



Schlussbericht vom 27. Januar 2020

L-Sol: Heizungssystem mit PVT als Quelle für eine Wärmepumpe

Neuartiges System für die optimierte Nutzung von PVT und Wärmepumpe in EFH ohne Erdwärmesonde und Aussenlufteinheit



Quelle: ZHAW, PVT-Anlage Lintharena SGU



Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften



**Life Sciences und
Facility Management**

**IUNR Institut für Umwelt und
Natürliche Ressourcen**

Datum: 27. Januar 2020

Ort: Wädenswil

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Campus Grüental
8820 Wädenswil
www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien/

Autor/in:

David Sauter, ZHAW Wädenswil, IUNR, david.sauter@zhaw.ch
Manuel Hunziker, ZHAW Wädenswil, IUNR, manuel.hunziker@zhaw.ch
Maike Schubert, ZHAW Wädenswil, IUNR, maike.schubert@zhaw.ch
Nadia Sperr, ZHAW Wädenswil, IUNR, nadia.sperr@zhaw.ch
Martin Koch, ZHAW Wädenswil, IUNR, martin.koch@zhaw.ch
Prof. Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Elimar Frank, elimar.frank@frank-energy.com

BFE-Bereichsleitung:

Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung:

Dr. Elimar Frank, elimar.frank@frank-energy.com

BFE-Vertragsnummer:

SI/501572-01

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



Zusammenfassung

Mit PVT-Kollektoren wird auf derselben Fläche sowohl (PV-)Strom als auch (solare) Wärme gewonnen. Dies erlaubt eine bessere Ausnutzung der Dachflächen.

Im Projekt L-Sol wurde ein neuartiges System untersucht, welches die Wärme für Einfamilienhäuser aus PVT-Kollektoren erzeugt. Die PVT-Kollektoren liefern dabei sowohl Strom als auch Wärme für die Wärmepumpe. Charakteristisch für das System ist ein Pufferspeicher («Kaltwasser-Speicher») zwischen den PVT-Kollektoren und der Wärmepumpe, welcher als Quelle für die Wärmepumpe dient. Es zeigte sich, dass das Konzept L-Sol sowohl ökologisch als auch ökonomisch sinnvoll ist. Der Strombedarf ist bei Neubauten und energetisch sanierten Einfamilienhäusern jeweils 5 bis 30 % geringer als beim Einsatz einer Luft-Wasser-Wärmepumpe. In den Wintermonaten liegt der Netzbezug 3 bis 11 % unter dem eines Luft-Wasser-Wärmepumpensystems kombiniert mit einer PV-Anlage.

Es ist jedoch schwierig, die tiefen Kosten eines Luft-Wasser-Wärmepumpensystems zu erreichen. Im L-Sol-System stellen die Investitionskosten für die PVT-Anlage (Kollektoren inklusive Installation) den grössten Posten dar. Durch Einsparungen bei den Kollektorkosten – insbesondere durch den Einsatz von mit Wärmetauschern nachgerüsteten «normalen» PV-Modulen – lassen sich die Gesamtkosten über 20 Jahre unter Beibehaltung der ökologischen Vorteile auf das Niveau eines Luft-Wasser-Wärmepumpensystems senken.

Neben der höheren Systemeffizienz besteht der Hauptvorteil des L-Sol-Systems gegenüber einem System mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe in den wegfallenden Lärmemissionen im Aussenbereich. Verglichen mit Systemen, die PVT-Kollektoren in Kombination mit einer Erdwärmesonde (2-Sol) oder einem Eisspeicher verwenden, weist das L-Sol-System geringere Lebenszykluskosten auf. Ausserdem erfordert es keine umfassenden Bodenarbeiten oder besondere Bewilligungen. Es eignet sich deshalb auch gut für den Ersatz von fossilen Heizungssystemen in bestehenden Gebäuden.

In einer vertieften Simulationsstudie wurden wesentliche Einflussfaktoren auf die Systemeffizienz identifiziert und Möglichkeiten aufgezeigt, wie der Strombezug aus dem Netz verringert werden kann. Die Steuerung der Wärmepumpe wurde so angepasst, dass sie bei einem Stromüberschuss aus der PVT-Anlage gezielt eingeschaltet wird, um die Speicher für Warmwasser und Heizung aufzuheizen oder zu überhitzen. Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Netzbezugs besteht darin, die Beladung des Heizpufferspeichers überwiegend am Tag durchzuführen und in der Nacht zu sperren, sofern keine Komfortanforderungen verletzt werden. Durch Kombination dieser beiden Steuerstrategien kann der Eigenverbrauchsanteil des Stromes auf rund 45 % gesteigert werden, verglichen mit rund 20 % bei Verwendung einer Standardsteuerung. Zusätzlich zu diesen Steuerungsanpassungen lässt sich durch die Einbindung eines Batteriespeichers der Autarkiegrad weiter steigern. Mit einem Batteriespeicher von 10 kWh Kapazität kann ein Autarkiegrad von 55 % erreicht werden. In einzelnen Sommermonaten ist damit eine 100-prozentige Autarkie möglich.

Der hohe Energiebedarf und der geringe Energieertrag während kurzen Schlechtwetterphasen können durch eine entsprechende Grösse des Speichers zwischen PVT-Kollektoren und Wärmepumpe gepuffert werden. Durch das Hinzufügen eines zusätzlichen hydraulischen Kreislaufs kann derselbe Speicher im Sommer verwendet werden um das Gebäude zu kühlen. Die dem Gebäude entnommene Wärme wird dabei zum einen für die Brauchwarmwasser-Erwärmung verwendet und zum anderen nachts über die PVT-Kollektoren an die Umgebung abgegeben.

Zur einfachen System-Dimensionierung wurde eine Dimensionierungsmatrix erstellt. Anhand dieser Matrix können Interessenten für ihre Häuser sinnvolle Systemdimensionierungen abschätzen und somit beurteilen, ob das System L-Sol im betrachteten Fall für eine genauere Betrachtung in Frage kommt. Je nach Heizwärmebedarf und Heizkreis-Vorlauftemperatur besteht ein typisches System für ein Einfamilienhaus aus 15 bis 30 unabgedeckten PVT-Kollektor-Modulen und einem Kaltwasser-Speicher von



1'000 bis 2'000 l Volumen. Weiter beinhaltet es eine Wärmepumpe und einen warmen Speicher, z.B. einen 600-l-Kombispeicher.

Summary

With the use of PVT collectors, (photovoltaic) electricity as well as (solar) heat can be produced within the same area. This allows for a better utilization of a given roof area.

In the L-Sol project, a novel system that uses PVT collectors to produce heat for single-family houses was investigated. The PVT collectors deliver both electricity and heat for the operation of a heat pump. A main characteristic of the system is a thermal storage tank ("cold water storage") between the PVT collectors and the heat pump. This storage tank acts as the source for the heat pump. It was shown that the L-Sol concept makes sense in ecologic as well as in economic terms. For new buildings and old, energetically renovated ones, electricity consumption is 5 to 30 % lower than with the use of an air-water heat pump. During winter, grid purchase is 3 to 11 % below that of an air-water heat pump system combined with PV modules.

However, it is difficult to achieve the low costs of an air-water heat pump system. In the L-Sol system, the investment costs for the PVT system (collectors and installation) are the main cost component. Through savings on the collector costs – mainly by using collectors that consist of "normal" PV modules with a retrofitted heat exchanger on the rear side – total life-cycle costs over 20 years can be reduced to a level similar to that of an air-water heat pump system while maintaining the ecological advantages.

On top of the improved system efficiency, the L-Sol system's main advantage over an air-water heat pump system is the lack of noise emissions on the outside of the building. Compared to systems that are using a combination of PVT collectors and either a geothermal storage (2-Sol) or an ice storage, the L-Sol system offers reduced life-cycle costs. Furthermore, it requires no extensive ground works or special building permits. It is therefore also well suited for replacing fossil heating systems in existing buildings.

In an in-depth simulation study, main influence factors on the system efficiency were identified and possibilities to reduce the amount of electricity purchased from the grid were shown. The controls of the heat pump were adapted such that the heat pump is purposefully switched on to heat up and overheat the thermal storage for space heating and domestic warm water when there is surplus electricity from the PVT system. Another possibility to reduce grid purchase is to do the heating-up of the space heating buffer mainly during daytime and disable it at night as long as the comfort requirements are not neglected. A combination of these two control approaches can lead to an electricity self-consumption ratio of 45 %, compared to around 20 % when using standard controls. On top of these adaptations of the control system, adding a battery storage can further increase the level of self-sufficiency. With a battery storage of 10 kWh capacity, the self-consumption ratio can be increased to 55 %. In certain summer months, 100 % self-sufficiency is possible.

The high energy demand and the low energy production during phases of bad weather can be buffered by a well-dimensioned thermal storage between the PVT collectors and the heat pump. By adding an additional hydraulic circuit, this storage can be used to cool down the building during summer. The heat that is extracted from the building is either used for domestic hot water generation or it is given off to the environment via the PVT collectors at night.

For easy system dimensioning, so-called dimensioning matrices were created. An interested party can use them to estimate a useful system dimensioning for their house and quickly decide whether the L-Sol system could be an option that is worth a more detailed consideration. Depending on the heating energy demand and the flow temperature of the heating circuit, a typical system for a single-family house consists of 15 to 30 uncovered PVT collector modules and a cold water storage with a volume of 1'000 to 2'000 l. Furthermore, it includes a heat pump as well as a warm storage, e.g. a 600-l combined storage.



Take-home messages

- Das System L-Sol bietet eine Alternative zu Luft-Wasser-Wärmepumpensystemen in Einfamilienhäusern. Die Systemeffizienz von L-Sol ist in einem ähnlichen Bereich oder besser als bei einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem.
- Durch den Einsatz von mit Wärmetauschern nachgerüsteten «normalen» PV-Kollektoren sind die Gesamtkosten des L-Sol-Systems über 20 Jahre in derselben Grössenordnung wie bei einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem.
- Durch Nutzung der SG-Ready-Steuerungseingänge der Wärmepumpe sind erweiterte Steuerstrategien möglich, die eine weitere Steigerung der Systemeffizienz und/oder eine Reduktion des Netzbezugs erlauben.
- Es ist eine hydraulische Erweiterung des Systems L-Sol möglich, welche im Sommer eine passive Kühlung (ohne zusätzliche Nutzung der Wärmepumpe) des Gebäudes über die PVT-Kollektoren erlaubt.
- Alle vorliegenden Ergebnisse basieren auf Systemsimulationen. Für eine endgültige Eignungsbeurteilung ist eine Validierung des Systems in der Praxis erforderlich.



Dank

Die Autoren danken den Mitgliedern der Begleitgruppe herzlich für Ihre Anregungen, die Unterstützung und den fachlichen Austausch. Die regelmässigen Rückmeldungen aus der Praxis waren von grosser Bedeutung für den Erfolg des Projektes. Die Auftragnehmerin dankt zudem dem Bundesamt für Energie (BFE) herzlich für das entgegengebrachte Vertrauen und die finanzielle Unterstützung.

Mitglieder der Begleitgruppe:

Dr. Elimar Frank (Frank Energy GmbH, Vertretung BFE)

Felix Hug (Electrojoule Erneuerbare Energiesysteme AG)

Lars Kunath (Vela Solaris AG)

René Huber (Bion Bauhaus AG)

René Naef (Naef Energietechnik AG)

Roman Gysel, (3S Solar Plus AG, Meyer Burger AG)



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Summary	4
Take-home messages	5
Dank	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Motivation des Projektes	10
1.3 Projektziele	10
2 Vorgehen und Methode.....	11
2.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems	11
2.1.1 Beschreibung des Grundsystems.....	12
2.1.2 Gebäudestandards (Heizenergiebedarf), Heizungssysteme und Wärmebedarf für Brauchwarmwasser	13
2.1.3 Verwendete Systemkomponenten	15
2.1.4 Vergleichssysteme	16
2.1.5 Definition zentraler Kenngrößen	16
2.1.6 Standortvergleiche.....	17
2.1.7 PVT-Messstand	17
2.1.8 Ökonomische Bewertung und Nutzwertanalyse.....	18
2.2 Phase 2.1: Optimierung des Systems	20
2.2.1 Optimierung der Hydraulik und der Steuerung in Bezug auf die Systemeffizienz	21
2.2.2 Systemoptimierung zur Senkung des Netzbezuges – Überhitzen und nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers.....	21
2.2.3 Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix.....	24
2.2.4 Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem	25
2.2.5 Batteriespeicher zur Verbesserung des Autarkiegrades	25
2.2.6 Passives Kühlen	26
2.3 Phase 2.2: Erarbeiten von Dimensionierungsempfehlungen (Dimensionierungsmatrix)	27
2.3.1 Voruntersuchungen	27
2.3.2 Vorgehen Dimensionierungsmatrizen	33
3 Ergebnisse und Diskussion	37
3.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems	37
3.1.1 Einfluss der Speicher.....	37
3.1.2 Grösse der PVT-Fläche und Vorlauftemperaturen.....	37



3.1.3	Systemvergleiche	38
3.1.5	Kosten und Kostenoptimierungen	43
3.1.6	Nutzwertanalyse	46
3.1.7	Schlussfolgerungen aus der ersten Phase und deren Einfluss auf weitere Analysen	47
3.2	Phase 2.1: Systemoptimierung.....	48
3.2.1	Optimierung der Hydraulik und der Steuerung.....	48
3.2.2	Systemoptimierung zur Reduktion des Netzbezuges	50
3.2.3	Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix.....	60
3.2.4	Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem	62
3.2.5	Batteriespeicher –Steigerung des Autarkiegrades	63
3.2.6	Passive Kühlung	65
3.3	Phase 2.2: Dimensionierungsempfehlungen.....	69
3.3.1	Dimensionierungsmatrizen	69
3.3.2	Anwendung der Dimensionierungsmatrizen.....	71
3.3.3	Limitierungen der Dimensionierungsmatrizen	73
4	Schlussfolgerungen und Fazit	75
5	Ausblick und zukünftige Umsetzung	75
6	Nationale und internationale Zusammenarbeit	76
7	Publikationen	76
8	Literaturverzeichnis	77
Anhang		79



Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
EFH	Einfamilienhaus
IEA SHC	International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme
KW-Speicher	Kaltwasser-Speicher
LWWP	Luft-Wasser-Wärmepumpe
PV	Photovoltaik
PVT	Photovoltaisch-thermisch (Photovoltaisch-thermischer Kollektor)
SG-Ready	Smart-Grid-Ready
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
SJAZ	System-Jahresarbeitszahl, definiert gemäss Polysun-Handbuch
VLT	Vorlauftemperatur
WP	Wärmepumpe



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Es wird ein neues Heizungskonzept für Einfamilienhäuser (EFH) untersucht, welches die Umweltwärme für eine Wärmepumpe ausschliesslich aus (Wärme und Strom erzeugenden) PVT-Kollektoren bezieht. Ein sensibler Wärmespeicher wird durch die PVT-Kollektoren erwärmt und dient einer Wärmepumpe als alleinige Wärmequelle. Der Vorteil eines solchen Systems ist, dass nicht allein die Lufttemperatur die Vorlauftemperatur (VLT) der Wärmepumpe bestimmt, sondern die solare Einstrahlung auch bei tiefen Temperaturen zu einem Anstieg der VLT führen kann. Dieses System würde eine Alternative zu Luft-Wasser-Wärmepumpen (LWWP) darstellen und die Selbstversorgung von EFH bezüglich Strom und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen stark erhöhen. Sanierungskonzepte für ältere Gebäude sind heute ein grosses Thema. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 müssen Gebäude saniert und Heizungssysteme ersetzt werden, um den Energieverbrauch für das Heizen zu senken und vermehrt erneuerbare Energien einzusetzen. Für grosse Gebäude wurden bereits überzeugende Sanierungskonzepte entwickelt. Darin haben alternative Heizungssysteme (wie z.B. 2-Sol, Erdwärmesonden mit Wärmepumpe, Eisspeicher) ein hohes Potenzial. Überträgt man diese Systeme auf kleine Gebäude wie EFH, werden sie oft unverhältnismässig teuer. Ausserdem überzeugt der Nutzen im Vergleich zu grossen Gebäuden weniger (z.B. ist die Regeneration von einzelnen Erdwärmesonden umstritten). Bei Sanierungen und Neubauten von EFH werden daher häufig LWWP eingesetzt. Diese zeigen relativ tiefe Systemjahresarbeitszahlen (SJAZ) und führen zu Lärmemissionen, welche Nachbarn belasten können.

1.2 Motivation des Projektes

Die Anwendung von PVT-Kollektoren in Heizungssystemen ist bereits seit längerem bekannt. Es wird hauptsächlich unterschieden in abgedeckte und unabgedeckte Kollektoren. Unabgedeckte (nicht isolierte) PVT-Kollektoren, deren Wärmetauscher auf der Rückseite von Wasser/Glykol-Gemisch durchströmt ist, führen durch die fehlende Isolation zu deutlich tieferen Rücklauftemperaturen als abgedeckte (isolierte) Kollektoren. Eine typische Anwendung war und ist daher die Erwärmung von Wasser für Swimming-Pools. Mit der stärker werdenden Forderung nach erneuerbaren Energiesystemen wurden Wärmepumpensysteme immer zahlreicher und PVT-Kollektoren werden heute auch als Wärmequelle für die Regeneration von Erdwärmesonden (2-Sol-System) oder in Verbindung mit Eisspeichern (z.B. [1]) in der Forschung betrachtet. In ersten Projekten fand bereits eine praktische Anwendung statt. Auch im Bereich PVT als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen gibt es bereits Arbeiten im Bereich Forschung und Entwicklung (siehe z.B. [2]–[4]). Allgemeine Aussagen über konkrete Dimensionierungsempfehlungen und Kosten-Nutzen-Verhältnisse fehlen jedoch bislang. In Bezug auf PVT-Kollektoren im Allgemeinen fehlen bis heute sowohl standardisierte Tests für die Leistungsbeurteilung als auch für die Zertifizierung von Hybridkollektoren [5].

1.3 Projektziele

Ziel dieses Projektes ist zu prüfen, ob das System L-Sol in Bezug auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis eine sinnvolle Lösung für EFH darstellen kann. Dazu werden ökologische und ökonomische Aspekte berücksichtigt. Das System L-Sol wird im Rahmen einer Simulationsstudie mit anderen Systemen verglichen. Nach Möglichkeit soll das Konzept L-Sol modular aufgebaut sein, so dass Optionen wie beispielsweise die Möglichkeit zur sommerlichen Kühlung oder eine fortschrittliche Steuerung bei Bedarf ergänzt werden können. Weiter sollen konkrete Dimensionierungsempfehlungen für die Realisierung des Konzeptes in EFH entwickelt werden. Mit dem Projekt nimmt die Forschungsgruppe Erneuerbare Energien zudem am IEA-SHC Task 60 «PVT-Systems» Teil. Dieser Task verfolgt das Ziel, Standards für die Leistungsbeurteilung und die Zertifizierung von PVT-Kollektoren sowie für vertrauenswürdige Simulationen von PVT-Systemen zu schaffen.



2 Vorgehen und Methode

Das Projekt wurde in zwei Projektphasen ausgeführt. Die erste Projektphase ist ausführlich im Jahresbericht 2018 [6] dokumentiert. Annahmen, Vorgehen und Ergebnisse daraus werden im vorliegenden Bericht zusammengefasst dargestellt. Für detailliertere Informationen wird dabei auf die entsprechenden Stellen im Jahresbericht verwiesen. Relevante Auszüge aus dem Jahresbericht sind in Anhang 3 dieses Dokuments zu finden. Eine Übersicht über die Projektphasen und deren Inhalte ist in Abbildung 1 gegeben. In Phase 1 wurde das Grundsystem ausgelegt und Vergleichskriterien sowie Vergleichssysteme wurden definiert. Zusätzlich entstand eine Potenzialabschätzung für nachgerüstete PVT-Kollektoren über Messungen an einem dafür erstellten PVT-Messstand und es wurden eine ökonomische Bewertung sowie eine Nutzwertanalyse erstellt. Die in der Phase 1 definierten Rahmenbedingungen wie betrachteter Gebäudestandard, Heizwärmebedarf etc. wurden, wenn nicht explizit anders erwähnt, in Phase 2 übernommen. Im ersten Teil der zweiten Phase wurde zunächst das System optimiert sowie der Netzbezug durch geeignete Steuerung reduziert. Weiter wurden Kritikpunkte aus dem Begleitgruppentreffen vom Ende der Phase 1 umgesetzt um das System für einen geringeren Platzbedarf zu dimensionieren. Weiter wurde eine Kühloption getestet und der Einfluss einer Batterie auf den Eigenverbrauch sowie den Autarkiegrad betrachtet. Im zweiten Teil der zweiten Phase erfolgte die Erstellung von Dimensionierungsmatrizen als einfache Dimensionierungshilfen. Das Vorgehen in den einzelnen Phasen wird im Folgenden näher erläutert.

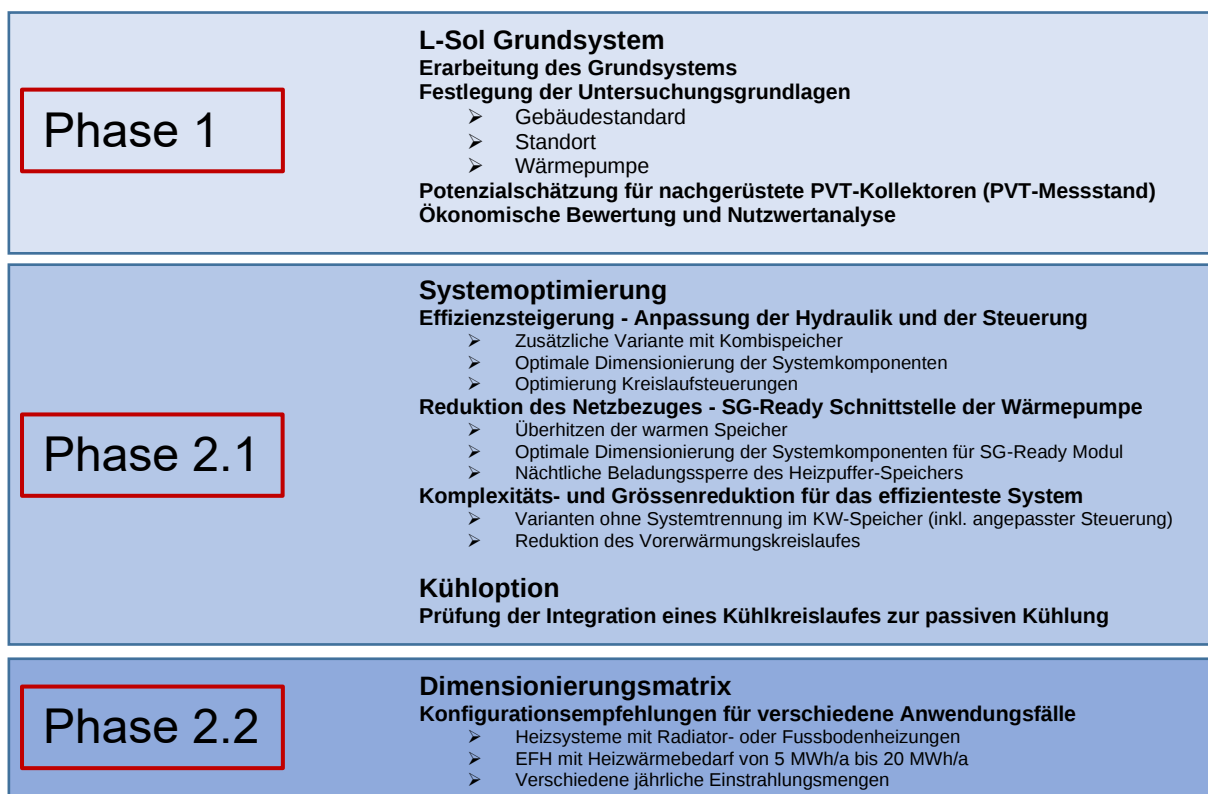


Abbildung 1: Übersicht über die Projektphasen.

2.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems

Ziel der ersten Projektphase war zu prüfen, ob das System L-Sol in Bezug auf das Kosten-Nutzen Verhältnis eine sinnvolle Lösung für EFH darstellen kann. Dazu wurden ökologische und ökonomische Aspekte berücksichtigt, um das System L-Sol im Rahmen einer Simulationsstudie mit anderen Systemen zu vergleichen. Als Simulationssoftware wurde Polysun (während Phase 1 Version 10.2 mit MeteoNorm

6.0 für die Wetterdaten) eingesetzt. Im Folgenden werden das in diesem Hinblick entwickelte Grundsystem, die verwendeten Gebäudestandards und die eingesetzten Komponenten beschrieben.

2.1.1 Beschreibung des Grundsystems

Das System mit dem Arbeitstitel L-Sol (L-Sol steht für die Kombination von Luft und Sonne in Anlehnung an 2-Sol, das für Sonne und Erde, französisch zweimal «Sol», steht) besteht aus Hybridkollektoren, einem kalten Speicher auf der Primärseite der Wärmepumpe (nachfolgend Kaltwasserspeicher, KW-Speicher, genannt), einer Sole-Wasser-Wärmepumpe und einer Warmwasser-Speicherlösung auf der Sekundärseite der Wärmepumpe. Während der ersten Projektphase handelte es sich bei der sekundärseitigen Speicherlösung um zwei separate Speicher für Heizung und Brauchwarmwasser (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). In der zweiten Projektphase wurde diesem Zwei-Speicher-Modell ein Kombi-Modell mit nur einem sekundärseitigen Speicher gegenübergestellt (siehe Abbildung 6). Auf Seite des Heizungssystems wurde untersucht, wie die Komponenten des Systems L-Sol optimal ausgelegt werden sollten und das System wurde Vergleichssystemen gegenübergestellt. Stromseitig wurden hauptsächlich die Grössen Netzbezug und Eigenverbrauch untersucht.

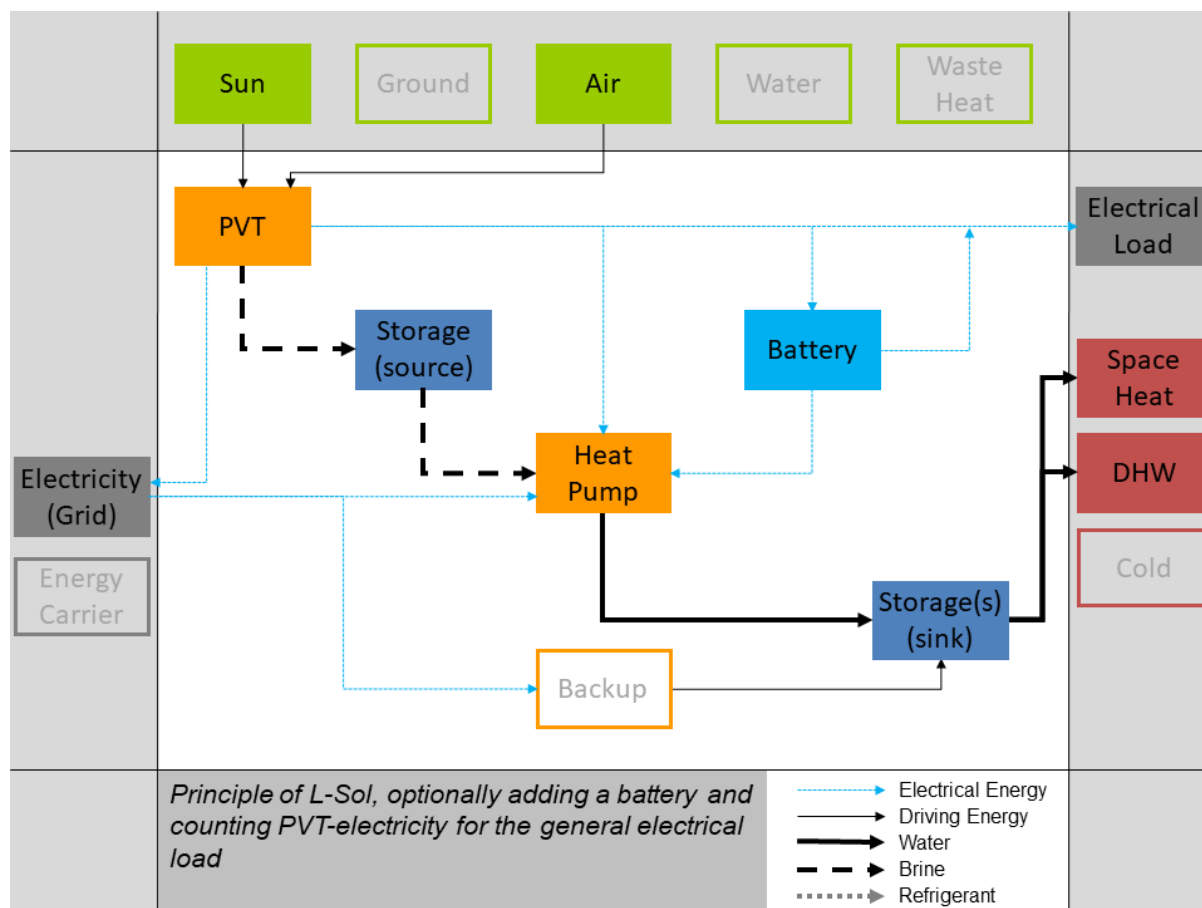


Abbildung 2: Systemdarstellung des Systems L-Sol nach den Richtlinien, die im «SHC-IEA Task 60, PVT Systems», beschlossen wurden (basierend auf Frank et al. [7]). Als Umgebungswärme-Quelle dienen Sonne und Luft (grün), PVT-Kollektoren erzeugen Strom und gewinnen Wärme, eine Wärmepumpe erzeugt das erforderliche Temperaturniveau (orange). Thermische Speicher sind in dunkelblau und elektrische Energie in hellblau dargestellt.

Die PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle liefern Wärme in den KW-Speicher, welcher als Quelle für eine Sole-Wasser Wärmepumpe dient. Um eine bessere Nutzung der PVT-Wärme im Sommer zu gewährleisten, wurde zusätzlich eine Möglichkeit zur direkten Wärmeübertragung vom KW-Speicher in



den Brauchwarmwasserspeicher eingebaut und deren Zusatznutzen im Rahmen der Systemoptimierungen überprüft. Dieser zusätzliche Kreislauf für die direkte Erwärmung des Brauchwarmwassers wird nachfolgend der Einfachheit halber Vorerwärmungskreislauf genannt. Sowohl der Heizungs-Pufferspeicher als auch der Warmwasserspeicher enthalten jeweils einen elektrischen Heizstab (in Phase 2 auch im Kombispeicher) zur Sicherstellung der Wärmeversorgung. Der PVT-Kreislauf sowie der KW-Speicher sind mit einem Glykol/Wasser-Gemisch (33 % Glykol) gefüllt, um den Betrieb bis zu einer Fluidtemperatur von -15°C zu gewährleisten. Die Systemtrennung mittels Wärmeübertrager zwischen dem PVT-Kreislauf und dem KW-Speicher bewirkt, dass lediglich ein kleiner Anteil des Glykol/Wasser-Gemischs den erhöhten Temperaturen in den PVT-Kollektoren ausgesetzt ist und dabei eine erhöhte Belastung erfährt¹. Damit ein weiteres Abkühlen und damit das Risiko der Eisbildung im System zu verhindert werden kann, werden die beiden verbauten Heizstäbe mit 3 resp. 6 kW elektrischer Leistung dann zugeschaltet, wenn diese untere Grenztemperatur im KW-Speicher erreicht wird und zusätzlicher Wärmebedarf besteht. Weitere verwendete Einstellungen und Komponenten sind in Tabelle A1 und Tabelle A2 im Anhang beschrieben. Das Hydraulikschema für das Grundsystem ist in Abbildung 3 dargestellt.

