertet, als der Netzbezug. Auch Merkblatt SIA 2031 [19] hat die Anwendung der asymmetrischen Gewichtung übernommen. Diese ungleiche Gewichtung hat einen hohen Einfluss die Planung von Photovoltaikanlagen und die zu erwartende Netzinteraktion. An folgendem Beispiel soll dies demonstriert werden.

Ein Einfamilienhaus mit einer Energiebezugsfläche von 200 m², Wärmepumpe (4.3/2.8 [18]) und einem Jahresbedarf von 6'700 kWh/a ist mit einer 7.1 kWp Photovoltaikdachanlage (Süd, 30°) als Nullenergiegebäude konzipiert (Jahresertrag = Jahresstrombedarf). Der Eigenverbrauch beträgt 1'240 kWh/a und 4'460 kWh/a wird über das Jahr in das Stromnetz eingespeist bzw. aus dem Netz bezogen. Werden symmetrische Faktoren verwendet, ist die Nullenergiebilanz mit dem 7.1 kWp Photovoltaiksystem in End- sowie in Primärenergie erfüllt (Bild 15, links). Der in das Netz eingespeiste Strom wird als Substitut des Netzstroms behandelt.

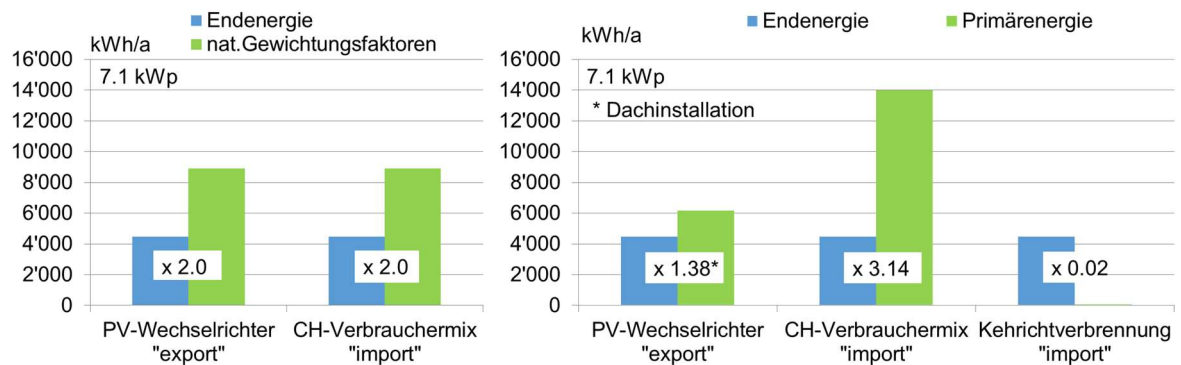


Bild 15 Verschiedene Gewichtungsfaktoren: links symmetrisch (Schweizer nationale Gewichtungsfaktoren) rechts asymmetrisch (SIA 380 Primärenergie total). Berechnet auf Stundenwerten mit «PVOpti» [17].

Bild 15 zeigt auf der rechten Seite den Einfluss der asymmetrischen Primärenergiefaktoren auf die im- und exportierte Energie. Die Kehrrichtanlage wurde gewählt, da diese den geringsten Primärenergiefaktor für Netzstrom aufweist. In Endenergie beträgt der im- und exportierte Strom weiterhin 4'460 kWh/a. Um die primärenergetische Nullbilanz zu erreichen, muss je nach Primärenergiefaktor mehr oder weniger Strom exportiert werden und damit verändert sich die real ausgetauschte Menge an Primärenergie.

Da der Primärenergiefaktor für die Dachanlage ca. halb so gross ist wie für den importierten CH-Verbraucherstrommix muss zum primärenergetischen Ausgleich der Nullbilanz eine fast doppelt so grosse Photovoltaikanlage eingesetzt werden (Bild 16, links). Wird jedoch Strom von einer Kehrrichtanlage bezogen, kann die Photovoltaikanlage um rund 83% verkleinert werden, um die Null mit der Primärenergiebilanz zu erreichen (Bild 16, rechts).

Im ersten Fall produziert das Gebäude deutlich mehr Strom als es im Jahr benötigt, was zu sehr grossen Photovoltaikanlagen führt, mit den entsprechenden Folgen an Platzbedarf, Investitionskosten und Netzinfrastruktur. Die Null in der Endenergiebilanz wird weit übertroffen. Im zweiten Fall produziert das Gebäude deutlich weniger Strom als es im Jahr benötigt. Die Null in der Endenergiebilanz wird weit verfehlt.

Der Einfluss der diskutierten Primärenergiefaktoren gemäss SIA 380 auf die Endenergie, d.h. auf den real produzierten, verbrauchten, ex- und importierten Strom zeigt Bild 17. Dies Bild zeigt deutlich, dass asymmetrische Primärenergiefaktoren einen hohen Einfluss auf die Endenergiebilanz, die Netzinteraktion und der Photovoltaikgrösse haben. Ein Beispiel mit einem Mehrfamilienhaus wurde in [20] veröffentlicht.