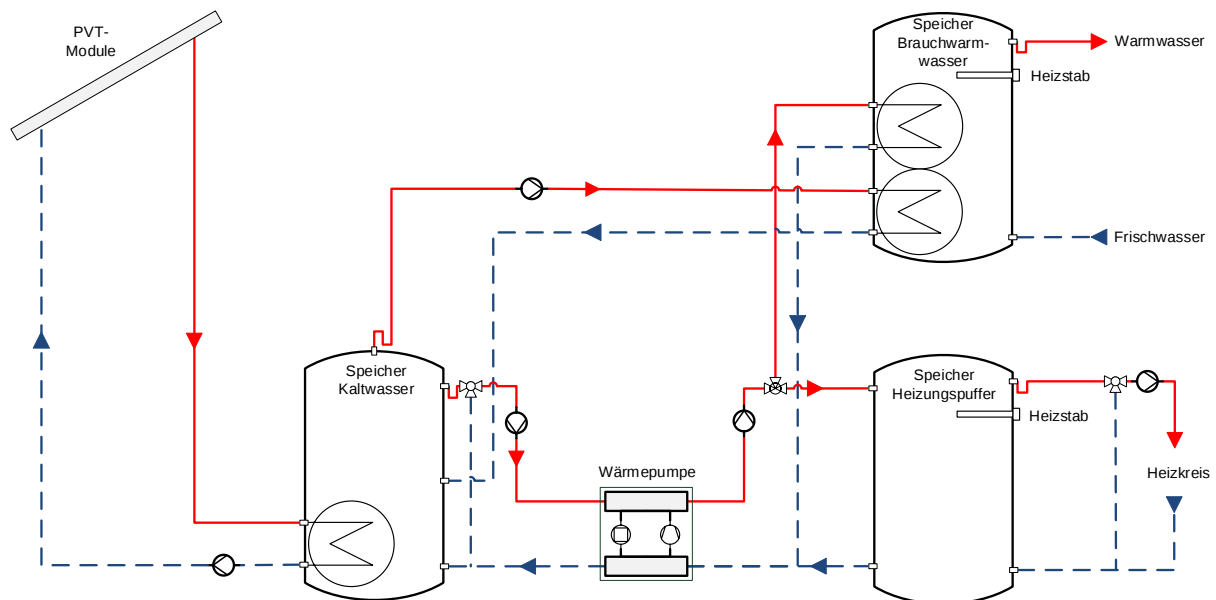


Abbildung 3: Hydraulikschema zum System L-Sol mit zwei warmseitigen Speichern für Heizung und Brauchwarmwasser.

2.1.2 Gebäudestandards (Heizenergiebedarf), Heizungssysteme und Wärmebedarf für Brauchwarmwasser

In den nachfolgenden Abschnitten wird beschrieben, wie bei der Modellierung des Gebäudes und des damit zusammenhängenden Energiebedarfs vorgegangen wurde. Für den Heizwärmebedarf wurden verschiedene Varianten untersucht, die Soll-Temperatur und der Brauchwarmwasserbedarf wurden nicht variiert.

Verwendetes Gebäudemodell in Polysun und Heizwärmebedarf

Für die Simulationen in Polysun wurde auf das vereinfachte quasi-dynamische Gebäudemodell zurückgegriffen. Dieses Modell lässt eine Gebäudebeschreibung auf Nutzenergieebene zu und verzichtet auf die Angabe detaillierter Verbrauchswerte. Dabei werden dynamische Gebäudeeigenschaften wie z.B. der Solarertrag mitberücksichtigt. Die Gebäudedefinition erfordert entsprechend zwei Eingabeparamete-

¹ In einem späteren Optimierungsschritt wurde die Notwendigkeit der Systemtrennung neu bewertet und entschieden, dass aufgrund der geringen Stagnationstemperaturen in den unabgedeckten PVT-Kollektoren auf die Systemtrennung verzichtet werden kann. Dies zugunsten einer geringeren Komplexität und einer grösseren Systemeffizienz (siehe Abschnitte 2.2.3 und 3.2.3).



ter, die Energieverluste (Transmissions- und Lüftungs- bzw. Infiltrationsverluste) und den Heizwärmebedarf. Als Wert für die Energieverluste wurde jeweils der zweifache Heizwärmebedarf der betrachteten Gebäudekategorie verwendet. Dies entspricht der von Polysun empfohlenen Vorgehensweise [8].

Bei der Festlegung der Gebäudestandards für die Systemsimulationen in der ersten Projektphase wurde von den Energiebedarfswerten «Zielwert», «Standardwert» und «Bestandswert» aus dem Merkblatt SIA 2024 [9] ausgegangen (siehe Tabelle 1).

	Spezifischer jährlicher Heizwärmebedarf (kWh/m ²)
Zielwert	17.2
Standardwert	28.8
Bestandswert	172.7

Tabelle 1: Ziel-, Standard- und Bestandswert zum Heizwärmebedarf von EFH nach SIA-Merkblatt 2024 [9].

Auf Grundlage dieser Werte wurden für die Simulationsanalyse in Phase 1 ein Neubau mit einem Heizwärmebedarf von 20 kWh/m² im Jahr und ein sanierter Altbau (II) mit einem Heizwärmebedarf von 100 kWh/m² im Jahr definiert. Für eine beheizte Fläche von 150 m² ergeben sich damit pro Jahr die Heizwärmebedarfe, die Tabelle 2 zu entnehmen sind. In der zweiten Projektphase lag der Fokus ausschliesslich auf sanierten EFH. Betrachtet wurde dabei jedoch ein höherer Sanierungsgrad der Gebäudehülle. Das besser gedämmte Gebäude (Altbau, saniert I) hatte einen spezifischen Heizwärmebedarf von 67 kWh/m²/a. Der Wechsel erfolgte zu Beginn der Phase 2.1.

	gesamter jährlicher Heizwärmebedarf (kWh)	spezifischer jährlicher Heizwärmebedarf (kWh/m ²)	Betrachtung in Projektphase
Neubau	3'000	20	1
Altbau, saniert I	10'000	67	2.1
Altbau, saniert II	15'000	100	1

Tabelle 2: Definition des Heizwärmebedarfs für die drei Gebäude in der Simulationsstudie.

Soll-Raumtemperatur und Heizsysteme

Die Soll-Raumtemperatur wurde jeweils auf 20 °C festgelegt. Eine Nachtabenkung ist in den Modellen nicht implementiert. Als Heizelement wurde während der Phase 1 eine Fussbodenheizung (VLT 40 °C) für Neubauten und Konvektoren (VLT 60 °C) für Altbauten eingesetzt. Mit dem Wechsel des Gebäudestandards erfolgten die Optimierungsuntersuchungen in Phase 2.1 ausschliesslich mit der Konvektorheizung. In Phase 2.2 wurden aufgrund von Rückmeldungen aus der Begleitgruppe nach den Systemoptimierungen wieder ein Fussbodenheizungssystem und ein Radiator-System mit reduzierten, praxisnäheren VLT von 35 °C resp. 55 °C betrachtet.

Wärmebedarf Brauchwarmwasser

Der Brauchwarmwasserbedarf wurde auf der Grundlage des einfachen Standards nach SIA 385/2 [10] mit einem Durchschnittsbedarf von 40 l pro Person und Tag und einer Warmwassertemperatur von 60 °C festgelegt. Bei einer Zapftemperatur von 50 °C, wie sie in der vorliegenden Arbeit Verwendung fand, entspricht dies rund 50 l/Tag. Für eine vierköpfige Familie ergibt sich entsprechend ein jährlicher Energiebedarf von 3'392 kWh für die Bereitstellung des Brauchwarmwassers. Anstelle eines Verbrauchsprofils wurde das standardmässig bereitgestellte Tagesprofil «Tagesspitzen» verwendet, wobei keine Abwesenheiten berücksichtigt wurden.



2.1.3 Verwendete Systemkomponenten

Die Simulationen wurden wo immer möglich mit den gleichen Komponenten durchgeführt, welche in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben sind. Wo Komponenten im Laufe des Projekts geändert wurden, ist dies im Text erwähnt und begründet.

Wärmepumpe für das Grundsystem

Wärmepumpen für haustechnische Systeme werden bei kleineren Standardanwendungen (z.B. Wärmepumpensysteme in EFH) vor allem nach ihrer Leistung an definierten Betriebspunkten ausgewählt. Sicherlich spielen auch mögliche Minimaltemperaturen eine Rolle. Zur optimalen Auslegung eines Systems müssten die auftretenden Primärkreis- und Sekundärkreis-Temperaturen möglichst genau abgeschätzt und eine Wärmepumpe mit optimal ausgelegten Komponenten (Wärmetauscher auf Primär- und Sekundärseite, Kompressor, Expansionsventil) ausgewählt werden. Bei dem Systemvergleich in Phase 1 wurde für alle Sole-Wasser-Wärmepumpensysteme (2-Sol, L-Sol und Eisspeicher) dieselbe Wärmepumpe verwendet. Zur Vergleichbarkeit mit dem LWWP-System wurden in Polysun Luft-Wasser-Wärmepumpen mit ähnlicher Leistung vom gleichen Hersteller ausgewählt. Eine genauere Betrachtung der Vergleichbarkeit findet sich in Abschnitt 3.5 des Jahresberichts 2018 [6] (Abschnitt 1.1 in Anhang 3 des vorliegenden Dokuments).

Die Systemsimulationen für das in Phase 1 betrachtete Grundsystem wurden mit einer Wärmepumpe des Typs «Vitocal 300-G, BG(S) 301.B13» durchgeführt. In einem ersten Optimierungsschritt wurde in Phase 2 unter anderem die Heizleistung der Wärmepumpe reduziert (vgl. Abschnitt 2.2.1) und auf das Modell «Vitocal 300-G, BG(S) 301.B10» gewechselt.

Thermische Speicher

Die verwendeten thermischen Speicher (12 Schichten) weisen sowohl am Mantel als auch am Deckel eine 100 mm und am Boden eine 80 mm starke Polyurethan-Dämmung ("PU hart" mit einer Wärmeleitfähigkeit von 0.03 W/mK) auf und verfügen über syphonierte Stützen (Anschlussverluste 2 W/K). Von der Syphonierung ausgenommen sind die Stützen in der untersten Speicherschicht. Neue Wärmespeicher sind besser isoliert, sodass die Wärmeverluste des Speichers bei den Simulationen eher überschätzt werden. Die eher geringe Isolation wurde gewählt, um auch Anwendungsfälle zu berücksichtigen, bei denen ein Heizungsersatz gemacht wird und der Heizungspuffer- und/oder der BWW-Speicher der alten Heizung beibehalten wird. Eine Vergleichssimulation für ein 10-MWh-Haus hatte gezeigt, dass die verschiedenen Dämmdicken (100 mm gegenüber 140 mm) zu einem Stromverbrauchsunterschied in der Grössenordnung von lediglich 25 kWh pro Jahr führen.

PVT-Kollektoren

Neben den originalen unverglasten PVT-Kollektoren "Meyer Burger Hybrid 270/900" wurden auch nachgerüstete Kollektoren in den Simulationen eingesetzt. Der Grund für den Einbezug nachgerüsteter Kollektoren ist der derzeit hohe Preis von im Handel verfügbaren PVT-Kollektoren. Nachgerüstete Kollektoren könnten auf der Kostenseite einen grossen Vorteil bieten. Das Modell der nachgerüsteten Kollektoren wurde auf der Grundlage des in Polysun implementierten PVT-Modells und Daten des PVT-Messstands (siehe Kapitel 2.1.7) erstellt.

Während Phase 1 wurde ein Anstellwinkel von 20 ° verwendet. Im ersten Begleitgruppentreffen und beim zwischen-Review mit dem Bundesamt für Energie (BFE) wurde beschlossen, dass der Fokus in der zweiten Projektphase auf sanierten EFH liegen soll. Aus diesem Grund erfolgte eine Änderung des bisherigen Anstellwinkels während dem ersten Teil der Projektphase 2.1 auf 30°. Dies bildet die Realität bei bestehenden EFH besser ab.



2.1.4 Vergleichssysteme

Um die Effizienz des Systems L-Sol beurteilen und einordnen zu können, wurde das System mit drei anderen gängigen Wärmepumpen-Systemen verglichen:

- LWWP-System
- 2-Sol, eine Kombination von Wärmepumpe, PVT-Kollektoren und (regenerierten) Erdwärmesonden
- Eisspeicher in Kombination mit Wärmepumpe und PVT-Kollektoren

Die Vergleichssysteme, die ebenfalls Solarwärme nutzen, enthalten wie L-Sol PVT-Kollektoren und keine typischen Solarthermie-Kollektoren. Das LWWP-System enthält eine PV-Anlage mit der gleichen installierten elektrischen Leistung wie die PVT-Anlagen der anderen Systeme.

Bezüglich des Systemaufbaus ist das L-Sol-System dem Eisspeicher-System am ähnlichsten. Anstelle eines Eisspeichers, der als saisonaler Speicher ausgelegt wird, ist bei L-Sol ein gewöhnlicher Wasserspeicher als Kurzzeitspeicher ins System integriert. Dieser ist mit demselben Glykol-Wasser-Gemisch gefüllt wie der PVT-Kreislauf. Auf die Ausnutzung der latenten Wärme beim Phasenübergang von flüssig zu fest wird im L-Sol-System zugunsten eines kleineren Speichervolumens verzichtet. Im Gegensatz zum Eisspeicher, der meist ausserhalb des Gebäudes eingegraben wird, soll der Speicher im System L-Sol im Heizungsraum Platz finden.

2-Sol ist ebenfalls ein System mit saisonalem Speicher. Hier fungieren die Erdwärmesonden bzw. das Erdreich um die Sonden herum als saisonaler Speicher, indem mit der PVT-Wärme im Sommer die Temperatur im Erdreich angehoben wird (bzw. auf den unbelasteten Zustand vor Nutzung der Sonden regeneriert). Auch hier sind gegenüber L-Sol höhere Quelltemperaturen im Winter und niedrigere Quelltemperaturen im Sommer zu erwarten.

Ein LWWP-System enthält keinen quellseitigen Speicher, sondern nutzt die aktuelle Aussentemperatur als Wärmequelle. Der Nachteil ist, dass im Winter sehr tiefe Quelltemperaturen auftreten können und an kalten, sonnigen Tagen der Energieeintrag aus der Sonnenstrahlung nicht direkt genutzt werden kann. Dies ist der zu erwartende Vorteil des Systems L-Sol gegenüber einem LWWP-System. Mit dem L-Sol-System kann die Sonneneinstrahlung, auch bei kalten Temperaturen im Winter, für das Heizungssystem genutzt werden.

Um die Kosten des Systems L-Sol zu senken, wurden am Ende von Phase 1 zudem auch Varianten mit unterschiedlicher Anzahl an PVT-Kollektoren oder nachgerüsteten Kollektoren eingesetzt. Damit trotzdem das gesamte Dach zur Erzeugung von erneuerbaren Energien genutzt werden kann, wurden die aus Kostengründen entfernten PVT-Kollektoren durch PV-Module ersetzt. Entsprechend wurden zusätzlich zum Grundsystem folgende Varianten den Vergleichssystemen gegenübergestellt:

- L-Sol kostenoptimiert: 20 PVT-Kollektoren und 10 PV-Module installiert
- L-Sol nachgerüstet: 30 nachgerüstete PVT-Kollektoren
- L-Sol Kombi: 20 nachgerüstete PVT-Kollektoren und 10 PV-Module

2.1.5 Definition zentraler Kenngrössen

Für die Vergleiche mit anderen Systemen sowie für die weitere Optimierung wurden Kenngrössen wie die Systemjahresarbeitszahl (SJAZ), der gesamte Stromverbrauch, der Netzbezug, die Netzaufwandszahl oder der Autarkiegrad verwendet. Einige dieser Grössen sind selbsterklärend, die anderen sind im Folgenden nach dem Polysun-Handbuch [8] definiert:

- **SJAZ:** Die Systemjahresarbeitszahl (SJAZ) ist definiert durch die jährlich von den Wärmeerzeugern an das Fluid abgegebene Wärme (ohne Solarthermie) geteilt durch den elektrischen Verbrauch der Wärmeerzeuger und dem parasitischen Verbrauch für Pumpen etc., jedoch nicht der Heizkreispumpe:



$$SJAZ = \frac{Q_{aux}}{E_{aux} + E_{par} - E_{par,Heizkreispumpe}}$$

Q_{aux} : Energie der Wärmeerzeuger an das Fluid

E_{aux} : Elektrische Energieaufnahme der Wärmeerzeuger

E_{par} : Hilfs- oder parasitische Energie (Pumpen)

$E_{par,Heizkreispumpe}$: Hilfs- oder parasitische Energie der Heizkreispumpe

- **Gesamter Stromverbrauch:** Unter dem gesamten Stromverbrauch ist der Stromverbrauch sämtlicher Wärmeerzeuger und Pumpen zusammengefasst, inklusive der Pumpen für den Heizkreis. Beinhaltet die Simulation ein elektrisches Haushaltsverbrauchsprofil, so fließt auch dieses in den Gesamtverbrauch ein.
- **Netzaufwandzahl:** Die Netzaufwandzahl berechnet sich aus dem Verhältnis des vom Netz bezogenen Stroms und des insgesamt (im Heizungssystem, inkl. Pumpenstrom) verbrauchten Stroms. Je tiefer diese Kennzahl ist, umso mehr von der PV-Anlage produzierter Strom wird vom Heizungssystem direkt verbraucht.
- **Autarkiegrad:** Der Autarkiegrad berechnet sich aus dem Verhältnis des Eigenverbrauchs zum gesamten Stromverbrauch.

2.1.6 Standortvergleiche

In der ersten Projektphase wurde das System L-Sol für zwei Standorte getestet: Rapperswil im Schweizer Mittelland und das etwas wärmere und sonnigere Locarno im Tessin. Für diese Standortvergleiche wurde das Gebäude anders definiert als für die anderen Simulationen. Würde man das Gebäude an verschiedenen Standorten rein über den jährlichen Heizwärmebedarf definieren, so bestünde das Problem, dass man am warmen Standort ein deutlich schlechter isoliertes Gebäude betrachten würde als am kälteren Standort. Aus diesem Grund wurde für den Standortvergleich ein Neubau-Gebäude aus dem Polysun-Standard-Katalog ausgewählt.

In der zweiten Projektphase wurden zur Erstellung der Dimensionierungsrichtlinien verschiedene weitere Standorte betrachtet. Eine genauere Beschreibung des Vorgehens und der Standort-Auswahl findet sich in Abschnitt 2.3.1.

2.1.7 PVT-Messstand

Begleitend wurden während des Projektes Messungen am PVT-Messstand aufgenommen und Daten des Betriebs seit 2016 analysiert. Der Messstand besteht aus zwei Kollektorfeldern mit je zwei PVT-Kollektoren, einem thermischen Speicher (inkl. elektrischem Heizstab), einer Wärmepumpe und einem Aussenluft-Rückkühler zur Abgabe überschüssiger Wärme (siehe Abbildung 4). Gemessen wurden Vor- und Rücklauftemperaturen, Fluid-Durchsatz beider Kollektorfelder, Aussentemperatur, Globalstrahlung in Kollektorebene, langwellige Abstrahlung in Kollektorebene sowie Wetterdaten wie Wind, Feuchte und Temperatur über eine kleine Klimastation. Ausserdem wurde der elektrische Ertrag der Kollektoren gemessen.

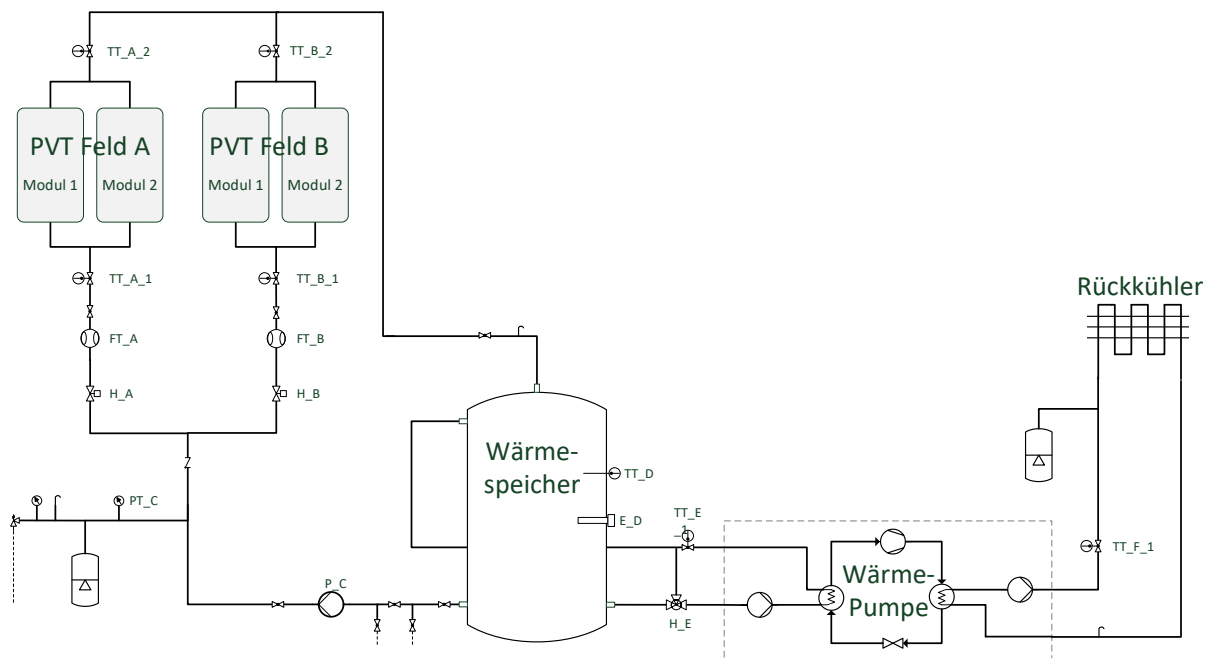


Abbildung 4: Schema des PVT-Messstandes. Im Wärmespeicher wird die thermische Energie aus den PVT-Kollektoren gespeichert. Die Wärmepumpe kann in beide Richtungen betrieben, also zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden. Damit ist es möglich, entweder eine bestimmte Last zu simulieren oder die Speichertemperatur und damit die VLT der PVT-Kollektoren konstant zu halten. Die beiden Kollektorfelder werden einzeln gemessen und sind vom Versuchsaufbau her identisch, sodass direkte Vergleiche angestellt werden können.

Zusätzlich zu originalen, auf dem Markt vorhandenen PVT-Kollektoren, wurden auch die Nachgerüsteten im direkten Vergleich zu den Originalen am PVT-Messstand gemessen. Der Vorteil des direkten Vergleichs sind die identischen Bedingungen. Es wurde untersucht, wie sich die nachgerüsteten in ihrer thermischen Leistung von originalen PVT-Kollektoren unterscheiden. Dies bietet eine Entscheidungsgrundlage, ob nachgerüstete PVT-Kollektoren in einem System wie L-Sol eine mögliche Alternative darstellen. Eine genauere Beschreibung des Nachrüstens und der Messungen findet sich im Abschnitt 3.6 des Jahresberichts 2018 [6] (Abschnitt 1.2 in Anhang 3 des vorliegenden Dokuments).

2.1.8 Ökonomische Bewertung und Nutzwertanalyse

Um die Heizungssysteme ökonomisch zu bewerten, wurden sowohl statische als auch dynamische Berechnungsvarianten verwendet. Beim statischen Verfahren wird nicht berücksichtigt, zu welchem Zeitpunkt die Kosten und Einnahmen anfallen. Die verwendete Kapitalwertmethode entspricht dem Gewinn resp. Verlust nach 20 Jahren Betrieb des Heizungssystems. Bei der dynamischen Berechnung mittels Nettobarwert werden Einnahmen und Ausgaben, welche zu einem späteren Zeitpunkt getätigt werden, mit einem internen Zinssatz (Annahme: 3 %) abgezinst. Wie der Kapitalwert zeigt der Nettobarwert den Gewinn resp. Verlust der Heizungssysteme nach 20 Jahren. Die Annuitätenmethode ist ebenfalls eine dynamische Berechnungsart. Sie zeigt wie hoch die jährlichen Zahlungen für das System wären, wenn dieses konstant über die Nutzungsdauer der Komponenten abbezahlt würde.

Um neben ökonomischen Aspekten weitere zu bewerten, wurde eine Nutzwertanalyse durchgeführt. Die Nutzwertanalyse wird verwendet, um unterschiedliche Systeme mit vielen Vor- und Nachteilen zu vergleichen und eine Rangierung der Systeme vorzunehmen. Dazu werden in einem ersten Schritt Hauptkategorien definiert, welche die wichtigsten Eigenschaften der Systeme beinhalten. Diese Kategorien waren im vorliegenden Fall die Ökologie für Umweltaspekte, die Ökonomie für wirtschaftliche Aspekte sowie technische Aspekte, welche die Systeme gegenseitig unterscheiden. Weiter sind die



Hauptkategorien in Unterkategorien aufgeschlüsselt, welchen ein Nutzwert zugewiesen wird. Der Nutzwert liegt zwischen null und eins und zeigt an, wie gut das jeweilige System die Anforderungen der jeweiligen Unterkategorie erfüllt.

Durch die Gewichtung der Haupt- und Unterkategorien kann individuell bestimmt werden, wie stark einzelne Kategorien das Resultat beeinflussen sollen. Die gewichteten Nutzwerte werden danach aufsummiert, um eine Rangfolge der verschiedenen Systeme zu erhalten. Das System mit den meisten Punkten erfüllt die gewünschten Anforderungen an das Heizsystem am besten.

Die durchgeführte Nutzwertanalyse enthielt folgende Unterkriterien:

Stromverbrauch: Der Stromverbrauch der verschiedenen Heizsysteme wurde als ökologisches Kriterium verwendet. Je tiefer der Stromverbrauch ist, desto geringer sind die negativen ökologischen Auswirkungen in der Betriebsphase des Heizsystems.

Stromproduktion: Die Stromproduktion wurde ebenfalls als ökologisches Kriterium verwendet. Je höher die Stromproduktion, desto weniger Strom aus nicht erneuerbaren Quellen wird benötigt um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken.

Investitionskosten: Die Investitionskosten wurden als ökonomisches Kriterium eingeschlossen, da die am Anfang entstehenden Kosten beim Ersatz eines Heizsystems oft als Grundlage herangezogen werden, um zwischen verschiedenen Systemen entscheiden zu können.

Kapitalwert (statisch): Der Kapitalwert wurde als ökonomisches Kriterium verwendet, um eine Gesamtbetrachtung aller Kosten und Einnahmen über 20 Jahre in die Bewertung einfließen zu lassen.

Annuität (dynamisch): Die über 20 Jahre aufsummierte Annuität wurde ebenfalls als ökonomisches Kriterium verwendet. Da in der Summe der Annuitäten auch der Restwert von langlebigen Anlagenkomponenten berücksichtigt wird, wurde die Annuität dem Nettobarwert vorgezogen.

Geräuschemissionen: Geräuschemissionen können störend sein und zu Konflikten mit Nachbarn führen, weswegen sie in der Nutzwertanalyse unter den technischen Aspekten bewertet wurden.

Bewilligungsverfahren: Nicht jedes System ist an allen Standorten möglich, einige setzen eine Bewilligung voraus. Diese Einschränkung floss in die Bewertung der technischen Aspekte ein.

Platzbedarf: Der benötigte Platz für das Heizsystem ist ein wichtiger Faktor, da dieser je nach Gebäude und Lage beschränkt sein kann.

Die Gewichtung der Haupt- und Unterkategorien ist in Abbildung 5 gezeigt. Der Stromverbrauch wurde deutlich höher gewichtet als die Stromproduktion. Dies Aufgrund der Tatsache, dass der Stromverbrauch oft in Zeiten anfällt, in denen erneuerbarer Strom in der Schweiz knapp ist. Dies ist vor allem im Winter der Fall. Die Stromproduktion fällt dann an, wenn die Sonne scheint und somit dann, wenn im Schweizer Energiesystem tendenziell mehr erneuerbarer Strom zur Verfügung steht.



	Gewichtung		Gewichtung
Ökologie	33 %	Stromverbrauch	75 %
		Stromproduktion	25 %
Ökonomie	33 %	Investitionskosten	33 %
		Kapitalwert nach 20 Jahren	33 %
		Annuität nach 20 Jahren	33 %
Technische Aspekte	33%	Geräuschemissionen	33 %
		Bewilligungsverfahren	33 %
		Platzbedarf	33 %

Abbildung 5: Gewichtung der drei Hauptkriterien und der Unterkriterien für die Nutzwertanalyse.

2.2 Phase 2.1: Optimierung des Systems

Das in Phase 1 erarbeitete und in Kapitel 2.1 beschriebene System wurde in Phase 2.1 in mehreren Schritten hinsichtlich der Systemeffizienz, des Netzbezuges sowie der Systemgrösse und -komplexität optimiert. Zu Beginn von Phase 2 erfolgte ein Versions-Update von Polysun von 10.2 auf 11.0 (Version 11.0.15.27801) und damit verbunden auch eine Umstellung von MeteoNorm 6.0 auf 7.2, um die Aktualität der Wetterdaten zu gewährleisten. Die Änderungen bei den Wetterdaten flossen entsprechend im ersten Schritt der Phase 2 ein.

Die Optimierung des Systems lässt sich grob in drei Schritte unterteilen, welche je in einem separaten Unterkapitel beschrieben sind. In einem ersten Schritt wurden anhand von Parameterstudien die Dimensionierung der Systemkomponenten verbessert, der Einsatz eines Kombi-Speichers anstelle von zwei einzelnen Speichern auf der Sekundärseite geprüft und die Steuerungsbedingungen angepasst (Kapitel 2.2.1). Ein Kombispeicher anstelle von zwei einzelnen Speichern für Heizung und Brauchwarmwasser wurde eingeführt, um den Platzbedarf zu reduzieren. Bei vergleichsweise hohen VLT für die Heizung (Radiatoren) ist eine Kombination beider Speicher wegen der ähnlichen Temperaturniveaus von Heizung und Warmwasser relativ unkritisch. Bei Betrachtung einer Fussbodenheizung mit sehr geringen VLT muss eine gute Schichtung der Temperatur im Speicher sichergestellt sein. In den Simulationen ist diese gegeben, für eine Umsetzung in der Praxis ist Erfahrung erforderlich.

Auf dieser Grundlage erfolgte eine Potenzialbestimmung zur Reduktion des Netzbezuges durch gezieltes Überhitzen der warmseitigen Speicher (Kapitel 2.2.2) sowohl für die Zwei-Speicher- als auch für die Kombi-Variante. Ergänzend dazu wurde der Effekt einer nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers untersucht. In einem letzten Schritt wurde in Kapitel 2.2.3 die effizienteste Systemvariante so weit wie möglich reduziert, um den Einsatz auch bei geringen Platzverhältnissen zu gewährleisten und eine möglichst einfache Installation zu ermöglichen.

Weiter erfolgte eine Betrachtung des Einflusses einer elektrischen Batterie auf den Netzbezug und den Eigenverbrauch (Abschnitt 2.2.5), sowie eine Option zum passiven Kühlen (Kapitel 2.2.6).



2.2.1 Optimierung der Hydraulik und der Steuerung in Bezug auf die Systemeffizienz

Ziel des ersten Schrittes in der Optimierungsphase war eine Erhöhung der Systemeffizienz durch eine verbesserte Dimensionierung der Systemkomponenten und die Optimierung der einzelnen Steuerungen. Dazu wurden entsprechende Parameterstudien sowohl für die Variante mit zwei sekundärseitigen Speichern (Abbildung 3) als auch für eine, in Abbildung 6 dargestellte, neue Variante mit nur einem sekundärseitigen Speicher durchgeführt.

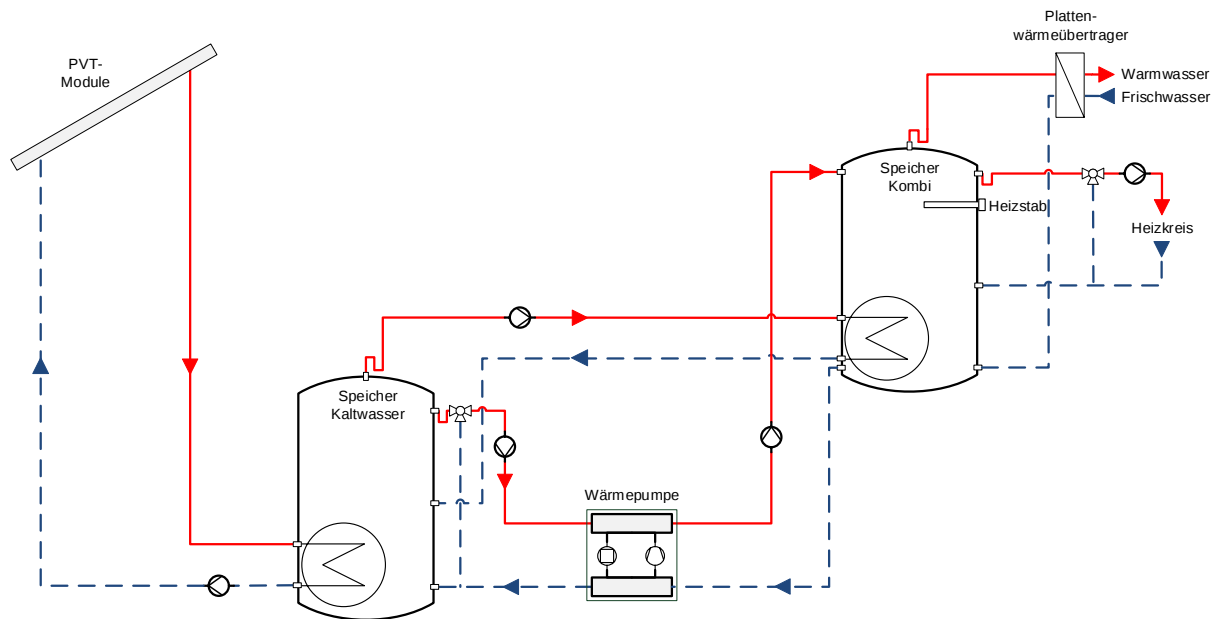


Abbildung 6: Hydraulikschema zum System L-Sol mit einem Kombi-Speicher und Brauchwarmwasser-Bereitstellung über eine Frischwasserstation.

Folgend sind die betrachteten Massnahmen aufgeführt:

Komponenten und Steuerungsart

- Anpassung der Wendelwärmeübertrager- und Speichergrossen (sekundärseitig)
- Einführung einer Hysterese für die Wärmepumpe und die Heizstäbe bei $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Änderung der Messschicht für die Einschalttemperatur zur Brauchwarmwasserbereitung
- Reduktion der Heizleistung der Wärmepumpe (von 13 auf 10 kW)

Steuergrössen

- Anpassung der Hysteresebedingungen im PVT- und Vorerwärmungs-Kreislauf
- Anpassung des spezifischen Durchsatzes im PVT- und Vorerwärmungs-Kreislauf

Tabelle A1 und Tabelle A2 im Anhang geben einen Überblick über die geänderten Einstellungen nach der Systemoptimierung zu Beginn der zweiten Phase. Diese wurden für alle weiteren Untersuchungen verwendet, sofern nichts anderes angegeben wird.

2.2.2 Systemoptimierung zur Senkung des Netzbezuges – Überhitzen und nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers

Für die Erreichung der Klimaziele werden erneuerbare Energiequellen einen grösseren Anteil der schweizerischen Stromproduktion ausmachen müssen. Gerade Photovoltaik und Windenergie liefern



jedoch nicht konstant Strom, sondern sehr unregelmässig und kaum regulierbar. Neben der Speicherung von Überschüssen wird ein netzdienlicher Strombezug zukünftig von immer grösserer Bedeutung sein.

Heizungssysteme mit Wärmepumpe und Pufferspeicher bieten die Möglichkeit, überschüssigen Strom zu nutzen und in Form von thermischer Energie zwischenspeichern. Für erweiterte Möglichkeiten bei der Steuerung der Wärmepumpe werden bereits heute Modelle mit zusätzlichen Steuerungseingängen zur Verfügung gestellt (SG-Ready Label). Damit kann die Wärmepumpe nicht nur rein nach dem thermischen Bedarf des Gebäudes gezielt ein- oder ausgeschaltet werden, sondern auch zu netzdienlichen Zeiten. Gemäss der Beschreibung zu SG-Ready sind folgende Betriebszustände üblich [11]:

- **Betriebszustand 1:** Durch Energieversorgungsunternehmen vorgeschriebene Sperrzeit
- **Betriebszustand 2:** Normalbetrieb
- **Betriebszustand 3:** In diesem Betriebszustand läuft die Wärmepumpe innerhalb des Reglers im verstärkten Betrieb für Raumheizung und Warmwasserbereitung.
- **Betriebszustand 4:** Definitiver Anlaufbefehl mit der Möglichkeit veränderter Sollwerte, insofern dieser im Rahmen der Regeleinstellungen möglich ist.

Die zusätzlichen Steuerungseingänge 3 und 4 lassen sich in Verbindung mit eigenproduziertem PV-Strom auch zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und damit zur Verringerung des Netzbezuges nutzen. Dazu wird der Normalzustand der Wärmepumpe, der durch eine bedarfsgeregelte Standard-Steuerung definiert wird, übersteuert, um bei einem Überschuss an PV-Strom die Wärmepumpe gezielt einzuschalten. Der Normalzustand kann nur übersteuert werden, wenn die Komfortbedingungen nicht verletzt werden und der Speicher eine definierte Temperaturgrenze noch nicht erreicht hat.

Während der Betriebszustand 3 in den Simulationen dazu verwendet wird, eine nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers für den Heizungspufferspeicher umzusetzen, wird der Betriebszustand 4 für das Überhitzen der warmseitigen Speicher verwendet, falls ausreichend Strom aus der PVT-Anlage vorhanden ist. Die dazu notwendige Steuerung wurde in Matlab R2018a programmiert und per Plugin-Schnittstelle mit Polysun verbunden. Auch für die nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers wurde die Matlab-Plugin Steuerungsschnittstelle verwendet.

Überhitzen für einen tieferen Netzbezug

Für den Ein- und Ausschaltbefehl zum Überhitzen wurde ein Grenzwert F resp. G (siehe folgende Formel) in Bezug auf die Netzeinspeisung festgelegt. Liegt die Netzeinspeisung über dem Grenzwert F, wird die Wärmepumpe forciert eingeschaltet. Anschliessend läuft die Wärmepumpe so lange, bis eine Grenztemperatur im Speicher erreicht wird oder die Einspeiseleistung unter den Grenzwert G sinkt.

$$F \text{ und } G = \frac{P_{PV} - P_{\text{Verbraucherprofil}}}{P_{\text{Nenn,WP}}}$$

Solange die Einschaltbedingung zum Überhitzen erfüllt ist, wird die Speichertemperatur zwischen der ursprünglichen Zieltemperatur (55 °C für das Brauchwarmwasser und 65 °C für das Heizwarmwasser) und der Grenztemperatur beim Überhitzen gehalten. Die Temperatur im Warmwasser-Speicher ist beim Überhitzen auf 65 °C begrenzt, im Heizungspuffer-Speicher liegt die Grenztemperatur bei 70 °C.

Für die Grenzwerte F (0.8, 1.0, 1.2 und 1.4) und G (0.1, 0.3, 0.5, und 0.7) wurden jeweils sämtliche Kombinationen für unterschiedliche Speichergrössen und deren Kombinationen simuliert. Primärseitig wurden Speichergrössen von 2'000, 1'500 und 1'000 l betrachtet. Sekundärseitig erfolgte jeweils eine Steigerung um 200 l solange sich damit der Netzbezug reduzieren liess oder der gesamte Stromverbrauch nicht um mehr als 5 % anstieg.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers für eine bessere Systemeffizienz

Eine weitere Möglichkeit den Netzbezug zu reduzieren besteht in der Einführung einer nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers. Damit wird der Betrieb der Wärmepumpe in jene Tageszeit verschoben, welche solare Einstrahlung und höhere Umgebungstemperaturen erwarten lässt als wäh-

rend der Nacht resp. den frühen Morgenstunden. Das Prinzip der nächtlichen Betriebssperre ist in Abbildung 7 exemplarisch dargestellt. Während der nächtlichen Beladungssperre wird der Heizpuffer-Speicher bis auf 30 °C abgekühlt. Dies bedeutet, dass zusätzlich zur Verschiebung des Heizbetriebes in eine thermisch günstigere Tageszeit auch mehr Wärme während dieser Zeit erzeugt werden muss. Damit verlängert sich die Betriebszeit für die Heizung der thermisch günstigeren Tageszeit. Sollte das Gebäude in der Nacht zu stark abkühlen (Raumtemperatur unter 20 °C), wird die nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers übergangen und die Wärmepumpe in den Normalbetrieb versetzt.

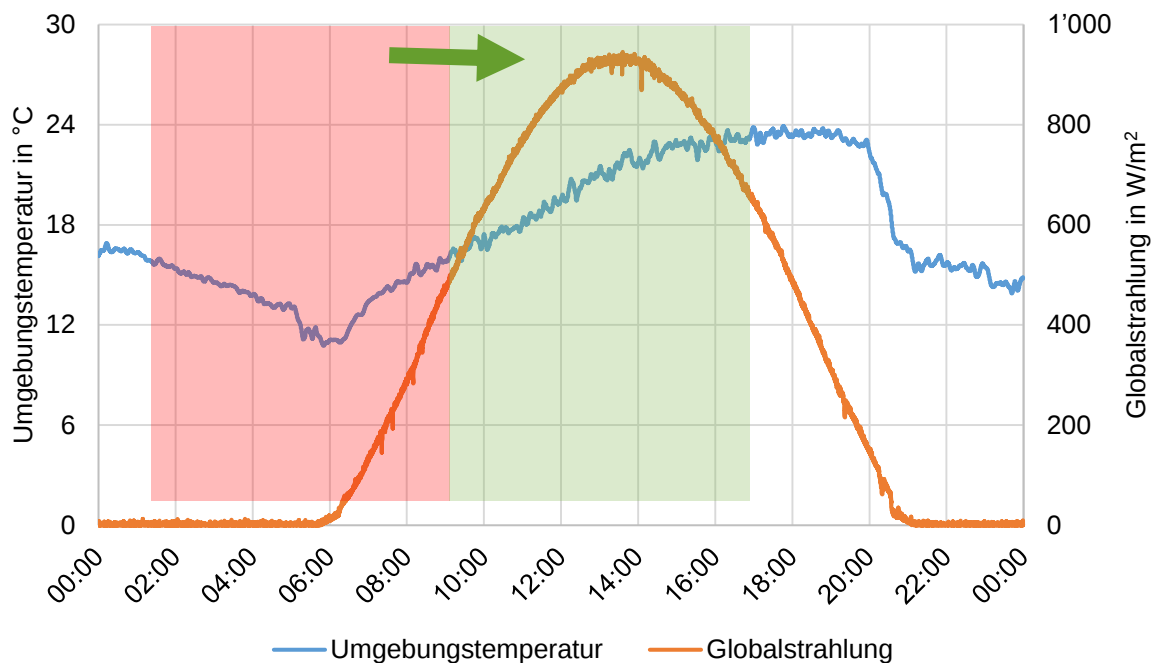


Abbildung 7: Veranschaulichung der nächtlichen Betriebssperre für die Beladung des Heizpuffer-Speichers. Während dem Tag führen höhere Temperaturen und möglicherweise zusätzlich direkte Einstrahlung zu einem effizienteren Betrieb der Wärmepumpe als dies während der Zeit der nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers (rot) der Fall wäre.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpufferspeichers unter Berücksichtigung der Wettervorhersage

Es wurde untersucht, ob mit einer Berücksichtigung der Wettervorhersage die oben beschriebene nächtliche Beladungssperre des Heizpufferspeichers optimiert werden kann. Da das L-Sol-System Wärme sowohl aus der Einstrahlung als auch aus der Umgebungsluft gewinnen kann, wurden diese beiden Wetterangaben berücksichtigt. Mit dem Matlab-Plugin wurde eine Steuerung programmiert, welche zu Beginn jeder Nacht prüft, ob die Aussentemperatur und die solare Einstrahlung am nächsten Tag über definierten Schwellwerten liegt. Nur wenn mindestens eines dieser Kriterien erfüllt ist, wird die Beladungssperre aktiviert. Für die Aussentemperatur wurde als Schwellwert eine Tagesdurchschnittstemperatur von mindestens 5 °C, gemessen zwischen 07:00 und 19:00 Uhr, definiert. Der Schwellwert bei der Einstrahlung wurde definiert als mindestens 1 kWh/m² Globalstrahlung in die ungeneigte Fläche über den ganzen Tag summiert. Als Wetterdaten werden dieselben Daten verwendet, die Polysun als reale Wetterdaten verwendet. Es handelt sich somit um eine ideale Wetterprognose. Analog der oben beschriebenen nächtlichen Beladungssperre ohne Wetterprognose wird der Heizpufferspeicher nur bis 30 °C in der obersten Schicht entladen, danach wird die Heizkreispumpe abgestellt um zu verhindern, dass nur noch «kaltes Wasser im Kreis gepumpt» wird, ohne das Gebäude zu heizen. Im Unterschied zur Version ohne Wettervorhersage gibt es bei dieser Variante keinen «Fail-Safe-Mechanismus», der bei Unterschreiten der Soll-Gebäudetemperatur die Beladungssperre deaktiviert.



2.2.3 Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix

In der ersten und zu Beginn der zweiten Projektphase bestand im KW-Speicher eine Systemtrennung durch einen Wärmeübertrager zwischen der PVT-Anlage und dem KW-Speicher. Wird diese Systemtrennung weggelassen (wie in Abbildung 8 dargestellt), also der Wärmeübertrager im Speicher entfernt und das im Speicher enthaltene Fluid selbst durch die PVT-Anlage gepumpt, so verbessert sich die Wärmeübertragung zwischen PVT-Anlage und Speicher (keine Temperaturdifferenz erforderlich). Zudem lässt sich mehr Umgebungswärme gewinnen, indem quasi direkt auf die PVT-Anlage gefahren werden kann. Der Vorteil einer Systemtrennung, dass weniger Volumen des Glykol-Wasser-Gemischs während der Stagnation von hohen Temperaturen betroffen und damit einer Belastung ausgesetzt wird, ist im vorliegenden Fall irrelevant. Im Gegensatz zu abgedeckten PVT-Kollektoren erreichen die für das L-Sol System einzusetzenden unabgedeckten PVT-Kollektoren Stagnationstemperaturen von lediglich rund 80 °C [12], [13], ähnlich wie schlecht hinterlüftete PV-Module. Damit wird die Cracking-Temperatur der meisten Glykole nicht erreicht. Diese liegt im Bereich von 140 bis 160 °C [14]. Im Fall des L-Sol Systems sind somit keine negativen Effekte aufgrund einer fehlenden Systemtrennung zu erwarten.

Für den Normalbetrieb entsprechen die Steuergrößen und -bedingungen weitgehend jenen der bisherigen Modelle (siehe Tabelle A1 und Tabelle A2). Einzig die Messschicht für die Ausschalttemperatur wurde dank dem Wegfall des Wendelwärmeübertragers um zwei Schichten (neu Schicht 3 statt 5 von 12) nach unten verschoben, wodurch das zu erwärmende Volumen vergrößert wurde. Zusätzlich wurde ein zweiter Betriebszustand definiert, damit das Potenzial der quasi direkten Verbindung von der Wärmepumpe zu den PVT-Kollektoren erschlossen werden kann. Dieser Betriebszustand wird aktiviert, wenn die folgenden Bedingungen eintreten: Die Wärmepumpe wird aktiviert und die Temperatur im Kaltwasser-Speicher plus Einschalttemperaturdifferenz liegt unter jener der Austrittstemperatur des Kollektorfeldes. Ohne den zweiten Betriebszustand wäre der PVT-Kreislauf unter diesen Bedingungen inaktiv. Solange der Status der Wärmepumpe aktiv ist, wird der PVT-Kreislauf auch bei Erreichen der temperaturbezogenen Ausschaltbedingung nicht ausgeschaltet.

Neben den energetischen Auswirkungen der so angepassten Hydraulik, im Vergleich zur bis dahin verwendeten, wurde auch der Effekt eines variierten spezifischen Durchsatzes im PVT-Kreislauf untersucht.

Aus Sicht der Systemkomplexität erfolgte auch ein Überdenken der Notwendigkeit des Warmwasser-Vorerwärmungskreislaufes und eine Untersuchung bezüglich der Systemeffizienz ohne einen solchen Kreislauf. Durch das Entfernen des Kreislaufes können insbesondere während den Sommermonaten höhere Temperaturen im KW-Speicher erreicht werden, wodurch ein effizienterer Betrieb der Wärmepumpe gewährleistet wird. Dieser Effekt kann den Wegfall der über diesen Kreislauf direkt übertragene Wärme in den warmen Speicher zumindest teilweise kompensieren.

Im Hinblick auf die Erstellung der Dimensionierungsmatrix wurde die Praxistauglichkeit höher gewichtet als die Effizienzoptimierung. Aufgrund des Einwandes der Begleitgruppe, dass in den meisten Fällen eine Installation eines 2'000-l-Speichers in bestehenden EFH aufgrund der Abmessungen ein Problem darstellen würde, wurde das Volumen des KW-Speichers von 2'000 auf 1'000 l reduziert.

Weil die Dimensionierungsmatrix sowohl für eine Radiator- als auch eine Fussbodenheizung erstellt wurde, erfolgte eine Anpassung an der Anschlusshöhe der Wärmepumpe und der Entnahmehöhe für den Heizkreislauf am Kombi-Speicher. Diese befinden sich nun nicht mehr in der obersten von 12 Speicherschichten, sondern in Schicht 9. Der elektrische Heizstab wurde in die Mitte des Speichers verschoben. Damit kann das System sowohl für Radiatoren- als auch Fussbodenheizungen eingesetzt werden.

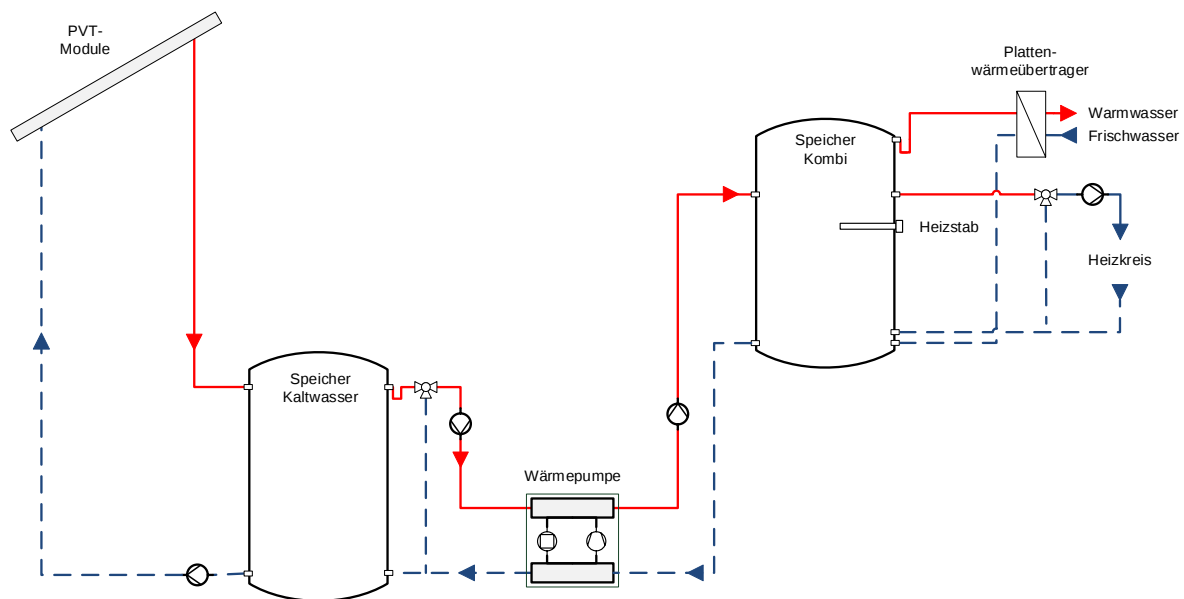


Abbildung 8 Hydraulikschema zum reduzierten System L-Sol ohne Systemtrennung zum PVT-Kreislauf.

2.2.4 Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem

Die in Phase 1 gemachten Systemvergleiche dienten der groben Einordnung des ursprünglichen L-Sol-Konzepts gegenüber verschiedenen Vergleichssystemen. Um eine Vorstellung zu erhalten, wie sich das L-Sol-System nach den Optimierungsschritten der Phase 2.1 im Vergleich mit einem LWWP-System verhält, wurde das oben beschriebene finale Modell (mit Standard-Steuerung) erneut einem LWWP-System kombiniert mit PV gegenübergestellt. Für den Vergleich wurde das gleiche 10-MWh-Gebäude wie für alle Simulationen in Phase 2, jedoch mit einer Fussbodenheizung mit 35 °C VLT, gewählt. Als Vergleichssystem mit LWWP diente eine angepasste Version der Polysun-Vorlage 16a «Raumheizung». Diese Vorlage wurde gewählt, da sie einen Kombispeicher enthält, wie das finale L-Sol-Modell auch. An der Vorlage wurden folgende Anpassungen vorgenommen:

- Gleiches Gebäude, gleicher Warmwasserbedarf und gleiche Vorlauftemperaturen wie beim L-Sol-System.
- Erhöhung der Dicke der Speicherdämmung auf die in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Werte
- Ersatz der 15-kW-Wärmepumpe durch eine Wärmepumpe des Typs «Vitocal 300-A AWO-AC 301.B11» mit einer Nennleistung von 11 kW für eine möglichst grosse Ähnlichkeit zu der bei L-Sol verwendeten 10-kW-Wärmepumpe.
- Hinzufügen von 30 PV-Modulen des Typs «Sky 270 Mono». Diese Module wurden bereits in Phase 1 für das LWWP-System mit PV verwendet. Sie haben die gleiche elektrische Leistung wie die PVT-Module des L-Sol-Modells.

2.2.5 Batteriespeicher zur Verbesserung des Autarkiegrades

Um die Auswirkung eines Batteriespeichers auf den Autarkiegrad abzuschätzen, wurde zusätzlich ein System mit einem Batteriespeicher untersucht. Am Heizungssystem selbst wurde dabei nichts verändert. Der verwendete Batteriespeicher hat eine Speicherkapazität von 10 kWh, welche nach der in [15] vorgeschlagenen Dimensionierungsmethode ermittelt wurde. Für eine realistischere Abbildung des Autarkiegrades wurde dem Polysun-Modell ein Haushaltsstrom-Verbrauchsprofil hinzugefügt. Es wurde



das Profil «15 min Lastprofil H63: Familie mit 2 Kindern, ein Elternteil berufstätig» aus dem Polysun-Katalog gewählt.

2.2.6 Passives Kühlen

Heute ist es in der Schweiz nicht üblich, eine Kühloption für EFH zu planen. Durch den Klimawandel wird der Kühlbedarf in der Schweiz in den kommenden Jahren immer mehr zunehmen. Ohne systematische Verschattung und nächtlicher Auskühlung der Gebäude werden Komfortanforderungen nicht mehr zu erfüllen sein [16].

Aus diesem Grund wurde für das System L-Sol überprüft, ob das Zuschalten einer passiven Gebäudekühlung im Sommer möglich ist. Es wurde ausschliesslich eine passive Kühlung berücksichtigt, wobei der KW-Speicher und die PVT-Anlage genutzt werden, um dem Gebäude über die gewöhnliche Heizung Wärme zu entziehen. Auf Grund der hohen erforderlichen Temperaturdifferenz im Falle von Radiatoren wurden diese Systeme nicht berücksichtigt. Zu hohe Temperaturunterschiede würden zur Bildung von Kondenswasser und Wasserschäden führen. Gemäss Empfehlungen zur Vermeidung von Kondensatbildung auf gekühlten Fussbodenoberflächen [17] ist dies bei geringen Temperaturdifferenzen von 2 bis 6 K zwischen Kühlsystem und Raumtemperatur beim Vorhandensein einer mechanischen Lüftung nicht zu erwarten. Weil die Luftfeuchtigkeit in Gebäuden ohne mechanische Lüftung mit Wärmerückgewinnung höher liegt und aufgrund der Abhängigkeit von der Luftwechselrate volatiler sein dürfte, wurde für die Untersuchung am L-Sol-System eine Temperaturdifferenz von 2 K verwendet. Damit sollte die Oberflächentemperatur des Fussbodens maximal 2 K unter der Raumtemperatur liegen. Dies minimiert die Wahrscheinlichkeit von Kondensation, gleichzeitig wird jedoch auch die Entzugsgeschwindigkeit reduziert. Im Hinblick auf die begrenzte Kapazität im KW-Speicher ist dies nicht per se nachteilig. Der primärseitige Speicher wird weniger schnell erwärmt, wodurch eine kontinuierliche Kühlung ermöglicht wird.

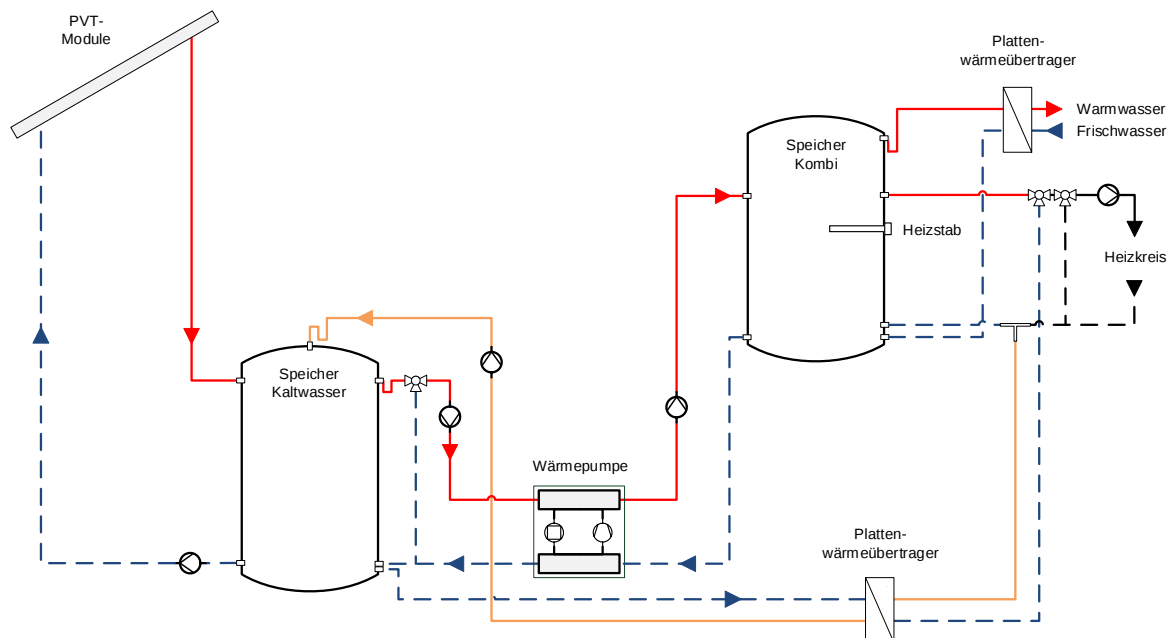


Abbildung 9: Hydraulikschema des Systems L-Sol mit passiver Kühlung. Ein zusätzlicher Wärmetauscher zwischen kaltem Speicher und Heizkreis wurde eingebaut um das Gebäude an warmen Tagen zu kühlen.

Das in den bisherigen Simulationen verwendete einfache Gebäudemodell hat den Nachteil, dass das Gebäude weniger exakt abgebildet wird als bei anderen Optionen und die direkten solaren Wärmeein-



träge sowie der Kühlbedarf des Gebäudes ungenau abgebildet sind. Dadurch steigt die Raumtemperatur in den bisherigen Simulationen während der Sommermonate kaum über 20 °C. Wird ein anderes quasidynamisches Gebäudemodell («Einfamilienhaus, normales Gebäude») mit einem durchschnittlichen U-Wert der Gebäudehülle von 0.3 W/Km² verwendet, erhält man realistischere sommerliche Gebäudetemperaturen. Der U-Wert wurde iterativ bestimmt, um einen ähnlichen jährlichen Heizwärmebedarf wie beim einfachen Gebäudemodell zu erreichen. Sowohl der Fensteranteil an der Fassade (S: 25 %; N: 13 %; O: 25 %; W: 6 %) als auch die Luftwechselrate von 30 % pro Stunde wurden beibehalten.

Auch die Steuerungen mussten in den Sommermonaten angepasst werden. In diesem Fall besteht in der Nacht die Möglichkeit, den KW-Speicher über die nächtliche Wärmeabstrahlung der PVT-Kollektoren abzukühlen. Zusätzlich wird der Speicher während der Erzeugung des Brauchwarmwassers (während der Sommermonate zeitlich gesteuert) abgekühlt, da die Wärmepumpe dem KW-Speicher Wärme entzieht. Tagsüber wird die PVT-Anlage nur dann zur Wärmeerzeugung eingesetzt, wenn die Temperatur in der untersten Schicht des KW-Speichers unter 5°C absinkt.

2.3 Phase 2.2: Erarbeiten von Dimensionierungsempfehlungen (Dimensionierungsmatrix)

Es wurden Dimensionierungsempfehlungen für das L-Sol-System bei verschiedenen Anwendungsfälle erarbeitet. Als Darstellungsform wurden sogenannte Dimensionierungsmatrizen gewählt. Es handelt sich dabei um Tabellen, die für verschiedene Gebäude und Einstrahlungswerte eine jeweils geeignete Systemkonfiguration beschreiben. In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise bei der Erarbeitung der Dimensionierungsmatrizen beschrieben.

2.3.1 Voruntersuchungen

Um die Dimensionierungsmatrizen möglichst allgemein zu halten, wurden Voruntersuchungen zu verschiedenen Einflussfaktoren wie Einstrahlung, Dachausrichtung und Standort durchgeführt. Im Folgenden werden diese Voruntersuchungen näher beschrieben. Zwischenergebnisse der Voruntersuchungen werden direkt in diesem Kapitel gezeigt und nicht im Resultatteil, da das weitere Vorgehen auf den Ergebnissen der Voruntersuchungen aufbaut.

Systemkonfiguration für die Voruntersuchungen

Analog zu den Berechnungen für die Dimensionierungsmatrizen, wurde für die Voruntersuchungen zusätzlich die praxisnahe, komplexitätsreduzierte L-Sol-Variante betrachtet, welche in Abschnitt 2.2.3 beschrieben ist. Aus Gründen der Überschaubarkeit wurden alle Voruntersuchungen mit einem L-Sol-System in der sogenannten Minimalkonfiguration von 15 PVT-Kollektoren und einem KW-Speicher-Volumen von 1'000 l gemacht. Dies entspricht der kleinstmöglichen Konfiguration, welche für die Dimensionierungsmatrizen untersucht wurde. Der Heizwärmebedarf wurde analog zu Phase 2.1 mit 10 MWh/a angenommen. Als Wärmepumpe wurde das Modell Vitocal 300-G, BG(S) 301.B10 verwendet. Auch dies entspricht dem in Phase 2.1 verwendeten Modell. Für die Voruntersuchungen wurde lediglich das Heizsystem mit Radiatorheizung und 55 °C VLT untersucht.