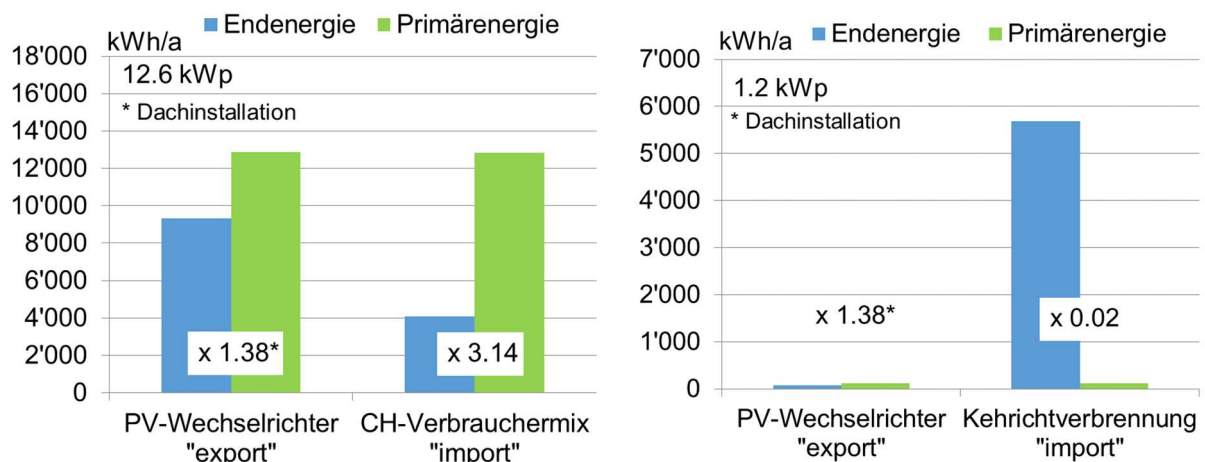


Bild 16 Einfluss der asymmetrisch Primärenergiefaktoren gemäss SIA 380 auf die Energiebilanz. Berechnet auf Stundenwerten [17].

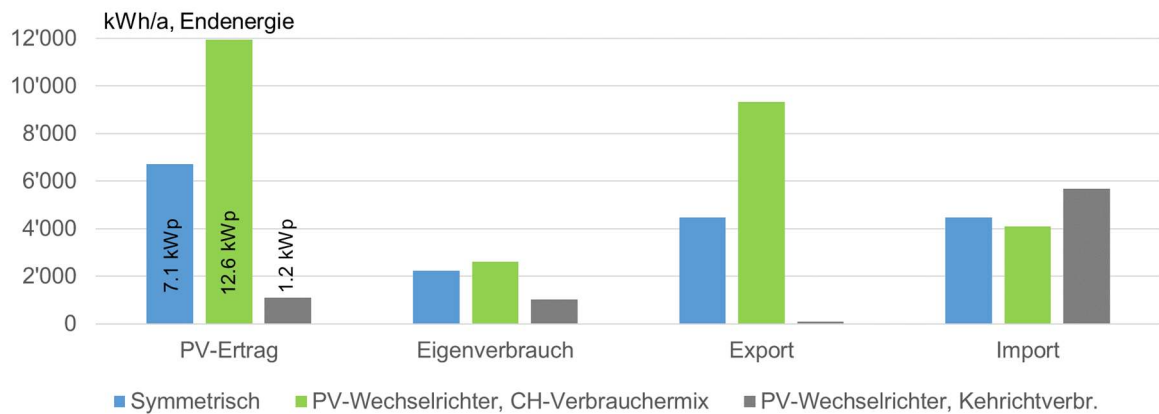


Bild 17 Einfluss der Primärenergiefaktoren gemäss SIA 380 und nationaler Gewichtungsfaktoren auf die Endenergie [17].

3 Internationale Zusammenarbeit

Im Rahmen des Forschungsprojekts wird am Projekt IEA Annex 67 "Energy Flexible Building" teilgenommen. In 2017 fanden zwei Expertentreffen statt. Bei dem Herbsttreffen wurde zum ersten Mal klar, dass die meisten Teilnehmer die thermische Speichermasse des Gebäudes für Betrachtungen zur Flexibilität nutzen, d.h. die Wärmepumpe wird an-/ausgeschaltet, wenn z.B. die Energie günstig oder viel erneuerbare Energie im Netz ist. Die Flexibilität wird immer im Verhältnis zu einem Referenzgebäude ausgedrückt. Je nach Regelgrösse führt dies zu anderen Ergebnissen.

Im Rahmen des Projektes wird «PVopti» in Absprache mit Minergie auch in einer englischen Version erstellt und bereitgestellt. Das fertige Produkt fand im Rahmen des Frühjahrstreffens Anklang, da es ein in der Praxis gut anwendbares Tool ist. Die Anfrage, ob eine Eingabe mit freien Klimadaten möglich sei, um das Tool auch in anderen Ländern/Klimata verwenden zu können, werden derzeit noch mit Minergie geklärt. Dies wäre jedoch nur für eine Arbeitsversion innerhalb des Annex 67 gedacht.