Voruntersuchung Polysun – PVGIS – Sonnendach

Der Anwender der Dimensionierungsmatrix soll die jährliche Einstrahlung aus dem Online-Tool PVGIS [18] auslesen können. Ein Vorteil von PVGIS liegt darin, dass die Datenbank für jedermann frei zugänglich ist. Es wurde überprüft, ob diese Einstrahlungswerte mit denjenigen der Polysun-Simulationen vergleichbar sind. Dazu wurde die Globalstrahlung für verschiedene Ausrichtungen und Anstellwinkel an drei Standorten in PVGIS ermittelt und der jährlichen Globalstrahlungsmenge aus Polysun gegenübergestellt. In Polysun wurden die Fälle jeweils mit und ohne Berücksichtigung des Horizonts betrachtet. Es wurde der von Meteonorm 7.2 zur Verfügung gestellte Horizont verwendet. In PVGIS wird der Horizont immer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt wurde in beiden Fällen die Nahverschattung. In Tabelle 3 ist für jeden Standort der Fall mit der grössten Abweichung gezeigt (bei Betrachtung mit Horizont in Polysun). Sämtliche Dachausrichtungen und -neigungen sind in Tabelle A3 im Anhang gezeigt.



Standort	Ausrichtung (°)		Neigung (°)	jährliche Globalstrahlung (kWh/m ²)			Abweichung (%)	
				Polysun		PVGIS		
				ohne Ho- rizont	mit Hori- zont	mit Hori- zont	ohne Hori- zont	mit Horizont
Rapperswil	-90	Ost	30	1117	1110	1160	-3.7	-4.3
Locarno	0	Süd	20	1520	1494	1420	7.0	5.2
Davos	0	Süd	30	1945	1848	1200	62.1	54.0

Tabelle 3: Jährliche flächenbezogene Globalstrahlung in die geneigte Ebene ermittelt mit Polysun und PVGIS sowie ein Vergleich der Resultate. An den Standorten Rapperswil und Locarno sind die Abweichungen gering. In Davos ist Abweichung erheblich.

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass an den Standorten Rapperswil und Locarno die Abweichung im einstelligen Prozentbereich liegt. Am Standort Davos ist die Abweichung hingegen erheblich. Polysun liefert in diesem Fall gegenüber PVGIS über 60 % höhere Einstrahlungswerte. Diese erhebliche Abweichung müsste in einer vertieften Betrachtung untersucht werden. Ein möglicher Grund könnte darin bestehen, dass in den beiden Tools mit Schneebedeckung unterschiedlich umgegangen wird. Bei PVGIS kann es vorkommen, dass bei der Auswertung der Satelliten-Wetterdaten Schneebedeckung als Bewölkung interpretiert wird [19]. Dies kann dazu führen, dass PVGIS an Standorten mit viel Schneebedeckung von mehr Bewölkung ausgeht und daher geringere Einstrahlungswerte ausgibt. Bei Polysun hingegen, welches Wetterinformationen von Meteonorm verwendet, wird die Schneebedeckung weniger stark berücksichtigt. Die Meteonorm-Daten basieren stark auf Wetterdaten von Messstationen [20]. Es ist davon auszugehen, dass dabei Schneebedeckung der Kollektoren nicht oder nur unzureichend festgestellt wird, da die Einstrahlungssensoren in der Regel schneefrei gehalten werden.

Aufgrund der Ergebnisse wurde entschieden, dass die PVGIS-Einstrahlungswerte für die Anwendung der Dimensionierungsmatrix genügend genau sind, sofern Standorte im Mittelland und der Südschweiz betrachtet werden, nicht aber für Standorte im alpinen Raum. Auf die Erstellung von Dimensionierungsmatrizen für alpine Standorte wurde deshalb verzichtet. Diese Entscheidung wurde ausserdem bekräftigt durch die in Abbildung 12 gezeigte sehr geringe Systemeffizienz an alpinen Standorten.

Einfluss von Anstellwinkel und Ausrichtung

Um bei der Generierung der Daten für die Dimensionierungsmatrizen die jährliche Einstrahlungsmenge in die geneigte Fläche variieren zu können, wurde die Ausrichtung der PVT-Kollektoren bei konstantem Anstellwinkel variiert. Damit abgeschätzt werden konnte, ob die Vereinfachung des konstanten Anstellwinkels zulässig ist, wurde die Systemeffizienz bei verschiedenen für EFH typischen Anstellwinkeln und verschiedenen Ausrichtungen untersucht. Der Anstellwinkel wurde zwischen 20°, 30° und 40° variiert, die Ausrichtung in 30°-Schritten um 360°. Die Untersuchungen fanden für verschiedenen Standorte statt.

In Abbildung 10 ist am Standort Rapperswil direkt der Zusammenhang zwischen SJAZ und Ausrichtung für drei verschiedene Anstellwinkel gezeigt, welche in der für EFH-Dächer typischen Grössenordnung von 20° bis 40° liegen. Erwartungsgemäss ist bei einer Südausrichtung die SJAZ am grössten. Eine Abhängigkeit zwischen Anstellwinkel und SJAZ ist klar erkennbar. Allerdings machen die Unterschiede in keinem Fall mehr als 0.1 SJAZ-Punkte aus.

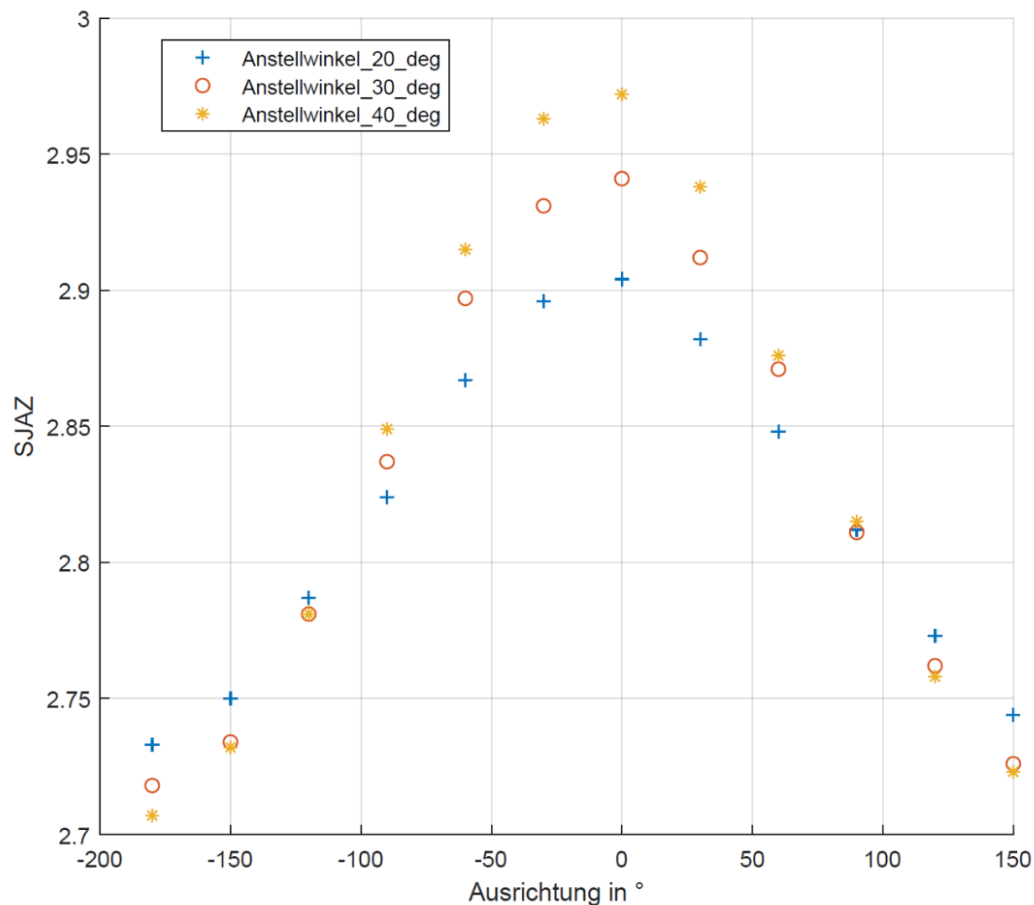


Abbildung 10: SJAZ in Abhängigkeit der Ausrichtung der PVT-Kollektoren am Standort Rapperswil für ein System mit 15 PVT-Kollektoren und verschiedenen Anstellwinkeln. Die Unterschiede für verschiedene Anstellwinkel sind klar erkennbar, bezogen auf die Gesamtzahl jedoch gering.

Aufgrund der Resultate dieser Untersuchung wurde entschieden, dass die Abhängigkeit vom Anstellwinkel genügend klein ist um bei dieser Betrachtung vernachlässigt zu werden. Alle weiterführenden Betrachtungen wurden daher bei einem konstanten Anstellwinkel von 30° gemacht.

In Abbildung 10 ist ersichtlich, dass die Ausrichtung der PVT-Kollektoren einen Einfluss auf die Systemeffizienz haben kann. So führt beispielsweise unabhängig vom Anstellwinkel eine 30°-Ausrichtung nach Westen zu einer höheren SJAZ als die gleiche Ausrichtung nach Osten. Eine negative Ausrichtung bedeutet bei Polysun eine Ausrichtung nach Westen [8]. Es ist davon auszugehen, dass dies an der zeitlichen Verteilung der Direktstrahlung liegt. Fällt ein grösserer Teil der Direktstrahlung abends an (Westausrichtung) kann diese noch genutzt werden, um den bereits warmen KW-Speicher direkt weiter zu beladen. Steht abends fast nur noch Umgebungswärme für die Beladung des KW-Speichers zur Verfügung (Ostausrichtung), kann dieser weniger effizient weiter beladen werden. Der Einfluss der Ost-West-Ausrichtung ist allerdings gering. Er bewegt sich in der gleichen Grössenordnung wie derjenige des Anstellwinkels.

Dass der Einfluss der Ost-West-Ausrichtung vernachlässigbar ist, kann an einem weiteren Beispiel in der Südschweiz gezeigt werden. In Abbildung 11 sind für die Standorte Locarno und Bellinzona die Zusammenhänge zwischen Ausrichtung, Globalstrahlung und SJAZ gezeigt. Auffallend ist, dass die Globalstrahlungswerte bei West-Ausrichtungen (negatives Vorzeichen) an beiden Standorten annähernd gleich sind. Bei den östlich ausgerichteten Dächern gibt es dagegen grosse Unterschiede. Grund dafür ist ein stark asymmetrischer Horizont am Standort Bellinzona, welcher nach Osten eine grosse

Verschattung erzeugt. Analog zur Einstrahlung ist auch die SJAZ für östlich ausgerichtete Dächer in Bellinzona geringer als in Locarno. Betrachtet man jedoch den Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und SJAZ, liegen alle Punkte grob auf einer Linie und für einen gegebenen Einstrahlungswert beträgt die Streuung nie mehr als 0.05 SJAZ-Punkte. Da für die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen die Einstrahlungsmenge in PVGIS ermittelt wird, und die Ausrichtung darin bereits berücksichtigt ist, spielt nur der Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und SJAZ eine Rolle.

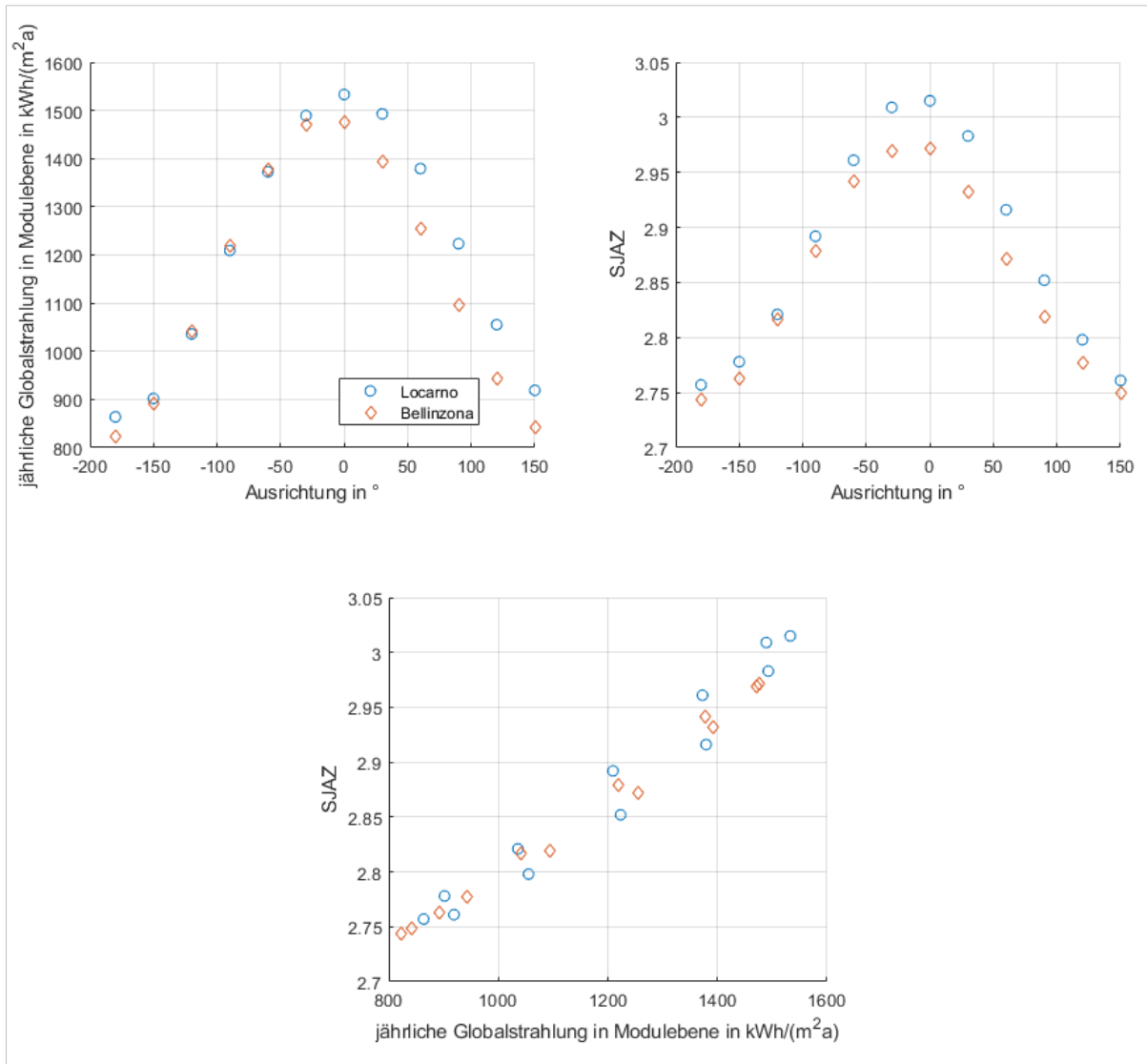


Abbildung 11: SJAZ in Abhängigkeit der Dachausrichtung und der Einstrahlungsmenge an den Standorten Locarno und Bellinzona. Beim Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und SJAZ spielt die Ost-West-Ausrichtung eine untergeordnete Rolle.

Vorgreifend auf die Resultate bei der Untersuchung der Standortabhängigkeit kann eine weitere Betrachtung des Einflusses der Ausrichtung gemacht werden. Abbildung 12 zeigt die SJAZ für diverse Einstrahlungsmengen an verschiedenen Standorten, wobei sowohl Ost- als auch West-Ausrichtungen enthalten sind. Es ist erkennbar, dass die jeweiligen Ost-West-Wertepaare (in der Abbildung exemplarisch markiert durch blaue Ellipsen) verglichen mit der Streuung aufgrund unterschiedlicher Standorte immer nahe bei einander liegen.

Aufgrund all dieser Beobachtungen wurde entschieden, dass eine Berücksichtigung der Ost-West-Ausrichtung für die Dimensionierungsmatrizen vernachlässigt werden kann.



Für die Datengeneration als Grundlage der Dimensionierungsmatrizen wurden daher lediglich Ausrichtungen zwischen 0 und 180° verwendet. Auch wurden die Dimensionierungsmatrizen selbst so gestaltet, dass keine separaten Anwendungsfälle für die Dachausrichtung betrachtet werden. Indirekt fließt die Dachausrichtung aber über die Globalstrahlungssumme in die Matrizen ein.

Einfluss des Standorts

Mit der oben beschriebenen Minimalkonfiguration wurde an verschiedenen Standorten in der Schweiz die SJAZ in Abhängigkeit der PVT-Ausrichtung bei einem konstanten Anstellwinkel von 30° untersucht. Entgegen der Standortuntersuchung in Phase 1 wurde hier das Gebäudemodell weiterhin über den Heizwärmebedarf definiert und nicht über ein Standard-Modell aus dem Polysun-Katalog. Grund dafür ist, dass die Benutzer der Dimensionierungsmatrix ihren Heizwärmebedarf einfach ermitteln können. Ein vergleichbares Gebäudemodell zu ermitteln, wäre ungleich schwieriger.

Abbildung 12 zeigt die SJAZ des L-Sol-Systems in Minimalkonfiguration für verschiedene Standorte in der Schweiz. An den untersuchten Standorten im alpinen Raum, Davos, Saas Fee und St.Moritz, werden erheblich geringere SJAZ-Werte erreicht als bei Standorten im Mittelland und in der Süd- und Westschweiz. Bei diesen gibt es zwar auch erkennbare Unterschiede: Bei gleicher jährlicher Einstrahlungsmenge kann die SJAZ um rund 0.2 Punkte abweichen. Allerdings ist eine Einteilung in weitere Kriterien schwierig. Betrachtet man beispielsweise die drei Standorte St.Gallen, Entlebuch und Bulle, die alle als «erhöhte Lage im Mittelland» bezeichnet werden können, so sind St.Gallen und Bulle eher im unteren Bereich der Punktwolke angesiedelt und Entlebuch eher im oberen Bereich. Auch ein Vergleich der Standorte Basel und Bellinzona zeigt die Schwierigkeit einer Einteilung in weitere Kategorien: Obwohl Basel sehr weit nördlich und Bellinzona sehr weit südlich liegt, kommen die entsprechenden Einträge im Plot fast auf der gleichen Linie zu liegen. Es ist also schwierig, einen neuen zu untersuchenden Standort innerhalb der Punktwolke «Mittelland, Süd- und Westschweiz» weiter einzugrenzen.

Als Grund für die schlechte Systemperformance im alpinen Raum wird angenommen, dass an diesen Standorten die Nutzung der Umgebungswärme insbesondere in den Wintermonaten deutlich weniger effizient stattfinden kann, da die Umgebungstemperaturen deutlich tiefer sind als in den niederen Lagen. Darüber hinaus ist für die Praxis darauf hinzuweisen, dass Kollektoren an alpinen Standorten im Winter häufig schneebedeckt wären. Dieser Effekt wurde durch die Polysun-Simulationen nicht abgebildet und dürfte in der Realität zu einer weiteren Reduktion der Systemeffizienz führen.

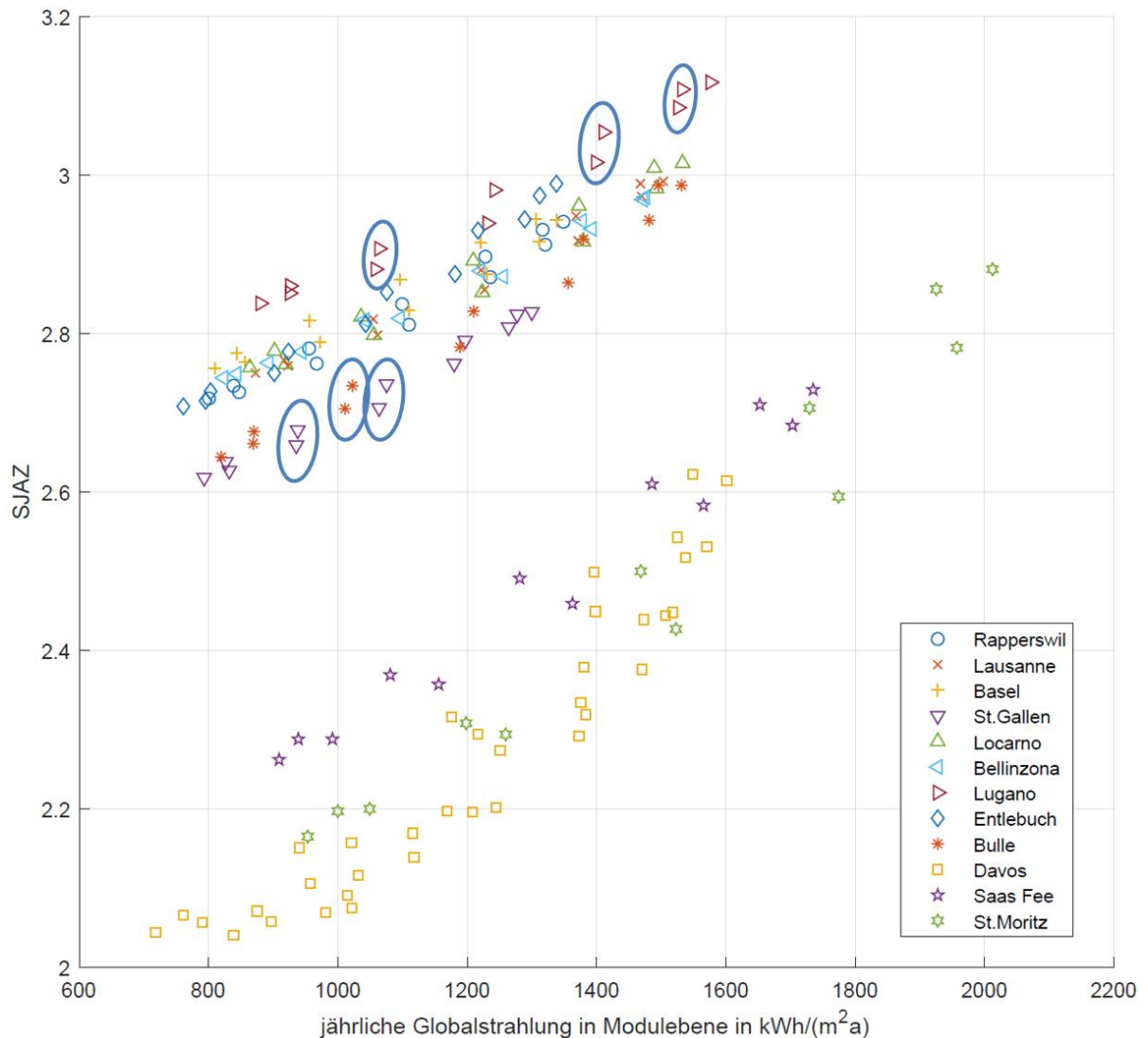


Abbildung 12: SJAZ eines L-Sol-Systems in Minimalkonfiguration in Abhängigkeit der jährlichen Globalstrahlung in die Kollektorebene für verschiedene Standorte in der Schweiz. Während die SJAZ an Standorten im Mittelland, der Südschweiz und der Westschweiz ähnlich ist, zeigt sich eine starke Reduktion an alpinen Standorten. Exemplarisch wurden einzelne Ost-West-Wertepaare mit blauen Ellipsen markiert. Unterschiede in der Ost-West-Ausrichtung sind erkennbar. Sie sind aber von der Grössenordnung der Standortabhängigkeit untergeordnet.

Aufgrund der relativ geringen Unterschiede von rund 0.2 SJAZ-Punkten und der Tatsache, dass für Standorte im Mittelland, der Süd- und der Westschweiz eine genauere Einordnung schwierig ist, wurde entschieden, dass alle Standorte in diesen Regionen in der gleichen Dimensionierungsmatrix repräsentiert werden. Als Berechnungsgrundlage wurde dafür der Standort Rapperswil gewählt, da er in erster Näherung einen guten Mittelwert der genannten Standorte darstellt.

Bei den alpinen Standorten wurde aufgrund der deutlich reduzierten Systemeffizienz sowie der oben beschriebenen unsicheren Einstrahlungsprognose entschieden, dass im Rahmen dieses Projekts keine Dimensionierungsmatrix für diese Standorte erstellt wird. Es wurde angenommen, dass eine Höhe von 800 m ü.M. eine sinnvolle Grenze für die Anwendbarkeit der Dimensionierungsmatrix darstellt. Diese Grenze wird auch in der SIA-Norm 384/1 [21] verwendet, um erhöhte Lagen zu kennzeichnen.



Erkenntnisse der Vorversuche für die Erstellung der Dimensionierungsmatrizen

Aufgrund der Ergebnisse der Vorversuche wurden für die Erstellung der Dimensionierungsmatrizen folgende Schlüsse gezogen:

- PVGIS ist eine geeignete Quelle für den Anwender der Dimensionierungsmatrix um die jährliche Einstrahlung zu ermitteln, sofern es sich nicht um alpine Standorte handelt.
- Der Einfluss des Anstellwinkels ist gering. Mit einem Anstellwinkel von 30° können die für EFH typischen Anstellwinkel von 20° bis 40° genügend genau abgebildet werden.
- Verschiedene Einstrahlungsmengen können durch Änderung der Dachausrichtung näherungsweise simuliert werden.
- Ob die Dachfläche nach Ost oder West ausgerichtet ist, hat lediglich einen untergeordneten Einfluss. Massgeblich ist die Einstrahlungsmenge. Für die Simulation der Einstrahlungsmenge kann die Dachfläche von 0 bis 180° variiert werden.
- Die Dimensionierungsmatrizen können grundsätzlich auf alle Standorte in der Schweiz angewendet werden, welche sich nicht höher als 800 m ü.M. befinden.

2.3.2 Vorgehen Dimensionierungsmatrizen

Ein finales Ziel des Projektes war es, Empfehlungen für eine konkrete Dimensionierung des Systems zu erarbeiten. Dazu wurden als Einordnungs-Kriterien einerseits der Heizwärmebedarf des Gebäudes ohne Warmwasser, andererseits die jährliche mittlere Einstrahlung auf die geneigte Dachfläche pro Quadratmeter gewählt. Für Warmwasser wurde weiterhin 50 l pro Tag und Person bei vier Personen angenommen. Im Wärmebedarf des Gebäudes ist sowohl der Gebäudestandard als auch die Aussentemperatur des Standortes implizit enthalten. Der Wärmebedarf ist bei Heizungsersatz durch Heizkostenabrechnungen der Vorjahre bekannt. Bei Sanierungen kann der Effekt der Sanierung auf den Heizwärmebedarf von einem Energieberater abgeschätzt werden. Die standortspezifische mittlere Einstrahlung auf die Dachfläche kann aus Daten von PVGIS entnommen werden. Das Vorgehen zur Anwendung der Dimensionierungsmatrix wird in den Ergebnissen im Abschnitt 3.3.1 genauer erläutert und an Hand von Beispielen gezeigt. Weiter werden zusätzliche Hinweise zur Effizienzverbesserung gegeben.

Die Datengrundlage für die Dimensionierungsmatrix wurde anhand von Polysun-Simulationen mit einer Vielzahl von Kombinationen von verschiedenen Einstellungen erstellt. Es wurden zwei verschiedene Heizsysteme betrachtet: Eines mit Radiator-Heizkörpern mit einer VLT von 55 °C und eines mit einer Fussbodenheizung (FBH) mit 35 °C VLT. Als Grundmodell diente die in Abschnitt 2.2.3 beschriebene L-Sol-Variante mit reduzierter Komplexität. Es wurde davon ausgegangen, dass diese Variante für die Praxis am relevantesten ist, da sie vergleichsweise einfach umzusetzen ist und dennoch eine hohe Systemeffizienz aufweist (vgl. auch Abschnitt 3.2.3).

Mit der Polysun-Funktion «Loggen und Parametrisieren» wurden alle Kombinationen simuliert, welche durch Variation der in Tabelle 4 gezeigten Einstellungen möglich sind. Dies wurde sowohl für das System mit Radiator-Heizkörpern als auch für dasjenige mit Bodenheizung gemacht. Die Variation der Anzahl PVT-Kollektoren, des Volumens des KW-Speichers und der Wärmepumpe diente der Erstellung der verschiedenen Systemkonfigurationen, wobei die verschiedenen Wärmepumpen bei der Auswertung jeweils einem bestimmten Heizwärmebedarf zugeordnet wurden. Die Variation des Heizwärmebedarfs ist offensichtlich, die Variation der Dachausrichtung diente dem Simulieren von verschiedenen jährlichen Einstrahlungsmengen, wie oben beschreiben.



Grösse	Wert	Kommentar
Standort	Rapperswil SG	
Horizont	berücksichtigt	Von Meteonorm 7.2
Nahverschattung	nicht berücksichtigt	
Heizwärmebedarf	5, 10, 15 oder 20 MWh/a	
Anzahl PVT-Kollektoren	15, 20, 25 oder 30 Stk.	
Anstellwinkel der PVT-Kollektoren	30°	
Ausrichtung der PVT-Kollektoren	0 bis 180°, in 15°-Schritten	Für die Darstellung verschiedener Einstrahlungswerte
Volumen KW-Speicher	1'000, 1'500 oder 2'000 l	
Wärmepumpe	Gemäss separater Tabelle 5	

Tabelle 4: Feste und variable Einstellungen bei der Simulation verschiedener Systemkonfigurationen für die Erstellung der Dimensionierungsmatrizen.

Wärmepumpenauslegung

Um je nach Heizwärmebedarf eine passende Wärmepumpe verwenden zu können, wurde eine Auswahl verschiedener «virtueller» Wärmepumpen basierend auf dem Grundmodell «Viessmann Vitocal 300-G, BG(S) 301.B13» erstellt. Um die Vergleichbarkeit des Wärmepumpenverhaltens zu gewährleisten, wurden alle Wärmepumpen so definiert, dass sie an den jeweiligen Stützstellen die gleiche Heizleistung und den gleichen COP (Coefficient of Performance) haben wie das Grundmodell. Die elektrische Leistung an diesen Stützstellen wurde entsprechend angepasst. Die virtuelle Wärmepumpe «L-Sol 13 kW» entspricht exakt dem Grundmodell. Es handelt sich dabei um dieselbe Wärmepumpe, die auch für die Simulationen in Phase 1 verwendet wurde. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die verwendeten virtuellen Wärmepumpen und deren Heizleistungen bei zwei ausgewählten Stützstellen. Die Stützstelle B0/W35 ist die namensgebende Nennleistung (auch bei den «Viessmann Vitocal»-Grundmodellen). Für die Auslegung der Wärmepumpen wurde allerdings die Stützstelle B-5/W50 betrachtet, da diese am ehestem dem betrachteten Anwendungsfall an kalten Tagen entspricht, an denen Heizkreis-VLT von bis zu 55 °C und kaltseitige Speichertemperaturen von bis zu -15 °C auftreten.

Bei der Auswahl der Wärmepumpe für den jeweiligen Heizwärmebedarf wurde wie folgt vorgegangen. Zunächst wurde gemäss folgender Formel die erforderliche Heizleistung in Abhängigkeit des Heizwärmebedarfs berechnet:

$$\dot{Q}_H = \left(\frac{Q_H}{t_{an}} + \dot{Q}_{BWW} \right) * f_{sperr}$$

Q_H ist der jährliche Heizwärmebedarf, t_{an} die Anzahl jährlicher Volllaststunden, welche nach [22] auf 1800 festgelegt wurde, $\dot{Q}_{BWW}$ ist der in einem Leitfaden des BFE empfohlene Zuschlag von 0.75 kW für die Brauchwarmwasser-Erwärmung [23] und f_{sperr} ist ein Zuschlagsfaktor für die Berücksichtigung der Sperrzeiten durch Elektrizitätswerke. Für eine Sperrzeit von 4 h beträgt er 1.2, er wird berechnet durch:

$$f_{sperr} = \frac{24 \text{ h}}{24 \text{ h} - 4 \text{ h}}$$

Anschliessend wurde für den jeweiligen Heizwärmebedarf diejenige Wärmepumpe ausgewählt, deren Heizleistung bei der Stützstelle B-5/W50 der berechneten erforderlichen Heizleistung am nächsten kommt. Wenn sich im Verlauf der Simulationen gezeigt hat, dass die Wärmepumpe unpassend ausgelegt ist, wurde manuell eine passendere Wärmepumpe gesucht, so dass die Dimensionierungsmatrizen für möglichst viele Fälle anwendbar sind. Dies war konkret beim Anwendungsfall «Heizwärmebedarf 5'000 kWh/a» der Fall. Die nach dem obigen Verfahren ausgewählte Wärmepumpe «L-Sol 6 kW» stellte sich als unterdimensioniert heraus. Die SJAZ lag deutlich unter den Werten der anderen Heizwärmebedarf-Kategorien. Als Grund dafür wird angenommen, dass die ausgewählte Wärmepumpe zu Zeiten erhöhten Bedarfs nicht genügend Heizleistung für die gleichzeitige Erwärmung von Wasser für Heizung



und Brauchwarmwasser bereitstellen konnte und somit der Heizstab vermehrt zum Einsatz kam. Deshalb wurde für diesen Fall die nächst grössere Wärmepumpe gewählt. Die finale Auswahl der Wärmepumpen ist in Tabelle 5 gezeigt.

Bedarf		Ausgewählte Wärmepumpe		
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Erforderliche Heizleistung (kW)	Heizleistung bei B-5/W50 (kW)	Heizleistung bei B0/W35 (kW)	Bezeichnung
5'000	4.23	6.36	7.64	L-Sol 8 kW
10'000	7.57	8.50	10.36	L-Sol 10 kW
15'000	10.90	10.70	12.99	L-Sol 13 kW
20'000	14.23	14.35	17.24	L-Sol 17 kW

Tabelle 5: Berechnete erforderliche Heizleistung und die dafür ausgewählten Wärmepumpen.

Ableitung der Dimensionierungsmatrix

Aus den Simulationsergebnissen aller möglicher Kombinationen wurde für jeden Anwendungsfall (Heizwärmebedarf und Einstrahlung) die Konfigurationen ermittelt, welche für den jeweiligen Anwendungsfall die nachfolgend definierte Mindest-SJAZ bei kleinstmöglichem Komponentenaufwand bezüglich Anzahl PVT-Kollektoren und Grösse des KW-Speichers erlaubt. Die Ermittlung dieser Konfigurationen wurde automatisiert mit einem in Matlab implementierten Algorithmus durchgeführt. Die Mindestwerte für die SJAZ sind in Tabelle 6 gezeigt. Sie wurden so gewählt, dass eine nennenswerte Steigerung gegenüber realen Werten von heute existierenden LWWP-Systemen erreicht wird.

Basierend auf Resultaten aus Feldmessungen ([24], [25]) wurde für Heizungssysteme mit LWWP und Fussbodenheizung eine SJAZ von 3.1 angenommen. Dieser Wert wurde mit einem Aufschlag von 10 % auf 3.4 erhöht, um beim L-Sol-System eine erhöhte Effizienz gegenüber dem LWWP-System anzustreben.

Für LWWP-Systeme mit Radiatoren und 55 °C Vorlauf musste eine SJAZ geschätzt werden, da selbst bei älteren Studien die mittlere Senken-VLT unter 50 °C liegt. Unter der Annahme, dass die Effizienz der WP im Bereich einer Senken-VLT von 50 °C pro 1 K Temperaturhub um rund 1.5 % abnimmt, wurde eine grobe Schätzung vorgenommen. Auf die aus Feldmessungen ([25]–[28]) bekannten Werte angewendet, ergäbe sich eine SJAZ von 2.1 bis 2.2. Diese Werte stimmen mit den Simulationsergebnissen in Polysun überein, die eine SJAZ von 2.2 für ein LWWP-System und identischem Gebäude ergab. Auf diesen Referenzwert wurde ein Aufschlag von 35 % angewendet, womit der Schwellwert von 3.0 erhalten wurde. Dass beim Radiator-System ein deutlich höherer Aufschlag angewendet wurde als beim FBH-System, liegt der folgenden Überlegung zugrunde: Es muss davon ausgegangen werden, dass die oben genannten Werte aus der Praxis sich bei Radiator-Systemen auf eine ältere Wärmepumpenflotte beziehen als bei den FBH-Systemen. Um einen möglichst neutralen Vergleich herzustellen, wurde gegenüber diesen älteren Wärmepumpen eine deutlich grössere Effizienzsteigerung vorgegeben.

	Schwellwert SJAZ
Heizungssystem mit Radiator (VLT 55 °C)	3.0
Heizungssystem mit Fussbodenheizung (VLT 35 °C)	3.4

Tabelle 6: SJAZ-Schwellwerte für die Ableitung der Dimensionierungsempfehlungen. Für jeden Anwendungsfall wurde die minimal mögliche Systemkonfiguration bezüglich Anzahl PVT-Kollektoren und Grösse des KW-Speichers gesucht, welche die angegebenen SJAZ-Werte erfüllen kann.

Bei der Auswahl der kleinstmöglichen Systemkonfiguration wurde der Grösse des KW-Speichers eine grössere Bedeutung gegeben als der Anzahl PVT-Kollektoren. Dies aufgrund der Überlegung, dass ein sehr grosser KW-Speicher in vielen Fällen ein grosses Projekthindernis aufgrund von Schwierigkeiten bei Einbringung oder Platzbedarf sein kann. Die Anzahl PVT-Kollektoren von bis zu 30 Stück dürfte in der Praxis hingegen weniger einschränkend sein. Ist hingegen genügend Platz für einen grossen KW-



Speicher vorhanden, muss dieser Überlegung eine reine Kostenbetrachtung gegenübergestellt werden, welche den Schwerpunkt auf die Anzahl PVT-Kollektoren verschieben würde. Eine vertiefte Diskussion dieser Thematik und ihrer Auswirkungen auf die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen ist in Abschnitt 3.3.1 gegeben.

Schliesslich wurde aus allen Simulationsresultaten diejenigen ermittelt, bei denen die jährliche Einstrahlung am genauesten zu den vorgegebenen Kategorien von 800, 1'000, 1'200 und 1'400 kWh/(m²a) passten. Die ermittelten Werte sowie die zugehörigen Dachausrichtungen sind in Tabelle 7 gezeigt.

Einstrahlungskategorie (kWh/(m²a))	800	1'000	1'200	1'400
Zugehörige Einstrahlungsmenge in Simulation (kWh/(m²a))	807.04	974.70	1183.22	1352.53
Dachausrichtung (°)	180	120	75	0

Tabelle 7: Definierte Einstrahlungskategorien für die Dimensionierungsmatrizen und die in nächstliegenden Simulationswerte sowie deren dazugehörige Dachausrichtung.



3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse aus der ersten Projektphase zusammengefasst. Eine ausführliche Darstellung findet sich in Abschnitt 4 im Jahresbericht 2018 [6] (Abschnitt 2 in Anhang 3 des vorliegenden Dokuments).

3.1.1 Einfluss der Speicher

Von den drei Speichern im System hat die Grösse des KW-Speichers den grössten Einfluss auf die Systemeffizienz. So ist der Stromverbrauch des Heizungssystems mit einem 2'000-l-KW-Speicher um etwa 6 % geringer als bei einem 500-l-KW-Speicher. Die Unterschiede im Stromverbrauch bestehen dabei vor allem in den Wintermonaten. Die Speicher auf der Sekundärseite der Wärmepumpe hatten in diesen Testrechnungen kaum Einfluss auf die Systemeffizienz. Der jährliche Energiebedarf für das Heizsystem wich für verschiedene Speichergrossen um weniger als 1 % ab.

Wichtiger als die Grösse der verschiedenen Speicher ist die untere Grenztemperatur des KW-Speichers, welche nicht unterschritten werden darf. Das heisst, unterschreitet der KW-Speicher die Grenztemperatur, so wird die Wärmepumpe nicht mehr eingeschaltet und somit keine weitere Energie mehr aus dem KW-Speicher entzogen. Getestet wurden drei Temperaturen, -5 °C, -10 °C und -15 °C. Tabelle 8 zeigt, dass der Energiebedarf bei steigender Grenztemperatur markant ansteigt, da die Heizstäbe öfter zum Einsatz kommen. In Absprache mit der Begleitgruppe wurde die Grenztemperatur für das weitere Projekt auf -15 °C festgelegt.

	-15 °C	-10 °C	-5 °C
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger (kWh)	6017	7150	9476
SJAZ	2.9	2.4	1.9

Tabelle 8: Vergleich des Strombedarfs der Wärmeerzeuger und der Jahresarbeitszahlen für verschiedene Grenztemperaturen im KW-Speicher (Gebäude mit Heizwärmebedarf 15'000 kWh/a).

3.1.2 Grösse der PVT-Fläche und Vorlauftemperaturen

Die Grösse der PVT-Fläche muss sinnvoll auf den Heizwärmebedarf abgestimmt werden, um sicherzustellen, dass der KW-Speicher im Winter nicht zu häufig unter die Grenztemperatur fällt. Bei zu geringer Dimensionierung steigt der Stromverbrauch der Heizstäbe markant an (Siehe Abbildung 13), wobei jener im Brauchwarmwasser-Speicher kaum zum Einsatz kommt.

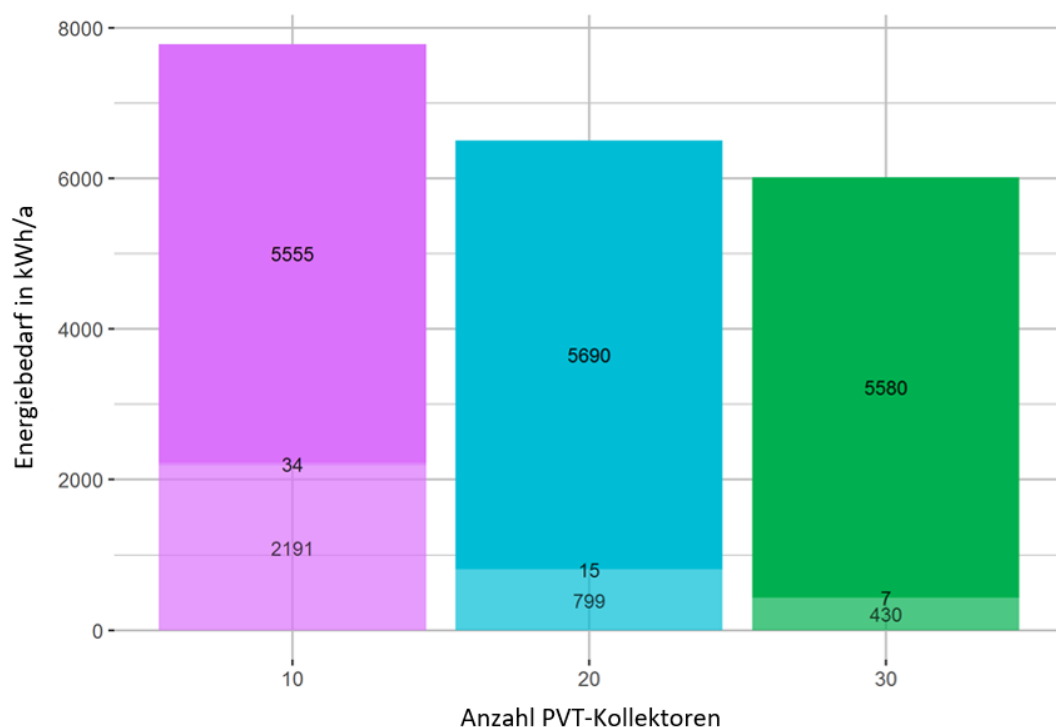


Abbildung 13: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei unterschiedlicher Anzahl PVT-Kollektoren. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte in der Mitte der Balken sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher).

Eine geringe VLT im Heizungssystem begünstigt, wie bei allen Wärmepumpen-Systemen, die Systemeffizienz massgeblich. Bei einer VLT von 40 °C ist der Strombedarf im Heizungssystem um 20 % geringer als im Referenzsystem mit 60 °C VLT (Tabelle 9).

	40 °C	60 °C	65 °C
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh/a	4'802	6'017	6'192
Nutzenergie in kWh/a	18'314	18'304	18'309
SJAZ (ohne Pumpen)	3.8	3.0	3.0
<u>SJAZ</u>	<u>3.5</u>	<u>2.9</u>	<u>2.8</u>

Tabelle 9: Vergleich des Strombedarfs des Heizungssystems und der Systemjahresarbeitszahlen für unterschiedliche VLT.

Im Falle einer VLT von 40 °C kann ein deutlich grösserer Unterschied zwischen den SJAZ mit und ohne Pumpenstrom beobachtet werden kann als bei den höheren VLT. Dies liegt daran, dass bei der geringen VLT der gesamte Energieverbrauch geringer ist und der Pumpenstrom somit mehr ins Gewicht fällt.

3.1.3 Systemvergleiche

Um die Systemeffizienz von L-Sol zu beurteilen, wird das System mit verschiedenen bekannten Vergleichssystemen verglichen.

Vergleich zu den Systemen mit saisonalem Speicher:

Wie zu erwarten war, ist das System L-Sol energetisch etwas ungünstiger als 2-Sol (Abbildung 14). Dies liegt daran, dass 2-Sol ganzjährig hohe Quelltemperaturen aufweist, während die Quelltemperaturen



des Systems L-Sol im Winter bis -15°C sinken können. Auch das Eisspeicher-System weist mit fünffachem Speichervolumen und der Nutzung des Phasenübergangs im Winter mildere Quellen-Temperaturen auf, was vor allem im Winter zu einer höheren Systemeffizienz gegenüber dem L-Sol führt. In den Sommermonaten dagegen zeigt das L-Sol System den geringsten Stromverbrauch aller Systeme. Das kommt daher, dass im L-Sol System neben hohen erreichbaren Vorlauf-Temperaturen im Sommer auch Wärme direkt vom KW-Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher überführt werden kann. Das Brauchwarmwasser kann somit vorerwärmt oder sogar auf die Solltemperatur gebracht werden, ohne die Wärmepumpe zu benutzen.

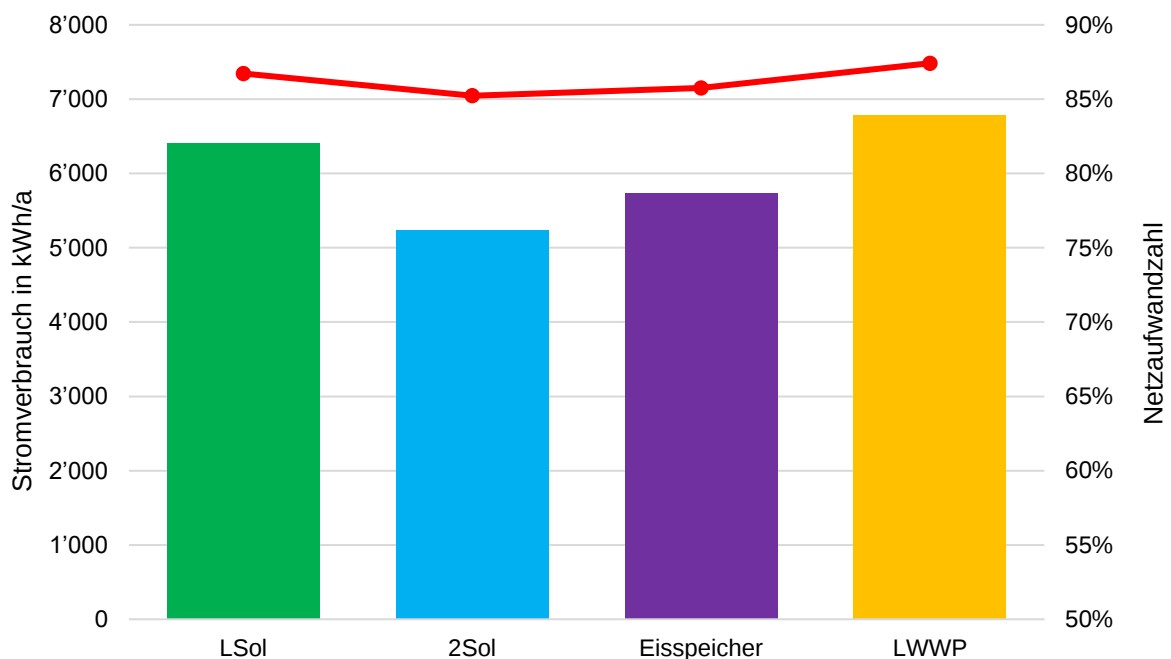


Abbildung 14: Vergleich der für das Heizsystem benötigten elektrischen Energie für L-Sol und die drei Vergleichssysteme für einen sanierten Altbau (Heizwärmebedarf 15'000 kWh/a). Am besten schneidet hier 2-Sol ab, gefolgt von Eisspeicher und L-Sol. Das LWWP-System benötigt am meisten elektrische Energie. Zusätzlich ist die Netzaufwandzahl abgebildet. Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauches, der vom Netz bezogen werden muss. Hier schneiden alle Systeme schlecht ab (sehr hohe Netzaufwandzahl), da keine den Eigenverbrauch optimierende Steuerungen verwendet wurden.

Vergleich zum LWWP-System:

Beim sanierten Neubau mit einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh/a verbraucht L-Sol in elf von zwölf Monaten weniger Strom als ein LWWP-System (siehe [6]). Die Gründe dafür liegen zum einen in der geringeren Effizienz von LWWP, zum andern aber auch in der Möglichkeit, im L-Sol System solare Einstrahlung direkt in Wärme umzuwandeln und somit auch an sonnigen Wintertagen hohe Vorlauf-Temperaturen erreichen zu können. Im Januar liegt der Stromverbrauch im LWWP-System jedoch unter dem Stromverbrauch im L-Sol. Auch hier liegt der Grund in den quellseitigen VLT. Bei längeren Kälteperioden mit wenig Sonneneinstrahlung und hohem Heizwärmebedarf (nicht sehr gut gedämmtes Gebäude) wird im L-Sol zu viel Energie aus dem KW-Speicher gezogen. Erreicht dieser seine definierte Minimaltemperatur von -15°C , wird die Wärmepumpe ausgeschaltet und ein allfälliger Heizwärmebedarf über den elektrischen Heizstab im Heizungspuffer-Speicher gedeckt. Abbildung 15 zeigt, dass der jährliche Strombedarf des LWWP-Systems für einen Neubau mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh deutlich höher liegt als im L-Sol-System. Bei diesem Anwendungsfall ist der Strombedarf bei L-Sol in allen Monaten geringer als beim LWWP-System (siehe [6]).



Der Grund für das bessere Abschneiden von L-Sol in einem sehr gut gedämmten Gebäude ist in der Dimensionierung des Speichers zu suchen. Auf Grund des geringen Heizwärmebedarfs muss die elektrische Zusatzheizung deutlich seltener zugeschaltet werden und der Speicher kann Kälteperioden auf Grund des geringeren Wärmebedarfs besser bzw. über einen längeren Zeitraum puffern.

In den betrachteten Systemen sind die Netzaufwandszahlen relativ schlecht, da keine auf die Förderung des Eigenverbrauchs ausgerichtete Steuerung verwendet wird. In den vorliegenden Simulationen richtet sich die Steuerung der Wärmepumpe einzig nach dem thermischen Bedarf. Spezielle Steuerungen für das L-Sol-System, welche einen netzdienlicheren Betrieb erlauben, sind in Abschnitt 3.2.2 beschrieben.

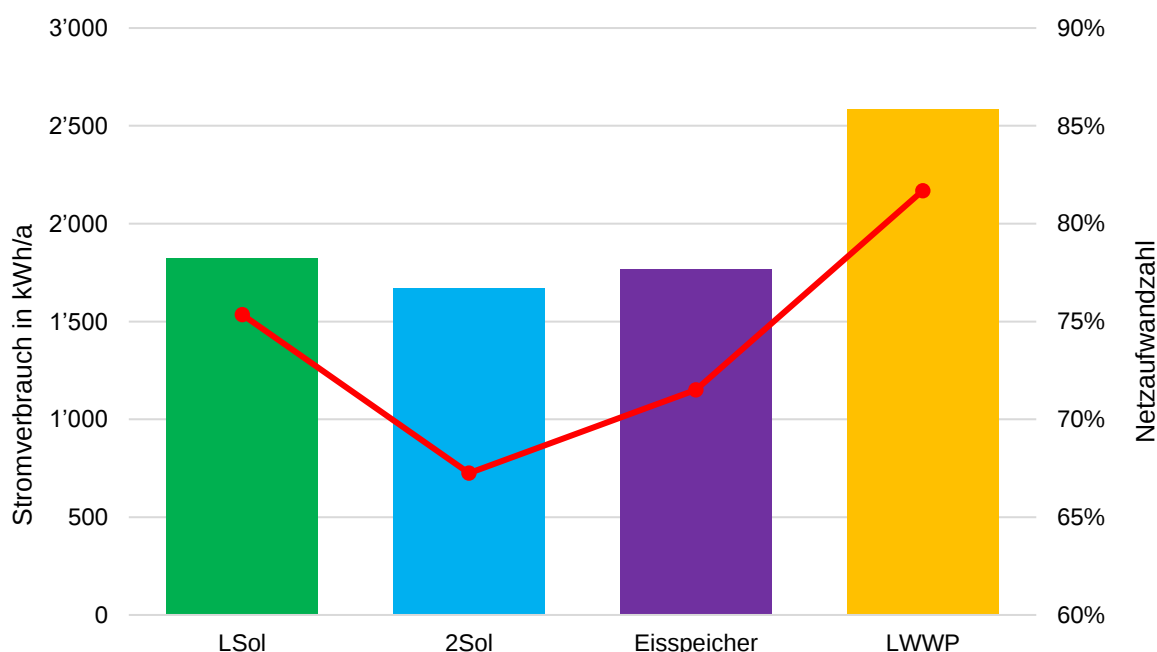


Abbildung 15: Vergleich der für das Heizsystem benötigten elektrischen Energie für L-Sol und die drei Vergleichssysteme für einen Neubau (Heizwärmebedarf 3'000 kWh/a). Am besten schneiden hier 2-Sol ab, gefolgt von Eisspeicher und L-Sol. Das LWWP-System benötigt am meisten elektrische Energie. Zusätzlich ist die Netzaufwandzahl abgebildet. Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauches, der vom Netz bezogen werden muss. Hier schneiden alle Systeme schlecht ab (sehr hohe Netzaufwandzahl), da keine den Eigenverbrauch optimierende Steuerungen verwendet wurden.

Die Systemjahresarbeitszahl der Systeme mit Sole-Wasser-Wärmepumpe (L-Sol, 2-Sol und Eisspeicher) steigt sich deutlich (8 bis 20 %) für Gebäude mit einem geringeren Heizwärmebedarf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Entzugsleistung der Wärmepumpe geringer ist. Der Quelle wird somit weniger Wärme entzogen, wodurch die Quelltemperaturen höher bleiben. Dadurch verbessert sich die Jahresarbeitszahl der Wärmeerzeugung. Bei einer Luft-Wasser-Wärmepumpe verändert sich die Quelltemperatur nicht in Abhängigkeit von der entzogenen Wärmemenge, da das umgebende Luftvolumen als unbegrenzte Wärmequelle gesehen werden kann.

3.1.4 Nachgerüstete Kollektoren

Um den thermischen Ertrag von originalen PVT-Kollektoren mit nachgerüsteten (Wärmetauscher hinter ein gewöhnliches, gerahmtes PV-Modul geklemmt) Kollektoren zu vergleichen, wurden Messungen mit den nachgerüsteten PVT-Kollektoren am PVT-Messstand ausgewertet und die Parameter für die Wirkungsgradkennlinie bestimmt (siehe auch Schubert et al., 2018). Diese Parameter wurden in Polysun eingesetzt, um die nachgerüsteten Kollektoren simulieren zu können.



In Abbildung 16 sind der Strombedarf der Wärmepumpe (dunkel) und der Zusatzheizungen (hell) für originale und nachgerüstete PVT-Kollektoren für das Grundsystem im Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh dargestellt. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte in der Mitte der Säulen entsprechen dabei dem elektrischen Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher).

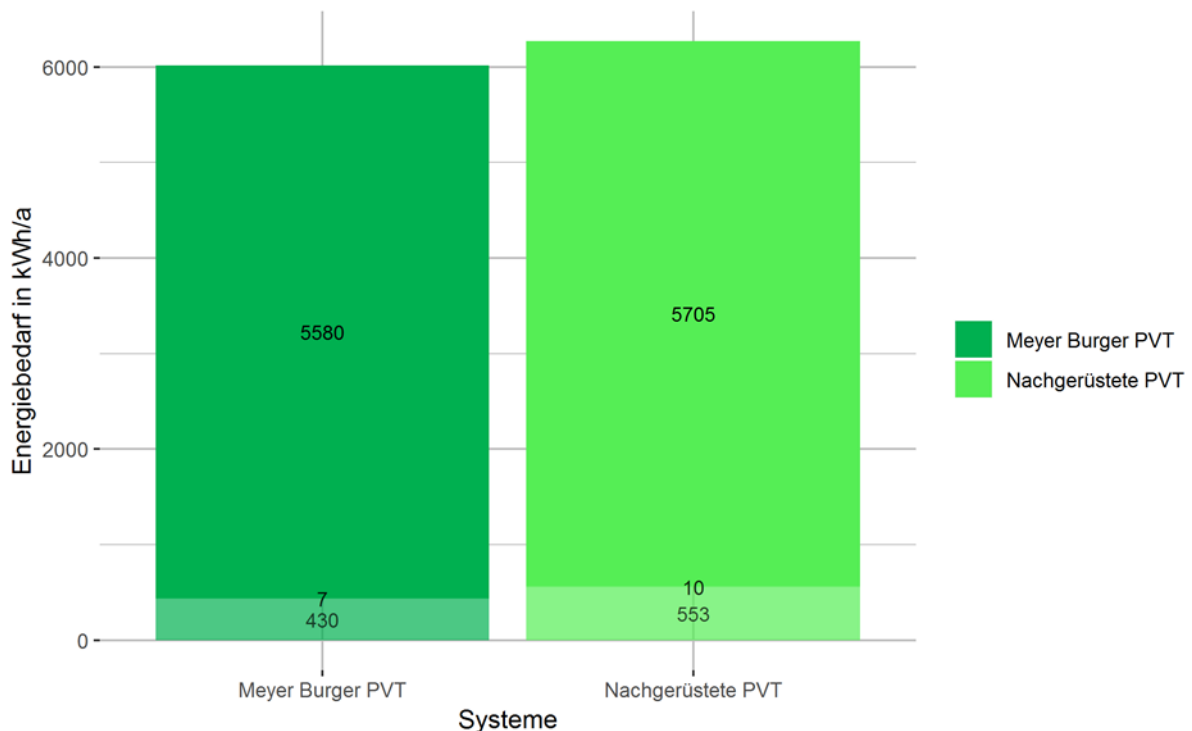


Abbildung 16: Vergleich des Energiebedarfs für originale und nachgerüstete PVT-Kollektoren (Gebäude mit Heizenergiebedarf 15'000 kWh).

Vergleicht man den elektrischen Energieverbrauch der Wärmeerzeuger im System mit originalen und nachgerüsteten PVT-Kollektoren (Abbildung 16), so wird ersichtlich, dass die Wärmeerzeuger im System mit den nachgerüsteten PVT-Kollektoren lediglich 3.8 % mehr Strom verbrauchen. Auf den ersten Blick ist dieses Ergebnis überraschend, da die nachgerüsteten PVT-Kollektoren auf dem PVT-Messstand eine um 17 bis 18 % geringere Leistung zeigen als die originalen PVT-Kollektoren (siehe Tabelle 10). Wird allerdings der jährliche Kollektorfeldertrag der beiden Systeme verglichen, fällt auf, dass dieser bei den nachgerüsteten PVT-Kollektoren nur um 3 % geringer ist. Auf Monatsbasis sieht man, dass die nachgerüsteten Kollektoren in allen Monaten etwas schlechter abschneiden als die originalen PVT-Kollektoren. Auch auf Wochenbasis unterscheiden sich die Erträge kaum. Die VLT sind allerdings bei den nachgerüsteten Kollektoren geringer.

Einstrahlung in Kollektorebene (W/m²)	Leistung Wärmeaufnahme (W/m²)		absolute Abweichung (W/m²)	relative Abweichung (%)
	Nachgerüstet	Original		
150 bis 500	186.9	225.5	38.6	17.1
500 bis 800	277.6	334.1	56.5	16.9
über 800	364.8	446.3	81.5	18.3

Tabelle 10: Übersicht über die Mittelwerte in den verschiedenen Bereichen Globalstrahlung auf Kollektorebene und die absoluten und relativen Abweichungen dieser Mittelwerte.



Durch den geringeren Wirkungsgrad der nachgerüsteten PVT-Kollektoren können sie unter identischen Umgebungsbedingungen und bei gleichen Vorlauftemperaturen (VLT) weniger hohe Rücklauftemperaturen erreichen als originale PVT-Kollektoren. Dadurch erwärmt sich der Speicher weniger stark und die VLT bleibt tiefer. Eine tiefere VLT verbessert wiederum die Leistung der Kollektoren. Ausserdem sorgt sie dafür, dass sich der Effekt der geringeren Leistung im Vergleich von kompletten Systemen viel weniger stark zeigt als im direkten Vergleich von nachgerüsteten und originalen PVT-Kollektoren unter identischen Bedingungen erwartet würde. Abbildung 17 zeigt diese Erklärung deutlich. Die durchschnittlichen VLT sind bei den nachgerüsteten Kollektoren ganzjährig geringer als bei den Originalen, dafür zeigen sie mehr Betriebsstunden. Der Kollektorfeldertrag unterscheidet sich somit nicht sehr stark, findet aber auf unterschiedlichen Temperaturniveaus statt, was sich auch in der Effizienz des Systems zeigt (Abbildung 16).