Für den internen Bericht des Annex 67 «Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings» ist eine Dokumentation der Testmöglichkeiten im «Energy Research Lab ERL» des Institutes Energie am Bau in Arbeit.

4 Bewertung 2017 und Ausblick 2018

Ausgehend von den Berechnungen in 2016 bzgl. der Wärmespeicherfähigkeit, des Heizwärmebedarfs und der Wärmepumpenlaufzeit werden die Untersuchungen beim Gebäudetyp Wohnen fortgeführt und bestätigen, dass die Wärmepumpenlaufzeit als Kenngrösse der Flexibilität herangezogen werden kann.

Für ein Bürogebäude mit Betonkerntemperierung kann gezeigt werden, dass mit der Betonkerntemperierung Flexibilität sowohl im Winter als auch im Sommer bereitgestellt werden kann. Die Speicherfähigkeit reicht aus, dass die Betonkerntemperierung hauptsächlich in den Tagesstunden betrieben werden kann. Hohe interne Lasten erhöhen im Winter die Flexibilität, reduzieren sie jedoch im Sommer. Im Sommer muss zusätzlich eine aktive Nachtlüftung betrieben werden, um die Temperaturen tief zu halten.

Die Werkzeuge zur Untersuchung des Stromaustausches zwischen Gebäuden in Arealen sind weitgehend bereit. Ergebnisse für Referenzvarianten ohne Austausch zwischen Gebäuden liegen vor, die

Simulationen mit Austausch folgen in 2018.

Auf der CISBAT konnte ein Poster über «PVopti» präsentiert werden. Ein Vortrag über den Einfluss der Zeitschritte und Gewichtungsfaktoren auf die Energiebilanzierung konnte bei der CISBAT sowie der Advanced Building Skin gehalten werden.

Für 2018 ist geplant

- Fortführung: Areale
- Fortführung: Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit
- Fortführung: Messdaten von 2 Gebäuden bzgl. Eigenverbrauch mit und ohne Batterie auszuwerten
- Poster + 5 min Präsentation über «PVopti» bei der 22. Internationalen Passivhaustagung, München, 9.- 10.03.2018

5 Referenzen & Publikationen

- [1] G. Reynders, "Quantifying the impact of building design on the potential of structural storage for active demand respond in residential buildings," PhD, KU Leuven, Belgien, 2015.
- [2] J. Le Dreau and P. Heiselberg, "Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass," *Energy*, vol. 111, pp. 991–1002, 2016.
- [3] Merkblatt SIA 2028, "Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik." 2008.
- [4] Merkblatt SIA 2024, "Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik." 2015.
- [5] K. Voss, S. Herkel, D. Kalz, T. Lützendorf, A. Maas, and A. Wagner, *Performance von Gebäuden*. Fraunhofer IRB Verlag, 2016.
- [6] 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.
- [7] "Monitoring MFH Aescherstrasse." Projektbearbeitung Institut Energie am Bau FHNW, Auftraggeber Immobilien Basel Stadt.
- [8] J. Bichsel *et al.*, "SmartStability - Smart homes improving Power Network Stability," Abschlussbericht Strategische Initiative "SmartStability", Fachhochschule Nordwestschweiz, 2015.
- [9] 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.
- [10] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2002.
- [11] Industriellewerke Basel IWB, "Smart Meter Daten." Vertrauliche Daten, 2015.
- [12] N. Pflugradt, "LoadprofileGenerator." [Online]. Available: <http://www.loadprofilegenerator.de/>.
- [13] A. Siegrist, P. Schnabl, S. Burkart, P. de Haan, and R. Bianchetti, "Elektromobilität – Studie Ladeinfrastruktur Region Basel," Amt für Umwelt und Energie, Basel, 2014.
- [14] B. Burger and M. Hall, "PVopti - hourly based energy balance for building design," in *CISBAT Conference, Lausanne (CH), Energy Procedia 122*, 2017, pp. 769–774.
- [15] T. Staudacher and S. Eller, "Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses," *www.ffe.de, BWK*, vol. 4, no. 6, pp. 66–72, 2012.
- [16] N. Pflugradt, "Persönliche Mitteilung," Berner Fachhochschule, Burgdorf, 2017.
- [17] M. Hall and A. Geissler, "Current and future balancing methods for Net Zero Energy Buildings - impact of time steps, grid-interaction and weighting factors," in *CISBAT Conference, Lausanne (CH), Energy Procedia 122*, 2017, pp. 379–384.
- [18] SIA 380, *Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden*. 2015.
- [19] Merkblatt SIA 2031, *Energieausweis für Gebäude*. 2016.
- [20] M. Hall and A. Geissler, "The impact of different energy balancing methods on net zero energy buildings," in *12th Advanced Building Skins, Bern (CH)*, 2017, pp. 1052–1060.