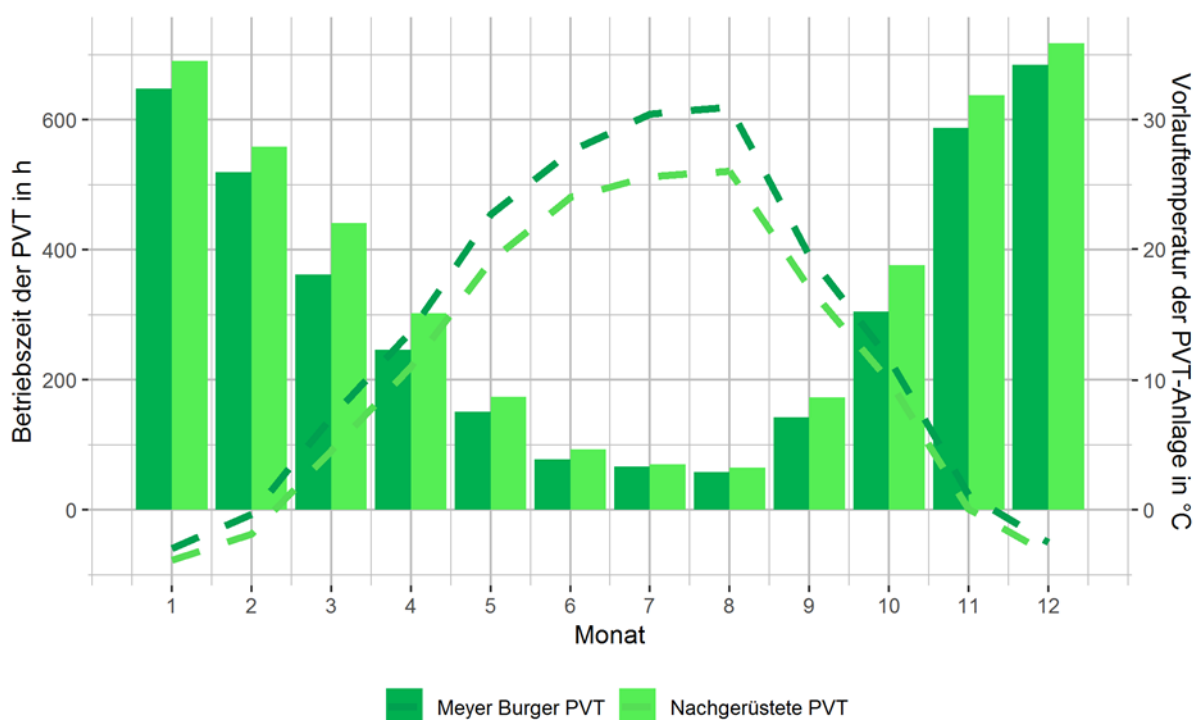


Abbildung 17: Vergleich von Betriebsstunden der originalen und nachgerüsteten PVT-Kollektoren. Ebenfalls werden die durchschnittlichen VLT der PVT-Anlagen verglichen.

Die Jahresarbeitszahlen mit Pumpenstrom unterscheiden sich deutlicher für nachgerüstete und originale Kollektoren, da durch die höhere Anzahl an Betriebsstunden bei den nachgerüsteten Kollektoren mehr Pumpenstrom benötigt wird (Tabelle 11).

	Meyer Burger PVT	Nachgerüstete PVT
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6'017	6'268
Nutzenergie in kWh	18'304	18'300
SJAZ (ohne Pumpen)	3.0	2.9
SJAZ	2.9	2.7

Tabelle 11: Vergleich der Jahresarbeitszahlen von L-Sol mit originalen und nachgerüsteten PVT-Kollektoren.



3.1.5 Kosten und Kostenoptimierungen

Da sich bei der Untersuchung der Kosten zeigte, dass das System L-Sol insbesondere durch die hohen Kosten für die PVT-Anlage stark verteuert wird, werden im Folgenden kostenoptimierte Varianten für ein Gebäude mit 15'000 kWh Heizwärmebedarf aufgezeigt und verglichen (energetisch und wirtschaftlich über Lebenszykluskosten). Die Vergleiche für ein Gebäude mit 3'000 kWh Heizwärmebedarf befinden sich im Jahresbericht 2018 [6] (Anhang 3 des vorliegenden Dokuments). Die kostenoptimierten Systeme sind wie folgt definiert:

L-Sol: Definiertes L-Sol-Grundsystem (siehe Abschnitt 2.1.3, in Abbildungen dunkelgrün gezeigt)

L-Sol kostenoptimiert: anstatt 30 PVT-Kollektoren werden 20 PVT-Kollektoren und 10 PV-Module verwendet

L-Sol nachgerüstet: 30 nachgerüstete PVT-Kollektoren

L-Sol Kombi: anstatt 30 PVT werden 20 nachgerüstete PVT- und 10 PV-Module verwendet.

Die für Phase 1 berechneten Lebenszykluskosten in Abbildung 18 zeigen, wie die Kosten der kostenoptimierten L-Sol Systeme immer weiter abnehmen. Die Varianten L-Sol nachgerüstet und L-Sol Kombi liegen für ein Gebäude mit 15'000 kWh Heizenergie in etwa gleich auf wie ein LWWP-System.

Die Lebenszykluskosten sind eine statische Betrachtung der Investitionskosten sowie der Betriebskosten und Einnahmen durch den Verkauf von PV-Strom über 20 Jahre.

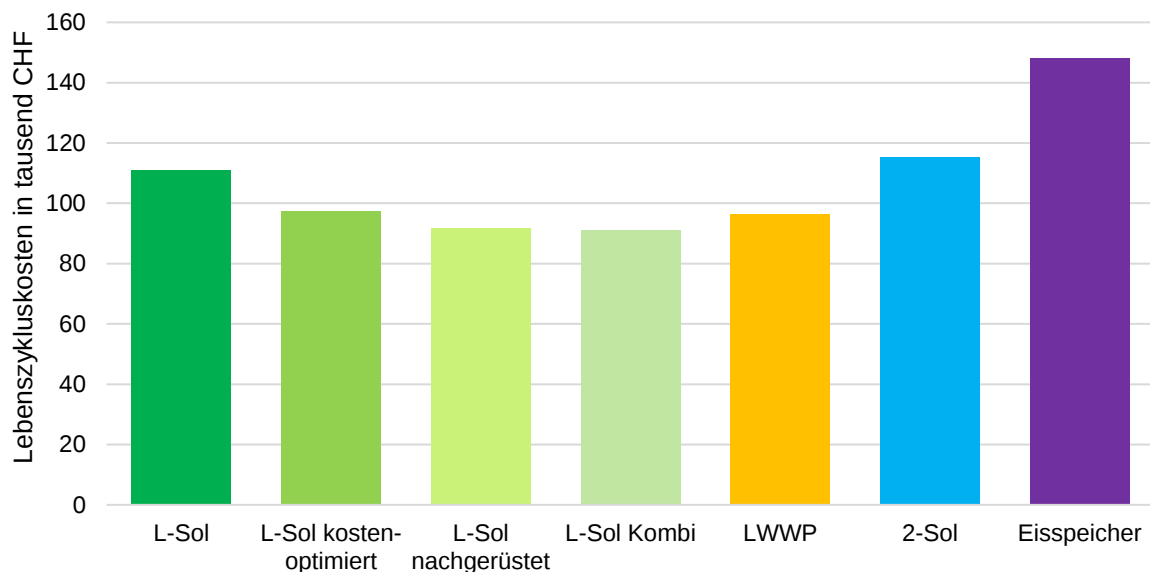


Abbildung 18: Lebenszykluskosten bei L-Sol (Phase 1) und den Vergleichssystemen für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 15 MWh/a.

Der Strombedarf der verschiedenen Systeme in Abbildung 19 zeigt, dass die Reduktion der PVT-Kollektoren von 30 auf 20 bei dem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh dazu führt, dass diese kostenoptimierten L-Sol Varianten übers Jahr mehr Strom verbrauchen als das LWWP-System. Dieser Effekt zeigte sich für den Energieverbrauch im 3'000 kWh Gebäude nicht, dort war der Energieunterschied zwischen L-Sol und LWWP-System hoch genug, dass auch ein ineffizienteres L-Sol System noch weniger Strom benötigte (siehe Jahresbericht 2018 [6]).

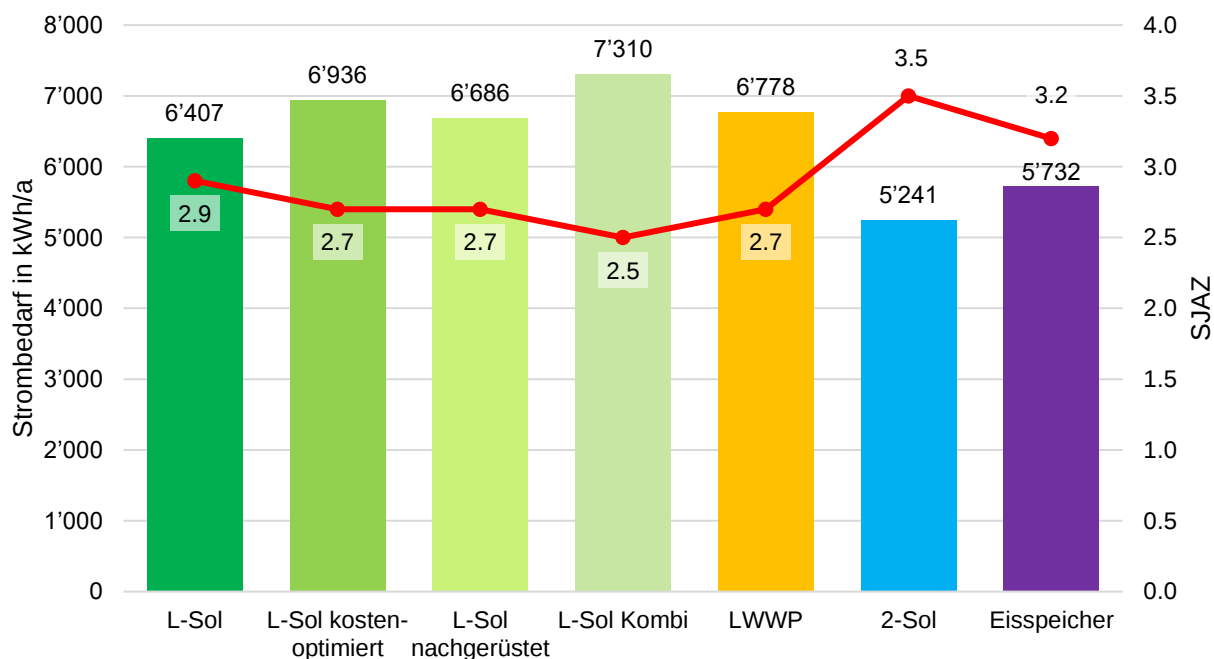


Abbildung 19: Energetischer Vergleich für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von etwa 15 MWh/a zwischen den kostenoptimierten Systemen und den Vergleichssystemen aus Phase 1.

In Phase 2.1 wurden die gleichen Systeme nochmals für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 10'000 kWh pro Jahr gerechnet. Obwohl dort das L-Sol-System schon energetisch optimiert wurde und somit nicht direkt mit den Ergebnissen für das Gebäude mit Heizenergiebedarf von 15'000 kWh/a aus Phase 1 verglichen werden kann, sind die Energiekennzahlen der Systeme hier in Abbildung 20 eingefügt. Sie zeigen, dass nach der energetischen Optimierung des Systems auch weniger PVT-Kollektoren und somit eine Kostenreduktion des Systems möglich sind ohne den Effizienzvorteil gegenüber dem LWWP-System zu verlieren. Alle Varianten von L-Sol haben einen geringeren Stromverbrauch und eine bessere Jahresarbeitszahl als ein LWWP-System.

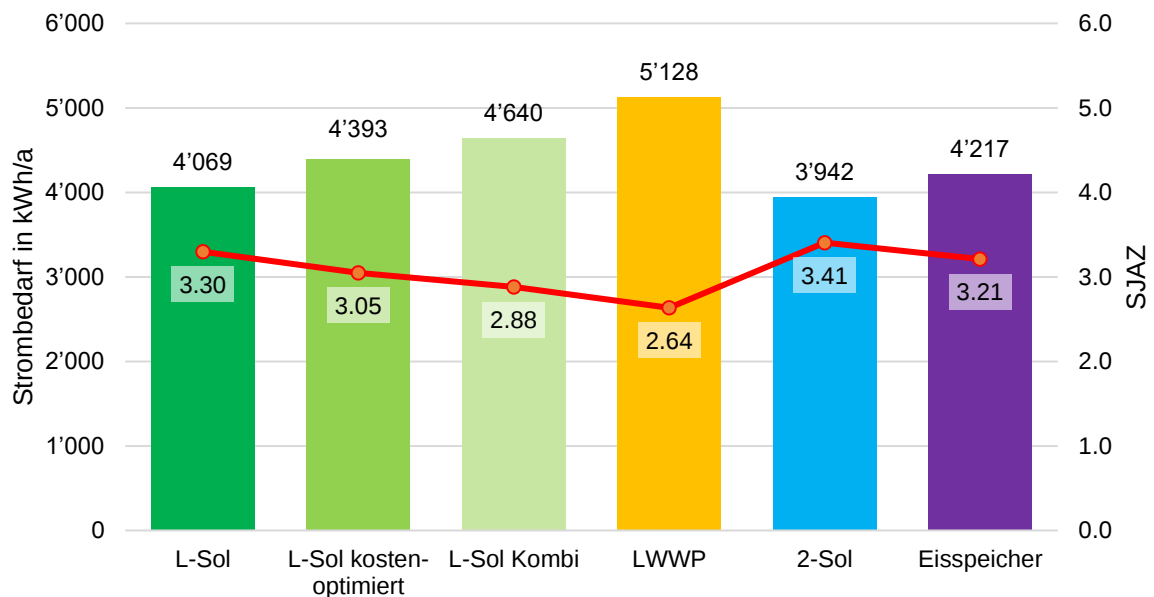


Abbildung 20: Energetischer Vergleich für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von etwa 10 MWh/a zwischen den kostenoptimierten Systemen und den Vergleichssystemen aus Phase 2.1.

Auch die Lebenszykluskosten wurden für die verschiedenen Systeme mit einem Heizwärmebedarf von 10'000 kWh/a nochmals berechnet (Abbildung 21). Anders als in Phase 1 wurde dabei die Lebensdauer der Wärmepumpen auf 20 Jahre erhöht, wodurch diese in einem Lebenszyklus des Systems nicht ersetzt werden müssen. Dies führt dazu, dass alle Varianten von L-Sol höhere Lebenszykluskosten aufweisen als das LWWP-System. Der Wegfall der Ersatzkosten der LWWP in Phase 1 fällt mehr ins Gewicht als der der Sole-Wasser-Wärmepumpen, da letztere kostengünstiger sind. Die kostengünstigste L-Sol-Variante (L-Sol Kombi) ist allerdings lediglich rund 22 % teurer. Verglichen mit den Systemen 2-Sol und Eisspeicher sind alle Varianten von L-Sol deutlich kostengünstiger.

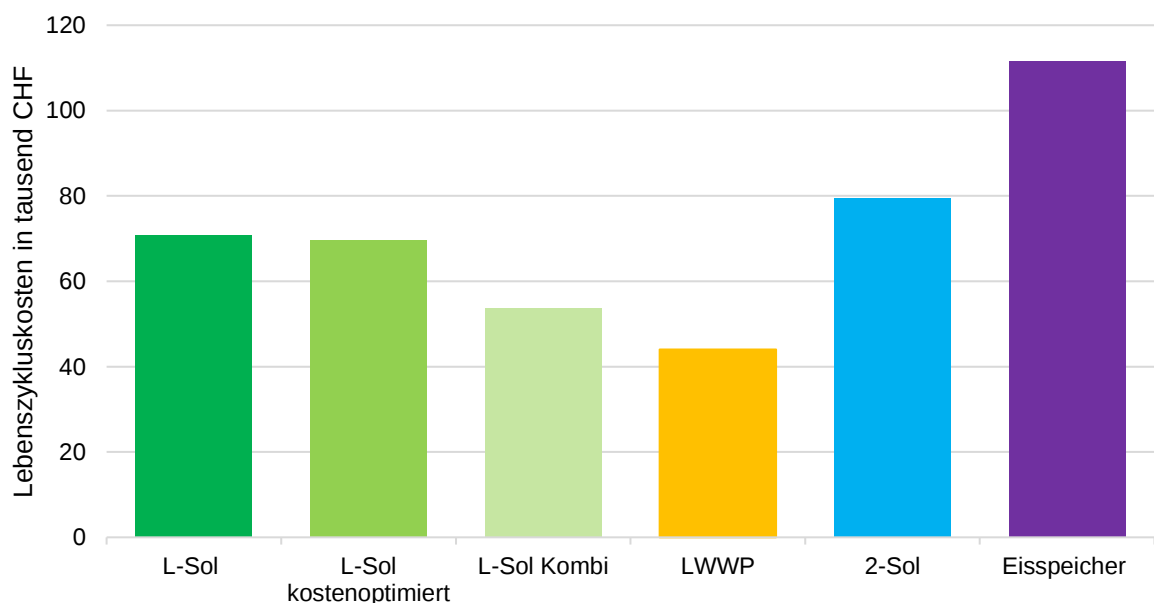


Abbildung 21: Lebenszykluskosten bei L-Sol und den Vergleichssystemen für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 10 MWh/a nach Phase 2.1.



3.1.6 Nutzwertanalyse

Um sowohl ökonomische, ökologische als auch technische Aspekte der verschiedenen Systeme zu gewichten und als Gesamtwert miteinander vergleichen zu können, wurde eine Nutzwertanalyse durchgeführt.

Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh

Alle vier Heizsysteme und die drei kostenoptimierten L-Sol-Varianten wurden in der gleichen Nutzwertanalyse bewertet. Werden alle Hauptkategorien wie in Abschnitt 2.1.8 beschrieben je zu einem Drittel gewichtet, so landen auf den vordersten vier Plätzen die drei L-Sol Varianten sowie das ursprüngliche L-Sol (siehe Abbildung 22). Dies liegt daran, dass sie im ökologischen Bereich deutlich besser abschneiden als das LWWP-System und ökonomisch deutlich besser als die Systeme 2-Sol und Eisspeicher. Zudem punkten alle L-Sol Varianten mit einem mittleren Platzbedarf, tiefen Geräuschemissionen und flexiblen Einsatzmöglichkeiten ohne Baubewilligung.

An erster Stelle schneidet die Variante L-Sol nachgerüstet ab. Sie ist leicht teurer als die Variante L-Sol Kombi, die Effizienzsteigerung und somit die ökologische Bewertung steigert dagegen den Nutzwert deutlich. Nach den verschiedenen L-Sol Varianten auf Platz fünf liegt das System 2-Sol, gefolgt von dem LWWP System und dem Eisspeicher System. Dass das LWWP-System einen ökologischen Nutzwert von null hat, ist damit zu begründen, dass es das System mit der geringsten Stromproduktion und dem grössten Stromverbrauch ist. Sensitivitätsanalysen, in denen die Gewichtungen der drei Hauptkategorien variiert wurden zeigen, dass L-Sol nachgerüstet in den meisten Fällen auf dem ersten Platz bleibt. Nur wenn die Ökologie sehr stark gewichtet wird (mind. 60 %), kommen die Systeme 2-Sol und Eisspeicher auf die vorderen Plätze. Die genauen Erkenntnisse aus der Sensitivitätsanalyse können im Jahresbericht 2018 [6] (Abschnitt 2.1.1 in Anhang 3 des vorliegenden Dokuments) nachgelesen werden.

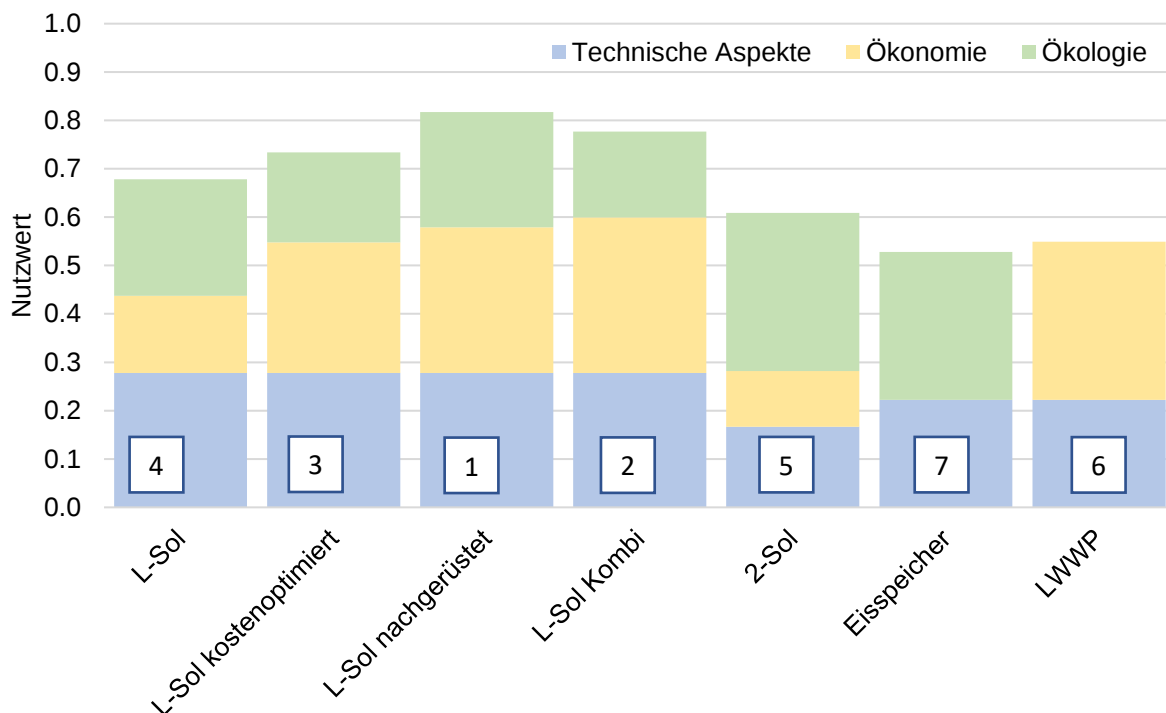


Abbildung 22: Ergebnisse der Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh.



Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh

Werden alle Hauptkategorien wie in Kapitel 2.1.8 beschrieben je zu einem Drittel gewichtet, so landet bei einem Heizwärmebedarf von jährlich 15'000 kWh die Variante L-Sol nachgerüstet auf dem ersten Platz (Abbildung 23). An zweiter Stelle steht das System 2-Sol, knapp vor der Variante L-Sol Kombi. An vierter Stelle steht das LWWP System. Die Bewertung der technischen Aspekte ist gleich wie bei dem Gebäude mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse finden sich ebenfalls im Jahresbericht 2018.

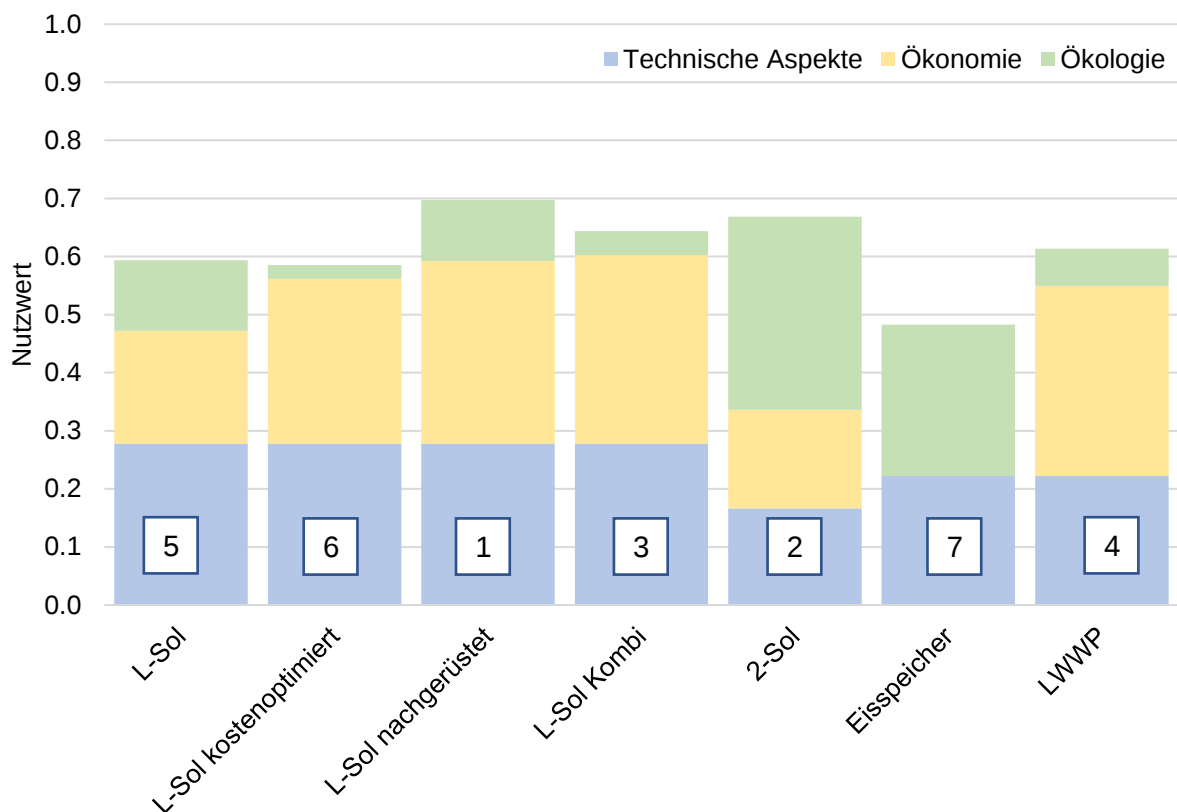


Abbildung 23: Ergebnisse der Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.

3.1.7 Schlussfolgerungen aus der ersten Phase und deren Einfluss auf weitere Analysen

Die Ergebnisse aus der ersten Phase beeinflussen das weitere Vorgehen für die zweite Projektphase. Im Begleitgruppentreffen am Ende der ersten Projektphase, sowie beim Go/NoGo-Review wurden Probleme besprochen und das weitere Vorgehen diskutiert und festgelegt. Neben dem möglicherweise noch vorhandenen Optimierungspotenzial bei der Systemeffizienz waren mitunter die hohen Einschaltzyklen der Wärmepumpe ein zu adressierendes Problem. Die hierzu durchgeführten Analysen und deren Ergebnisse werden in Abschnitt 3.2 erläutert. Aus praktischen Gründen wurde neben einem System mit zwei separaten technischen Speichern für Brauchwarmwasser und Heizung auch ein System mit Kombi-Speicher betrachtet (ebenfalls ab Abschnitt 3.2).

Da neben der Systemeffizienz auch der Eigenverbrauch bzw. die Autarkie für den Nutzer interessant ist, werden Simulationen mit einer SG-Ready-Steuerung durchgeführt (siehe Abschnitt 3.2.2). Weiter wurde eine Option für eine energieeffiziente Kühlung im Sommer getestet (Abschnitt 3.2.5). Zusätzlich wurde festgelegt, dass eine Dimensionierungsmatrix für eine schnelle Erst-Dimensionierung des Systems in Abhängigkeit von Heizwärmebedarf und solarer Einstrahlung erarbeitet wird. Diese ist in Abschnitt 3.3 erläutert und dargestellt.



Die Simulationen in der ersten Projektphase haben gezeigt, dass das System L-Sol eine grössere Systemeffizienz aufweist als ein LWWP-System. Die Systemeffizienz ist jedoch ebenfalls von der Gebäudekategorie abhängig. Je schlechter isoliert das Gebäude, desto tiefer ist die Systemeffizienz. Andererseits bestehen bei Neubauten weniger Ansatzpunkte die Idee für ein System wie L-Sol einzubringen. Bei Sanierungen ist der Kontakt zu den Bauherren einfacher herzustellen, da der Weg bei einem Heizungersatz im Normalfall nicht wie bei einem Neubau immer über einen Architekten führt. Aus diesem Grund wurde beschlossen, sich in der zweiten Projektphase auf sanierte EFH mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 10 MWh zu konzentrieren und bei den folgenden Auswertungen auf Neubauten zu verzichten.

3.2 Phase 2.1: Systemoptimierung

3.2.1 Optimierung der Hydraulik und der Steuerung

Zu Beginn der zweiten Projektphase wurden einige Änderungen im simulierten System untersucht, mit dem Ziel die Effizienz des Heizungssystems zu erhöhen. Sämtliche Änderungen sind in Tabelle A1 und Tabelle A2 im Anhang ersichtlich. Die wichtigsten und ausschlaggebenden Änderungen zur Verbesserung der Systemeffizienz sind die folgenden:

- Änderung der Hysterese im PVT-Kreislauf von 6/2 °C auf 4/1.5 °C
- Änderung der Hysterese im Vorerwärmungs-Kreislauf von 6/2 °C auf 4/2.0 °C
- Erhöhung des spezifischen Durchsatzes im PVT-Kreislauf von 30 auf 50 l/(m²h)
- Einführung einer Hysterese von 0.5 °C zur Abschaltung der Wärmepumpe und Einschalten der Heizstäbe bei -15°C in der untersten Schicht des primärseitigen Speichers
- Reduktion der Nennleistung der Wärmepumpe (von 13 auf 10 kW)

Mit der Einführung der Hysterese für die Wärmepumpe und die Heizstäbe kann die Anzahl der Einschaltzyklen der Wärmepumpe um ca. 40 % reduziert werden, was sich positiv auf die Lebensdauer der Wärmepumpe auswirkt. Beim Einsatz eines Kombi-Speichers beträgt die Reduktion sogar rund 75 % im Vergleich zum Zwei-Speicher-Modell der Phase 1 und rund 42 % im Vergleich zu einer vergleichbaren LWWP. Die Einführung dieser Hysterese und die Reduktion der Nennleistung der Wärmepumpe haben zu einer marginalen Erhöhung des Stromverbrauches geführt. Dagegen konnte der Stromverbrauch insbesondere durch die Änderungen der Hysteresen und beim spezifischen Durchsatz um ca. 11 % im Vergleich zum bisherigen Modell reduziert werden (Abbildung 24, Zwei-Speicher L-Sol). Dabei sank der durch die Heizstäbe verursachte Verbrauch (hauptsächlich im Heizpufferspeicher) um rund 38 %. Die Verwendung des Kombispeichers ist in Bezug auf die Systemeffizienz neutral (Abbildung 24 Kombi). Die Verwendung einer Frischwasserstation böte die Möglichkeit zur Reduktion der Zapftemperatur. Bei einer leichten Reduktion der Zapftemperatur von 50°C auf 47°C beträgt die mögliche Reduktion des Stromverbrauchs 1.5 %.

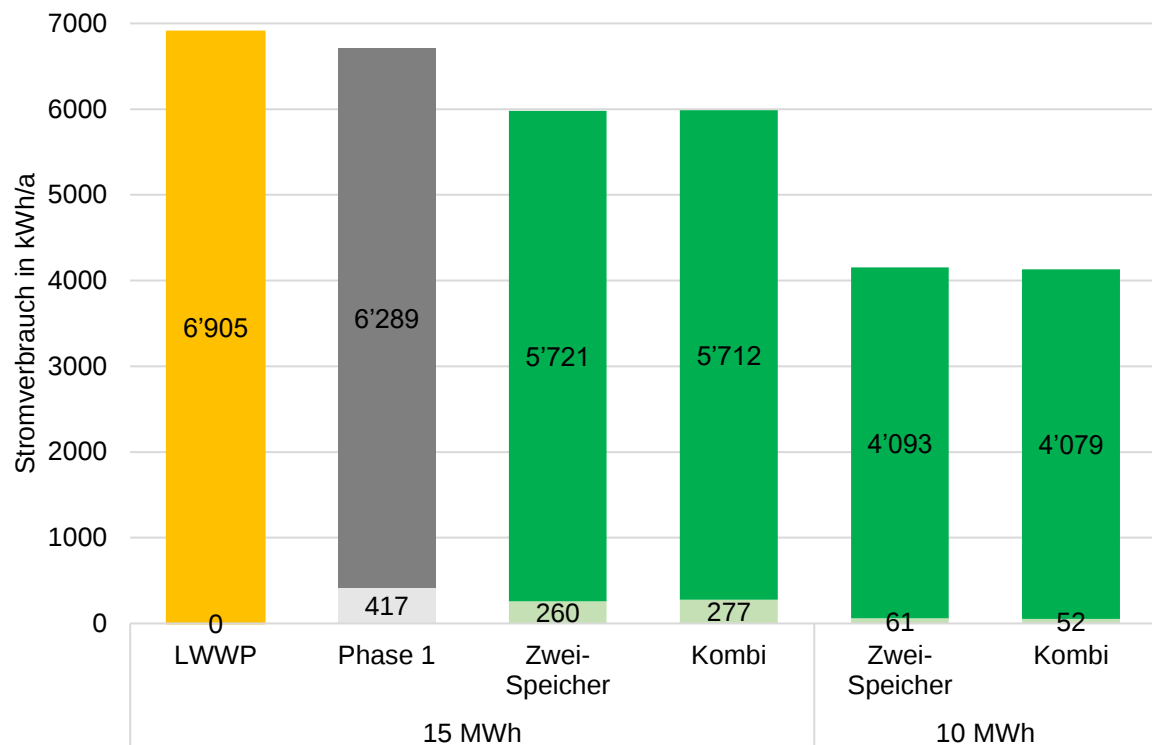


Abbildung 24: Vergleich des Stromverbrauchs eines LWWP-Systems (gelb) mit L-Sol (grün). Für L-Sol ist das in Phase 1 verwendete Modell (bisher) neben dem Zwei-Speicher- und Kombi-Modell nach der Optimierung der Systemeffizienz sowohl für ein Gebäude mit den bisherigen 15 MWh/a als auch dem neu verwendeten 10 MWh/a Heizwärmebedarf dargestellt.

In Abbildung 25 ist die Effizienzsteigerung durch die erwähnten Anpassungen nochmals für die einzelnen Monate dargestellt. Es fällt auf, dass die Optimierungen insbesondere im Winter für eine Verringerung des Stromverbrauchs sorgen. Dies ist im Hinblick auf die Problematik der erneuerbaren Stromerzeugung im Winter eine sehr wünschenswerte Verbesserung. Daher dienen die entsprechend angepassten Modelle Zwei-Speicher und Kombi in der zweiten Projektphase als Grundlage für alle weiteren Berechnungen.

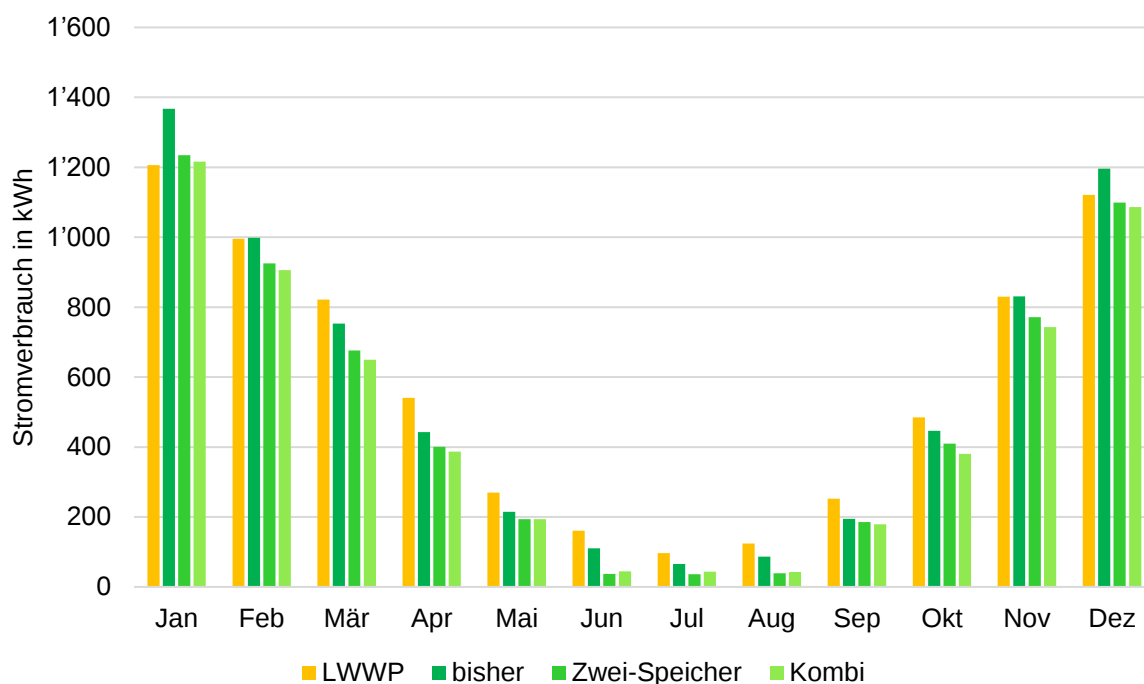


Abbildung 25: Vergleich der neuen L-Sol Varianten mit der in Phase 1 verwendeten Variante (bisher) und einem LWWP-System auf Monatsbasis für ein Gebäude mit 15 MWh/a Heizwärmebedarf.

Im Begleitgruppentreffen und beim Zwischen-Review mit dem Bundesamt für Energie wurde beschlossen, dass man sich in der zweiten Projektphase auf sanierte EFH fokussiert und den bisherigen Anstellwinkel für die PVT-Kollektoren von 20 auf 30° ändert. Für das im Folgenden betrachtete Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 10 MWh/a bedeutet dies eine Reduktion des gesamten Stromverbrauches um rund 80 kWh/a. Der steilere Anstellwinkel ist also am betrachteten Standort vorteilhaft für den solarthermischen Ertrag der PVT-Kollektoren. Der Gesamtstromverbrauch im Zwei-Speicher-Modell liegt entsprechend neu bei 4'076 kWh/a und beim Kombi-Modell bei 4'049 kWh/a.

3.2.2 Systemoptimierung zur Reduktion des Netzbezuges

Neben der Systemeffizienz ist für den Nutzer der Eigenverbrauch relevant. Durch die Nutzung der zwei zusätzlichen Steuerungseingänge bei SG-Ready fähigen Wärmepumpen, kann der normale Betrieb einer Wärmepumpe übersteuert werden. In einer Parameterstudie wurde für das System L-Sol getestet, inwiefern die Effizienz und der Netzbezug des Systems beeinflusst werden können. Die Parameter sind gezielte Überhitzung bei unterschiedlichen Speichervolumen, eine einfache Betriebssperre in der Nacht bei kalten Temperaturen oder eine über Wetterprognosen festgelegte Betriebssperre.

Überhitzen der sekundärseitigen Speicher

Gezieltes Überhitzen in Zeiten während Verfügbarkeit von PV-Strom verringert den Netzbezug. Der Einfluss des Überhitzens auf den Netzbezug ist auf der einen Seite abhängig von den Schwellwerten für Ein- und Ausschalten des Überhitzens. Die Abhängigkeit vom Einschalt-Kriterium F, ist deutlicher und homogener als die Abhängigkeit vom Ausschaltkriterium G. Das Ausschalten des Überhitzen-Vorgangs wird häufig durch das Erreichen der Maximaltemperatur im Speicher bestimmt. Damit greift das Ausschaltkriterium nicht immer. Bei Variation des Einschaltkriteriums sinkt der Netzbezug mit sinkender Einschaltsschwelle tendenziell bis zu einem Wert von etwa 0.8. Aus diesem Grund wurden für das Kombi-Modell explorativ auch Simulationen mit einer Einschaltsschwelle F von 0.6 untersucht. Zwischen 0.8 und 0.6 ist jedoch keine klare Abnahme des Netzbezuges mehr festzustellen (siehe Abbildung 26). Aus diesem Grund wurde diesbezüglich auf weitere Simulationen verzichtet.

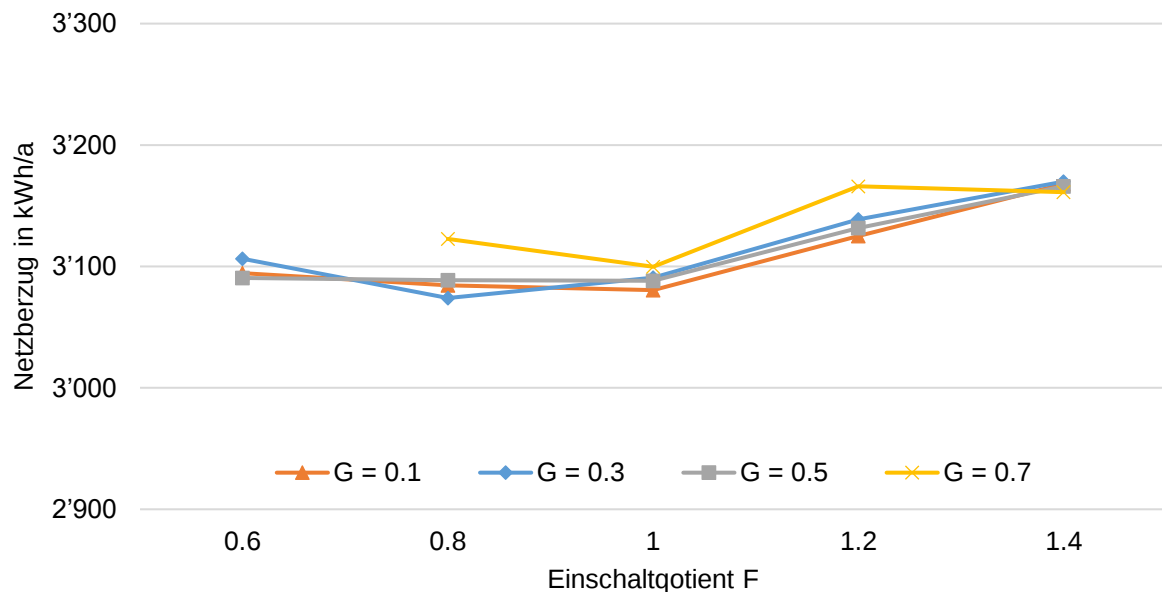


Abbildung 26: Beispiel für den Effekt des Einschaltkriteriums auf den Netzbezug für ein Beispiel mit Kombi-Speicher. Der Netzbezug nimmt bei sinkender Einschaltsschwelle des Überhitzens ab. Bei geringen Einschaltsschwellen (0.6) ist dieser Zusammenhang nicht mehr gegeben.

Auf der anderen Seite ist der Effekt von den sekundärseitigen Speichergrößen abhängig. Abbildung 27 zeigt diese Effekte für die jeweils beste Kombination der Grenzwerte F und G in Bezug auf den Netzbezug anhand ausgewählter Speichergrößenkombinationen. Neben der Reduktion des Netzbezuges kann der Eigenverbrauch im Zwei-Speicher-Modell um rund 90 % und beim Einsatz eines Kombispeichers um 75 % gesteigert werden. Für beide Modelle zeigt sich durch die Vergrößerung des Heizpuffer-Volumens ein positiver, durch die Vergrößerung des Brauchwarmwasser-Volumens hingegen ein negativer, Effekt auf den Netzbezug und den Eigenverbrauch. Die Systemeffizienz verschlechtert sich jedoch durch das Überhitzen in sämtlichen Fällen (Abbildung 27). Verursacht wird dies in erster Linie durch die hohen Temperaturen, welche beim Überhitzen erreicht werden müssen. Zusätzlich treten höhere Speicherverluste auf. Dies bedeutet, dass der totale Stromverbrauch des Systems trotz sinkendem Netzbezug steigt.

Wie in Abbildung 27 auch ersichtlich wird, hat das Kombi-Modell eine etwas geringere Systemeffizienz als das Zwei-Speicher-System. Dies liegt am deutlich grösseren Speichervolumen welches auf 70 °C erwärmt wird. Weil die verwendeten Steuerungsbedingungen über die beiden Modelle weitgehend identisch sind, wird im Kombispeicher das Brauchwarmwasser-Volumen automatisch mit dem Heizwarmwasser erwärmt.

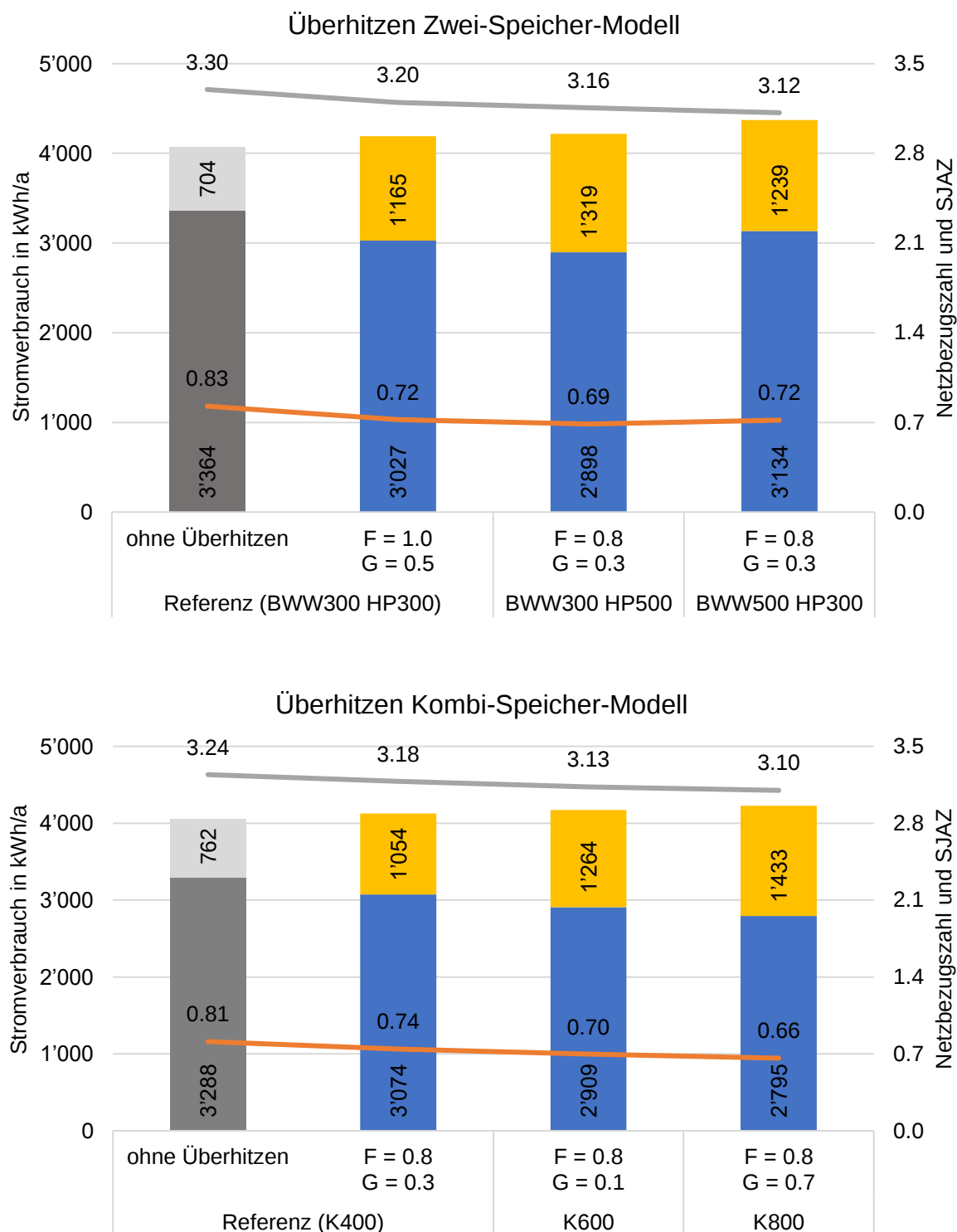


Abbildung 27: Vergleich von Netzbezug (Säule; blau), Netzbezugszahl (Linie; orange), Eigenverbrauch (Säule; gelb) und SJAZ (Linie; grau) ohne Überhitzen mit drei Fällen in denen sekundärseitigen Speicher unterschiedlicher Grösse für das Zwei-Speicher-Modell (oben) und das Kombi-Speicher-Modell (unten) überhitzt werden. Es sind jeweils die maximal erreichbaren Effekte gezeigt.



Abbildung 28 zeigt exemplarisch den Einfluss des Überhitzens auf den Eigenverbrauch und den Netzbezug in einem Zweispeicher-System im Jahresverlauf. Erwartungsgemäss ist die Steigerung des Eigenverbrauchs während der Heizperiode (September bis Mai) grösser als während der Sommermonate, wenn nur der Brauchwarmwasser-Speicher überhitzt wird. Am stärksten ist der Effekt während der Übergangsmonate ausgeprägt. Diese saisonale Verteilung zeigt sich in sämtlichen durchgeführten Simulationen beider Modelle.

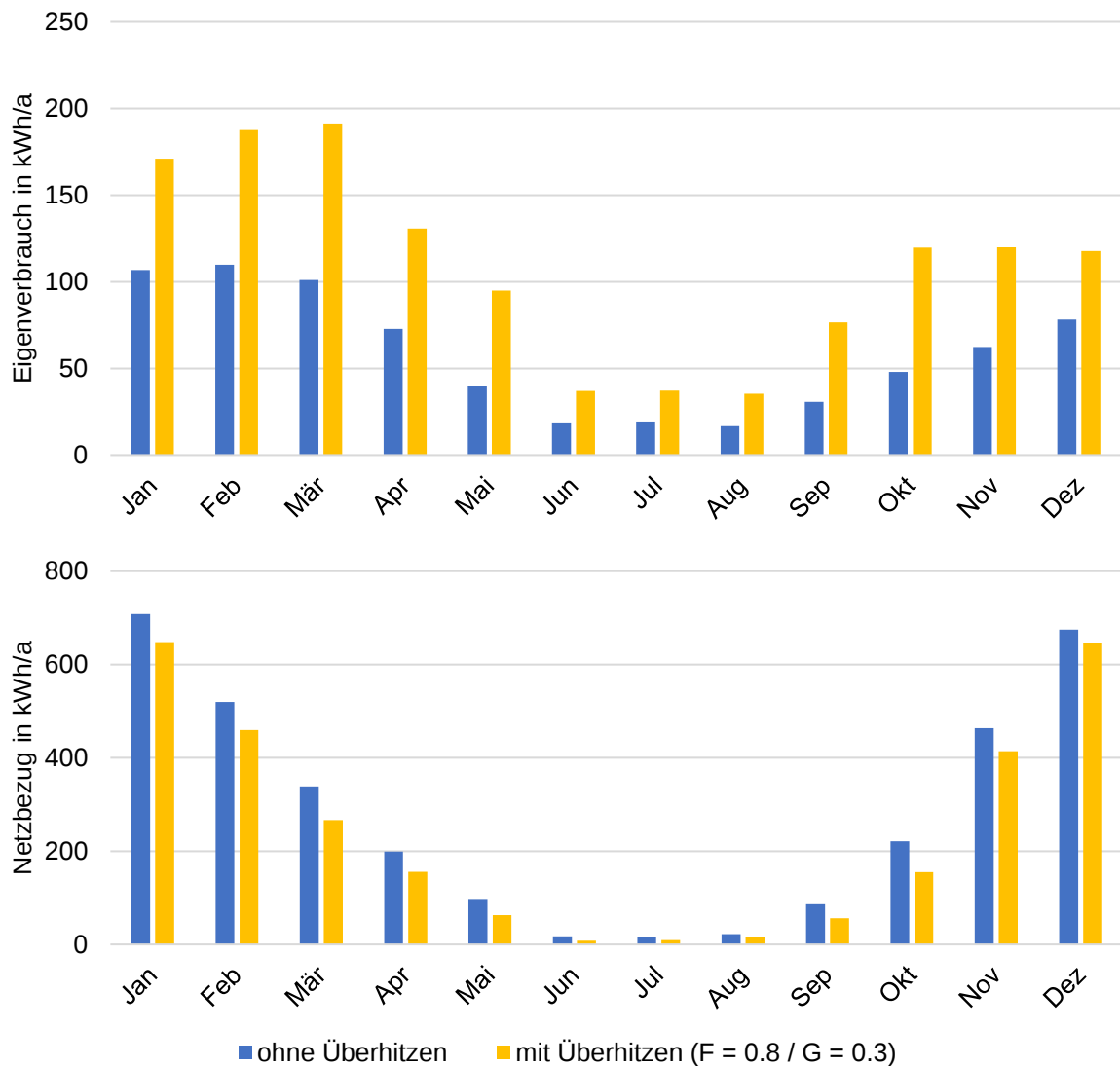


Abbildung 28: Saisonale Verteilung des Eigenverbrauches (oben) und des Netzbezuges (unten) im Zwei-Speicher-Modell mit 500 l Heizpuffer-Speicher.

Die mit dem grösseren Temperaturhub verbundene Reduktion der Systemeffizienz beim Überhitzen zeigt sich besonders ausgeprägt während der Sommermonate Juni bis August (siehe Abbildung 29). Neben dem höheren Temperaturhub führt das Überhitzen auch zu einer Verringerung der über den Vorerwärmungskreislauf direkt aus dem KW-Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher geführten Wärme von rund 10 %. Dieser Teil wird beim Überhitzen über die Wärmepumpe bereitgestellt und reduziert entsprechend die Systemeffizienz. Aufgrund des verhältnismässig geringen Wärmebedarfes während der Sommermonate ist der Einfluss auf die SJAZ jedoch vernachlässigbar. Ausserdem liegen

die Arbeitszahlen in den Sommermonaten auch mit Überhitzen immer noch deutlich über dem Jahresdurchschnitt.

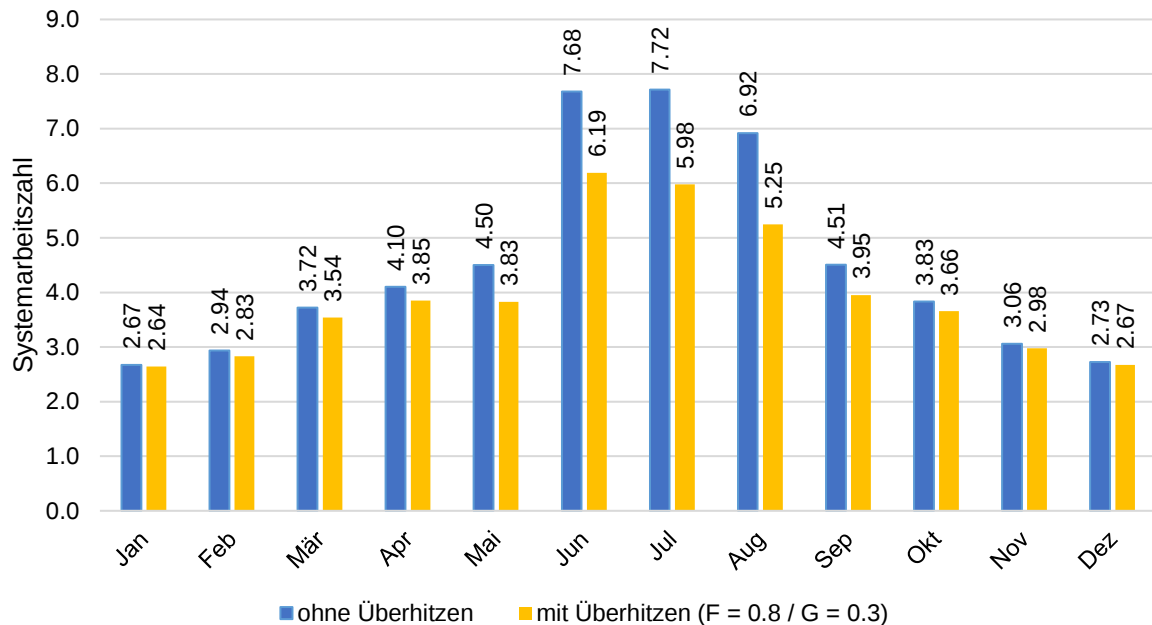


Abbildung 29: Monatsdurchschnitte der Systemarbeitszahl beim Zwei-Speicher-Modell mit 500 l Heizpuffer-Speicher. Während den Sommermonaten sinkt die Arbeitszahl durch den höheren Temperaturhub und die höheren Speicherverluste im Vergleich ohne Überhitzen deutlich ab.

Ein sinkender Netzbezug ist mit einem steigenden Gesamtstromverbrauch verbunden, wie bereits in Abbildung 27 aufgezeigt wurde. Abbildung 30 zeigt den Zusammenhang zwischen Netzbezug und Stromverbrauch für eine grosse Anzahl von Simulationsrechnungen. Jedes Zeichen enthält Simulationsergebnisse mit demselben Setup, bei denen einzig die Werte für F und G variiert wurden. Verschiedene Zeichen stehen für verschiedene Setups, was bedeutet, dass verschieden grosse primärseitige und/oder sekundärseitige Speicher eingesetzt wurden. Die Punktwolken lassen sich in unterschiedliche Gruppen aufteilen. Insbesondere die Grösse des KW-Speichers lässt eine deutliche Unterteilung zu (siehe farbliche Markierungen in Abbildung 30). Ein grösserer KW-Speicher führt zu einem geringeren Stromverbrauch im Heizungssystem und damit einem geringeren Netzbezug. Eine Vergrösserung des Heizpuffer-Volumens auf der sekundären Seite der Wärmepumpe führt zu einem geringeren Netzbezug bei leicht ansteigendem Stromverbrauch.

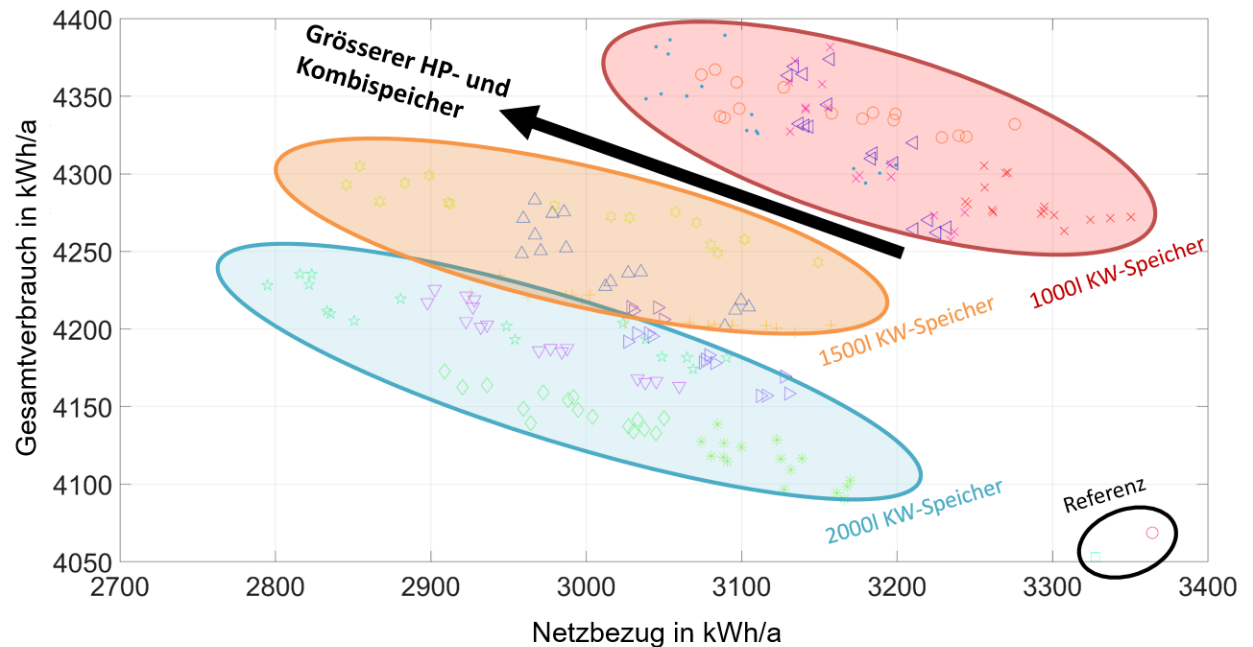


Abbildung 30: Übersicht über eine grosse Anzahl von Simulationsrechnungen zur Bestimmung des Effekts der Speicherdimensionierung auf Netzbezug und Stromverbrauch. Die Referenzwerte sind ohne Überhitzen und mit herkömmlicher Steuerung gerechnet. Alle anderen Punkte sind Simulationen mit SG-Ready Steuerung zum Überhitzen. Gleiche Marker bedeuten jeweils gleiche Systemkonfiguration, aber unterschiedliche Ein-/Ausschaltkriterien für das Überhitzen. Der Übersicht halber sind Punktwolken mit verschiedenen Grössen des KW-Speichers farblich markiert. Eine Vergrösserung der Speicher auf der Sekundärseite der Wärmepumpe bewirkt einen sinkenden Netzbezug bei steigendem Stromverbrauch.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers

Das Überhitzen bei vorhandenem Überschussstrom ist eine rein stromseitige Optimierung mit dem Ziel möglichst viel Strom der PV-Anlage selbst zu verbrauchen. Dadurch sinkt der Netzbezug. Auf das thermische System hat diese Optimierung jedoch eine negative Auswirkung. Durch den grösseren Temperaturhub und grössere Wärmeverluste auf Grund der höheren Speichertemperaturen sinkt die Systemeffizienz. Zur Optimierung des thermischen Systems bietet es sich an, die Wärmepumpe vorwiegend dann zu betreiben, wenn die Quelle, im System L-Sol der KW-Speicher, eine möglichst hohe Temperatur aufweist. Eine sehr einfache Möglichkeit dies umzusetzen ist, den Betrieb der Wärmepumpe gezielt in den Tag zu schieben und in der Nacht möglichst nicht zu heizen. Diese einfache Massnahme führt, bei Erfüllung der Komfort-Bedingungen, bereits zu einem deutlich verringerten Netzbezug bei gleichzeitig geringerem Strombedarf (vgl. Abbildung 31). Im Gegensatz zu den anderen Varianten wurde die Dauer der Sperre und nicht die Koeffizienten F und G variiert. Das simulierte Modell entspricht dabei dem Zwei-Speicher-Modell mit der effektivsten Kombination der Koeffizienten F und G ($F = 0.8$ und $G = 0.3$). In Kombination mit Überhitzen wurde ein 500-l-Heizpuffer-Speicher verwendet, bei alleiniger Betrachtung der Beladungssperre ein 300-l-Speicher, denn es ist festgestellt worden, dass ohne Überhitzen (bei Verwendung einer Standard-Steuerung) ein 300-l-Heizpuffer-Speicher zu einem geringeren Gesamtverbrauch führt. Je länger die Beladungssperre für den Heizpufferspeicher ist, desto geringer fallen Netzbezug und gesamter Stromverbrauch aus. Bei der längsten simulierten nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers von 00:00 bis 09:00 Uhr beträgt deren Reduktion rund 23 % resp. 5 %.

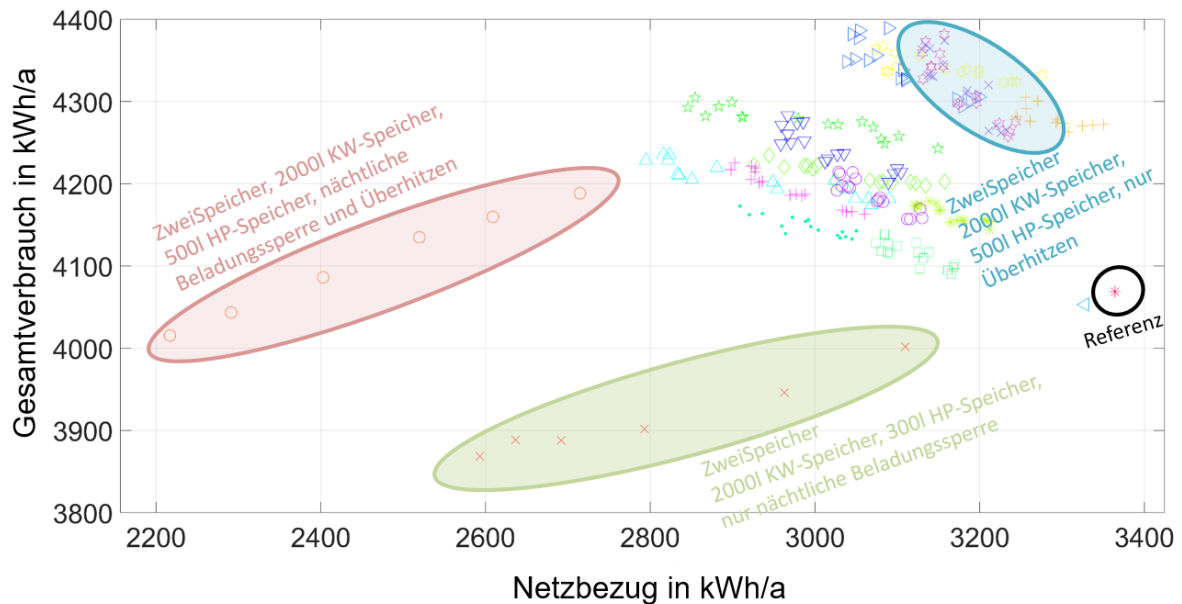


Abbildung 31: Gleiche Simulationen wie in Abbildung 30 mit zusätzlichen Simulationen zur Dauer einer nächtlichen Beladungssperre für den Heizpuffer-Speicher. Gleiche Marker bedeuten jeweils gleiche Systemkonfiguration, aber unterschiedliche Ein-/Ausschaltkriterien für das Überhitzen oder, im Fall der Beladungssperre, eine unterschiedliche Dauer der Beladungssperre. Die nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers führt sowohl zu einem geringeren Netzbezug als auch zu einem geringeren gesamten Stromverbrauch im Heizungssystem. Durch Kombination mit Überhitzen kann der Netzbezug weiter verringert werden, allerdings erhöht sich der Gesamtverbrauch.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers unter Einbezug der Wettervorhersage

Eine nächtliche Beladungssperre lohnt sich energetisch nur, wenn morgens wieder Bedingungen herrschen, bei denen sich der kalte Speicher durch Wärmeeintrag des PVT-Kreislaufes erwärmt. Es wurde daher untersucht, inwiefern der Einbezug einer Wettervorhersage helfen kann, den Einsatz einer nächtlichen Beladungssperre zu optimieren. Dazu wurde eine Steuerung verwendet, die die Beladungssperre nur dann aktiviert, wenn die Umgebungstemperatur oder die Einstrahlung am nächsten Tag definierte Schwellwerte überschreiten. Diese betrugen 5 °C für die Tagesdurchschnittstemperatur und 1 kWh/m² für die Einstrahlungs-Tagessumme. Betrachtet wurde diese Steuerung für ein L-Sol-System mit zwei sekundärseitigen Speichern, wobei die nächtliche Beladungssperre nur den Heizpufferspeicher betraf, nicht den BWW-Speicher.

Die nächtliche Beladungssperre mit Wettervorhersage wurde für unterschiedliche Zeiträume der Sperre untersucht. Das Polysun-Kriterium für den Raumkomfort wurde in keiner der Varianten verletzt. In Abbildung 32 ist die Dauer der jährlichen negativen Abweichungen von der Soll-Gebäudetemperatur für die längste betrachtete Beladungssperre von 00:00 bis 09:00 Uhr gezeigt. Die Gebäudetemperatur fällt zwar oft bis zu 0.1 K unter die Solltemperatur, grössere Abweichungen sind jedoch selten.

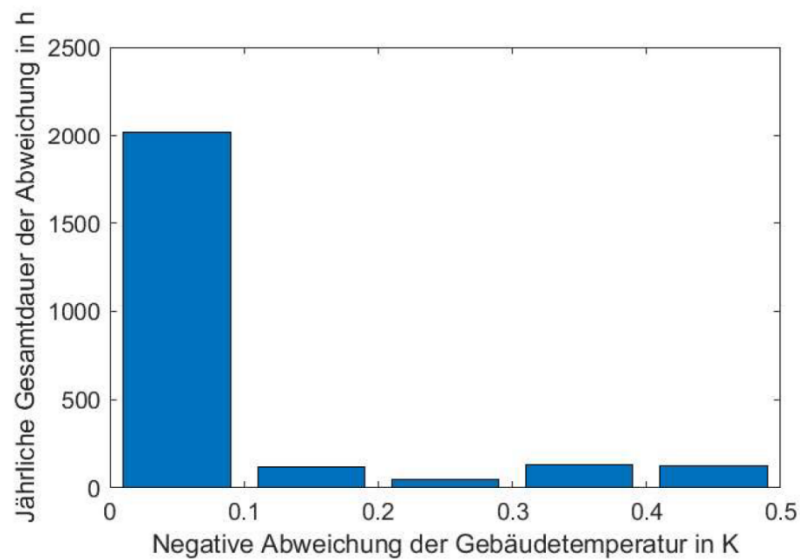


Abbildung 32: Jährliche Gesamtdauer der negativen Abweichung der Gebäudetemperatur von der Solltemperatur für eine nächtliche Beladungssperre mit Wettervorhersage von 00:00 bis 09:00 Uhr. Abweichungen von weniger als 0.1 K kommen oft vor, grössere Abweichungen sind selten.

Abbildung 33 zeigt den jährlichen Netzbezug und Eigenverbrauch für Beladungssperren unterschiedlicher Dauer. Die Endzeit beträgt jeweils 09:00 Uhr, die Startzeit variiert von 00:00 bis 05:00 Uhr. Als Vergleich sind jeweils in grau die Werte für eine Beladungssperre ohne Wettervorhersage gezeigt. Bei beiden Varianten führt eine längere Beladungssperre zu einer merklichen Reduktion des Netzbezugs, während sich der Gesamtverbrauch (also die Summe aus Netzbezug und Eigenverbrauch) nur geringfügig ändert. Abgesehen von den kürzeren Beladungssperren (Start um 04:00 oder 05:00 Uhr), ist bei der Variante mit Wettervorhersage der Gesamtverbrauch erkennbar grösser. An diesem Mehrverbrauch ist der Anteil aus dem Eigenverbrauch überproportional beteiligt.

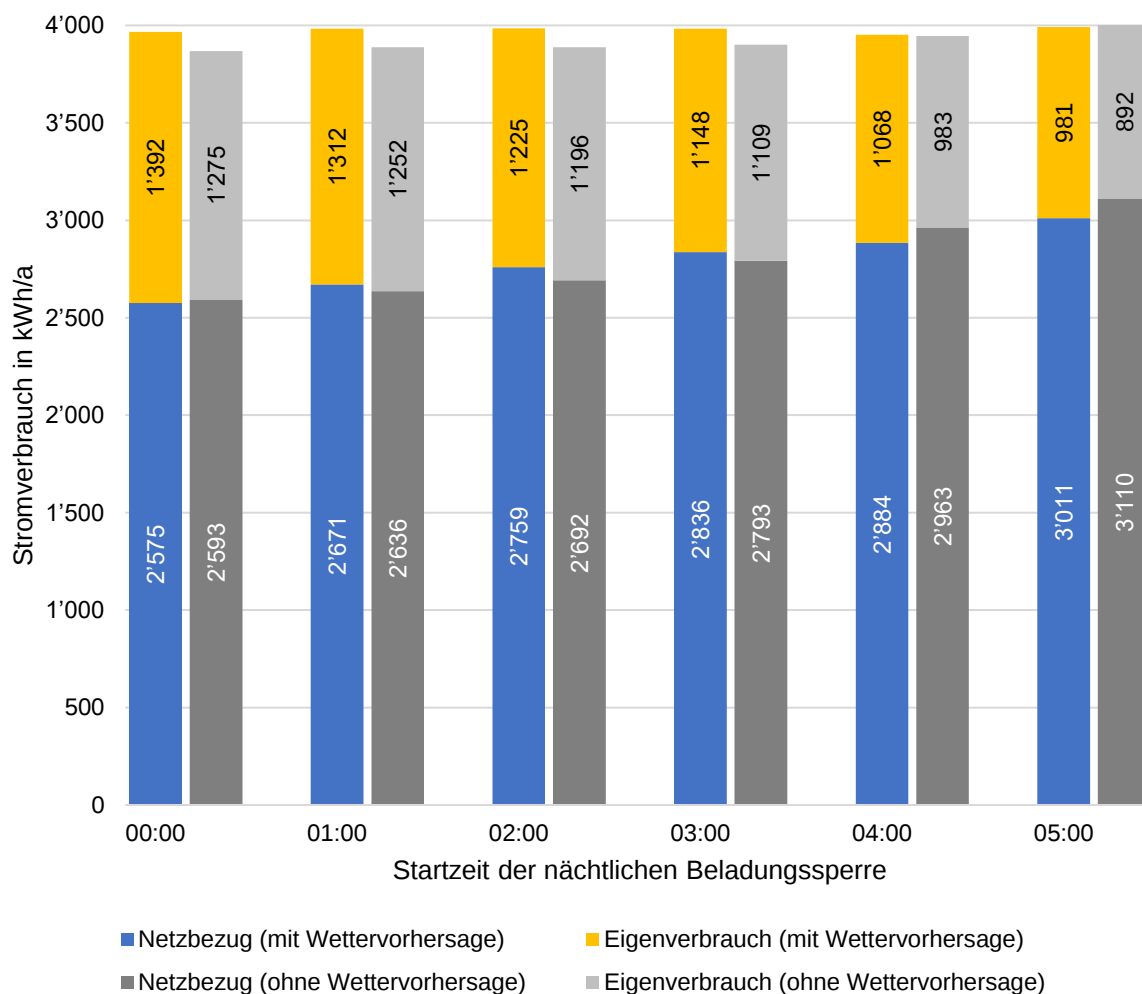


Abbildung 33: Jährlicher Netzbezug und Eigenverbrauch mit nächtlicher Beladungssperre des Heizpufferspeichers. Die Beladungssperre hat eine variable Startzeit und dauert bis 09:00. Bei den linken Säulen wird eine Wettervorhersage berücksichtigt. Die nächtliche Beladungssperre wird nur aktiviert, wenn die Umgebungstemperatur oder die Einstrahlung am nächsten Tag definierte Schwellwerte überschreiten. Die rechten Säulen beinhalten keine Wettervorhersage. Die Beladungssperre wird in jeder Nacht aktiviert. Werden Komfortkriterien verletzt, wird die Beladungssperre abgebrochen.

In Abbildung 34 ist der monatliche Verlauf von Netzbezug und Eigenverbrauch für die nächtliche Beladungssperre mit und ohne Wettervorhersage gezeigt. Es ist ersichtlich, dass mit Wettervorhersage der Eigen- sowie der Gesamtverbrauch grösser ist als bei der Steuerung ohne Wettervorhersage. Der Netzbezug ist hingegen oftmals geringer, insbesondere im Frühjahr. Als Erklärung dafür wird folgender Sachverhalt angenommen: Bei der Steuerung mit Wetterprognose bleibt die Beladungssperre aktiviert, auch wenn die Gebäudetemperatur leicht unter die Zieltemperatur von 20 °C fällt (im Bereich von einigen Zehntel Kelvin, siehe Abbildung 32). Ohne Wetterprognose würde in diesem Fall der «Fail-Safe-Mechanismus» eingreifen, was ein Einschalten der Wärmepumpe und somit eine Erhöhung des Netzbezugs zur Folge hätte. Da sich im ersten Fall das Gebäude und unter Umständen auch der Heizpufferspeicher stärker abkühlen, ist tagsüber mehr Energie nötig um die Solltemperaturen wieder zu erreichen. Zudem dauert das Aufwärmen auf die Solltemperaturen länger, was einen Teil des Prozesses in den späteren Nachmittag verschiebt, wenn die Wärmeerzeugung bereits nicht mehr so effizient stattfinden kann wie mittags. Somit kommt es insgesamt zu einem grösseren Strombedarf tagsüber, und damit wiederum zu einem grösseren Eigenverbrauch. Offensichtlich überwiegt der zweite Effekt, so dass insgesamt ein grösserer Strombedarf resultiert.

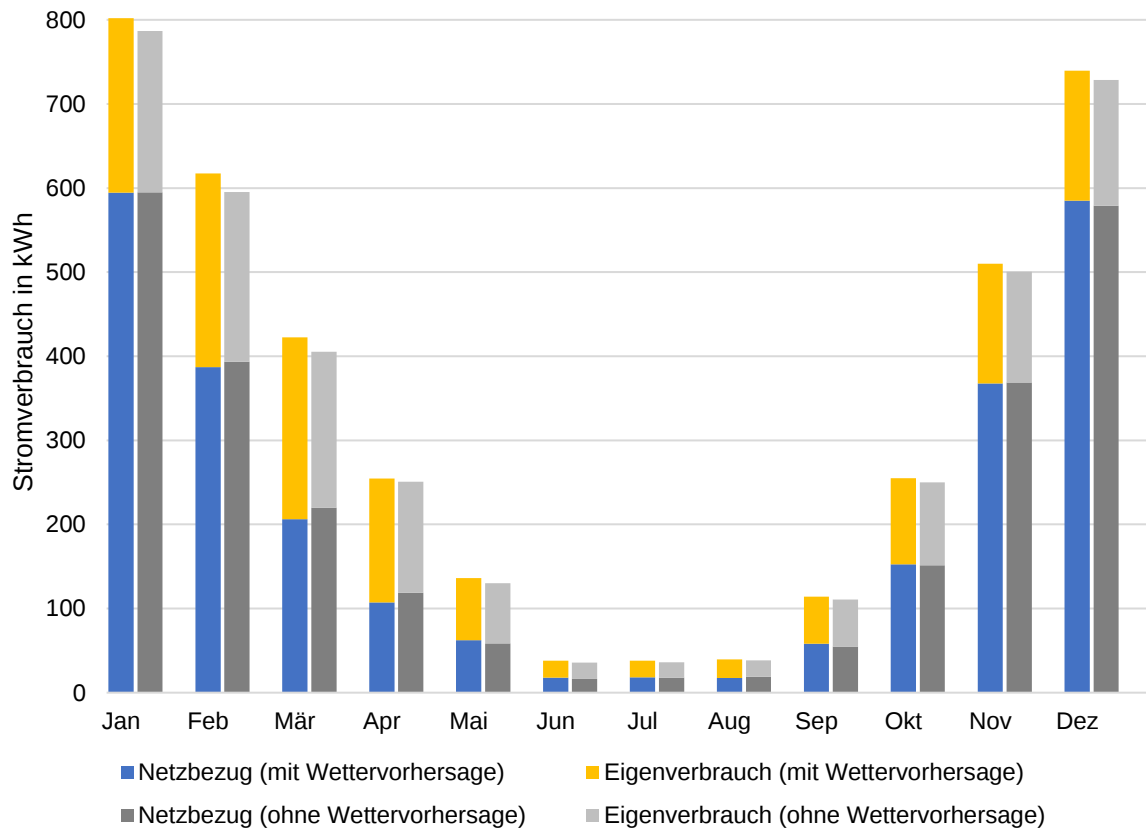


Abbildung 34: Monatlicher Netzbezug und Eigenverbrauch mit einer nächtlichen Beladungssperre von 00:00 bis 09:00 Uhr. Bei den linken Säulen wird eine Wettervorhersage berücksichtigt. Die nächtliche Beladungssperre wird nur aktiviert, wenn die Umgebungstemperatur oder die Einstrahlung am nächsten Tag definierte Schwellwerte überschreiten. Die rechten Säulen beinhalten keine Wettervorhersage. Die Beladungssperre wird in jeder Nacht aktiviert. Werden Komfortkriterien verletzt, wird die Beladungssperre abgebrochen.

Da sich für die untersuchten Varianten der nächtlichen Beladungssperre mit Wetterprognose keine wesentlichen Vorteile gegenüber der einfachen nächtlichen Beladungssperre gezeigt haben, wurde entschieden diese Steuerstrategie nicht weiter zu verfolgen. Dies auch im Sinne der Projekt-Begleitgruppe, welche vorgeschlagen hatte, den Fokus stattdessen auf ein einfach umsetzbares System mit geringer Komplexität zu setzen.

In einer weiterführenden Betrachtung könnte durch systematisches Optimieren verschiedener Parameter wie Start- und Endzeit der Beladungssperre oder den Schwellwerten versucht werden eine Einstellung zu finden, in der die Beladungssperre mit Wettervorhersage derjenigen ohne Wettervorhersage klar überlegen ist. Noch einen Schritt weiter würde eine Steuerung gehen, die neben dem «Angebot» (thermische Energie in Form von Einstrahlung und Umgebungswärme) auch die «Nachfrage» (Bedarf an Heizwärme und Brauchwarmwasser) voraussagt und den aktuellen Speicherstand mitberücksichtigt. Eine solche prädiktive Regelung würde es erlauben, die Speicher immer auf den optimalen Beladungszeitpunkt hin zu «entleeren». Idealerweise würde die Bedarfsprognose durch einen selbstlernenden Algorithmus gemacht, welcher sich an verändertes Nutzerverhalten anpassen kann. Für die Praxis sinnvoll wäre eine solche Regelung allerdings nur, wenn sie im Anwendungsfall ohne grossen Zusatzaufwand für Programmierung oder Parametrierung umgesetzt werden kann.

3.2.3 Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix

Durch die direkte Wärmeübertragung vom PVT-Kreis in den KW-Speicher verbessert sich die Systemeffizienz leicht. In Abbildung 30 ist diese Verbesserung für ein Beispiel mit Kombispeicher dargestellt. Der gesamte Stromverbrauch sinkt ohne Überhitzen um rund 2 % und mit Überhitzen um ca. 3 %. Gleichzeitig wird der Netzbezug um 1.4 resp. 2.3 % reduziert. Analoges gilt für das nicht dargestellte Zwei-Speichermodell.

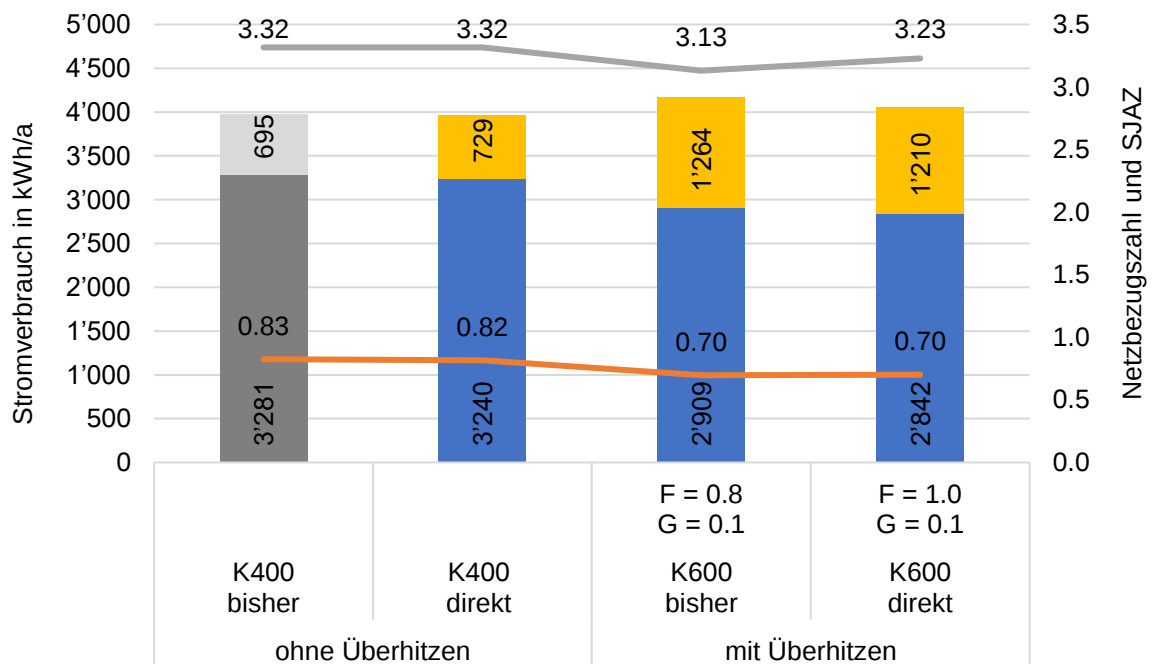


Abbildung 35 Darstellung des Effekts der direkten Wärmeübertragung zwischen PVT-Kreis und kaltem Speicher auf den Netzbezug (blau), die Netzbezugszahl (orange), den Eigenverbrauch (gelb) und die SJAZ (grau) des Kombi-Modells. Der verbesserte Wärmeeintrag in den Speicher führt zu einer Verringerung des Strombedarfs, insbesondere bei der Variante mit überhitzen. In diesem Fall beträgt die Verringerung rund 3 %.

Die für die vereinfachte Hydraulik ebenfalls durchgeführte Variation des spezifischen Durchsatzes im PVT-Kreislauf zeigt, dass dessen Reduktion leichtes Effizienzpotenzial birgt. Im Grundsystem (50 l/(m²h)) erweist sich ein Durchsatz von 20 l/(m²h) in Bezug auf den gesamten Stromverbrauch als die effizienteste Einstellung. Durch die Hydraulikänderung wird der thermische Ertrag des Kollektorfeldes um rund 1 % gesteigert. Zudem werden höhere mittlere Temperaturen in der obersten Speicherschicht und damit der Quelltemperatur für die Wärmepumpe, besonders während den Wintermonaten, erreicht (Abbildung 36). Der gesamte Stromverbrauch kann so um weitere rund 1 % reduziert werden. Der Unterschied zwischen 30 und 20 l/(m²h) ist jedoch klein (7 kWh/a). Der Netzbezug hingegen steigt mit sinkendem Durchsatz, die Unterschiede sind jedoch ebenfalls vernachlässigbar klein (1 resp. 10 kWh). Beim Überhitzen ist jedoch ein ähnliches Muster zu beobachtenden. In Bezug auf den Netzbezug wären da klar 30 l/(m²h) zu bevorzugen. Der Netzbezug liegt mit 30 l/(m²h) bei 2787 kWh während er mit 20 l/(m²h) bei 2907 kWh. Dies entspricht einer Zunahme von 4.3 %. Dennoch ist die Systemeffizienz bei 20 l/(m²h) am höchsten.

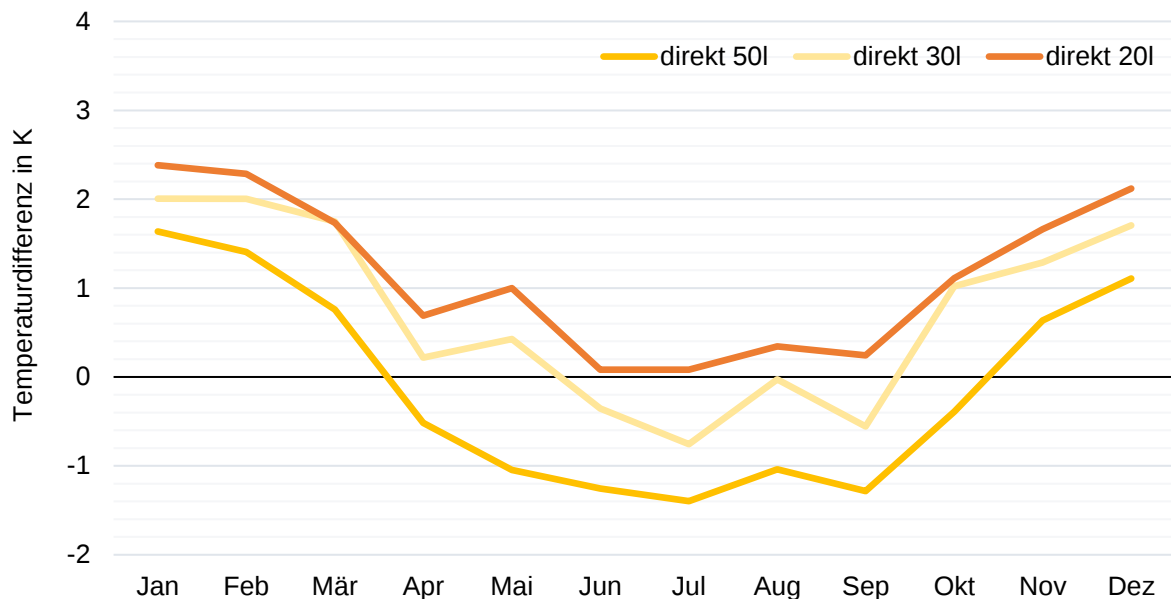


Abbildung 36 Darstellung der durchschnittlichen Temperaturdifferenz in der obersten Schicht des primärseitigen Speichers im Standardsetting (2'000-l-KW-Speicher, 400-l-Kombi-Speicher und ohne Überhitzen) im Vergleich zur bisher verwendeten Hydraulik. Der Wegfall der Systemtrennung im KW-Speicher führt in jedem Fall zu höheren durchschnittlichen Speichertemperaturen während der Wintermonate.

Einen weiteren positiven Effekt hat die Reduktion des spezifischen Durchsatzes auf die Einschaltzyklen der Pumpe im PVT-Kreislauf. Im Gegensatz zum Betrieb mit einer Systemtrennung führt der Betrieb mit dem bisherigen spezifischen Durchsatz von 50 l/hm² bei der neuen Hydraulik ohne Überhitzen nämlich zu einer Verdreifachung (1534 vs. 4601) der Einschaltzyklen. Die hohe Strömungsgeschwindigkeit führt beim Anlaufen des PVT-Kreislaufes dazu, dass das kalte Fluid aus der untersten KW-Speicherschicht nicht genügend erwärmt wird, die Austrittstemperatur entsprechend schnell sinkt und das Ausschaltkriterium so erfüllt wird. Eine Reduktion des spezifischen Durchsatzes von 50 auf 20 l/hm² reduziert die Einschaltzyklen auf 1'061.

Aufgrund der Systemeffizienz und der Reduktion der Einschaltzyklen bei der PVT-Kreislauf-Pumpe wird in den folgenden Untersuchungen, welche auf dem Grundsystem beruhen, ein spezifischer Durchsatz von 20 l/(m²h) verwendet. Sollte die SG-Ready-Schnittstelle zum Überhitzen jedoch genutzt werden, wären 30 l/(m²h) empfehlenswert.

Zur weiteren Komplexitätsreduktion wurde der Vorerwärmungs-Kreislauf aus dem System entfernt. Damit einher geht eine Verschlechterung der Systemeffizienz. Der gesamte Stromverbrauch steigt im Grundsystem um rund 6 % (260 kWh). Damit können rund 50 % der über diesen Kreislauf übertragenen Wärme nicht durch höhere Temperaturen im primärseitigen KW-Speicher kompensiert werden. Wie in Abbildung 37 gezeigt wird, kann dieser Effekt durch eine Vergrößerung des sekundärseitigen Speichervolumens auf 600 l (Volumen beim Überhitzen) reduziert werden. Bei einer VLT von 60 °C kann dieser um rund 20 % (oder 50 kWh) reduziert werden. Bei den für die Berechnung der Dimensionierungsmatrix in Kapitel 3.3 verwendeten 55 °C beträgt die Reduktion rund 35 % (von 296 auf 195 kWh). Diese Volumenvergrößerung böte zudem den Vorteil, dass das Grundsystem im Hinblick auf die allfällige Nutzung einer SG-Ready Steuerung mit Überhitzen und Nachtsperre optimal ausgelegt wäre.

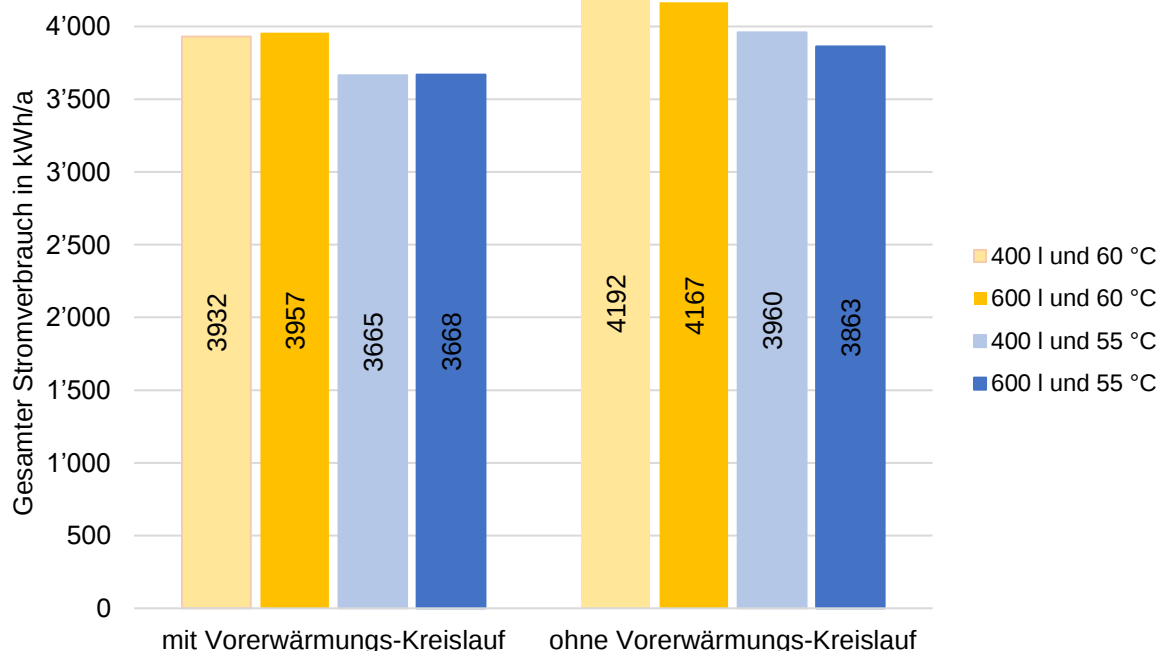


Abbildung 37: Stromverbrauch mit und ohne Vorerwärmungs-Kreislauf für verschiedene Kombispeicher-Größen und VLT. Durch Vergrößerung des Kombispeichers von 400 auf 600 l kann der Mehrverbrauch beim Weglassen des Vorerwärmungs-Kreislaufs reduziert werden, insbesondere bei einer VLT von 55 °C.

Um den Platzbedarf zu reduzieren wurde eine Reduktion des primärseitigen Speichervolumens von 2'000 auf 1'000 l mit der Begleitgruppe beschlossen (siehe Abschnitt 2.2.3). Diese Reduktion führt zu einem Mehrverbrauch von weiteren 190 kWh. Das für die Berechnung der Dimensionierungsmatrix verwendete Modell mit Radiatorheizung (55 °C VLT) weist damit einen gesamten Stromverbrauch von 4'053 kWh und einen Netzbezug von 3'361 kWh auf.

3.2.4 Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem

Um zu untersuchen, wie sich das optimierte L-Sol-System verglichen mit einem ähnlichen System verhält, wurde das System erneut einem LWWP-System kombiniert mit PV gegenübergestellt (vgl. Abschnitt 3.1.3). Der jährliche Netzbezug beträgt beim optimierten L-Sol 2746 kWh und beim LWWP-System 3077 kWh. In Abbildung 38 ist der Netzbezug der beiden Systeme auf die Monate aufgeschlüsselt dargestellt. Das L-Sol-System weist in jedem Monat einen geringeren Netzbezug auf. In den kältesten Monaten November bis Februar ist der Netzbezug jeweils zwischen 3 und 11 % geringer als beim LWWP-System. Die grössten Reduktionen des Netzbezugs sind in den Monaten März und April möglich, also in der Übergangszeit. Dies kann durch die steigende Zahl sonniger Tage bei immer noch verhältnismässig grossem Heizwärmebedarf begründet werden. In der herbstlichen Übergangszeit (September und Oktober) ist der Effekt weniger ausgeprägt, da dann vermehrt Nebel oder Wolkenbedeckung vorherrschen. Im Winter gibt es nur wenige sonnige Tage, diese kann das L-Sol-System jedoch nutzen und somit die oben erwähnte Reduktion des Netzbezugs erzielen.

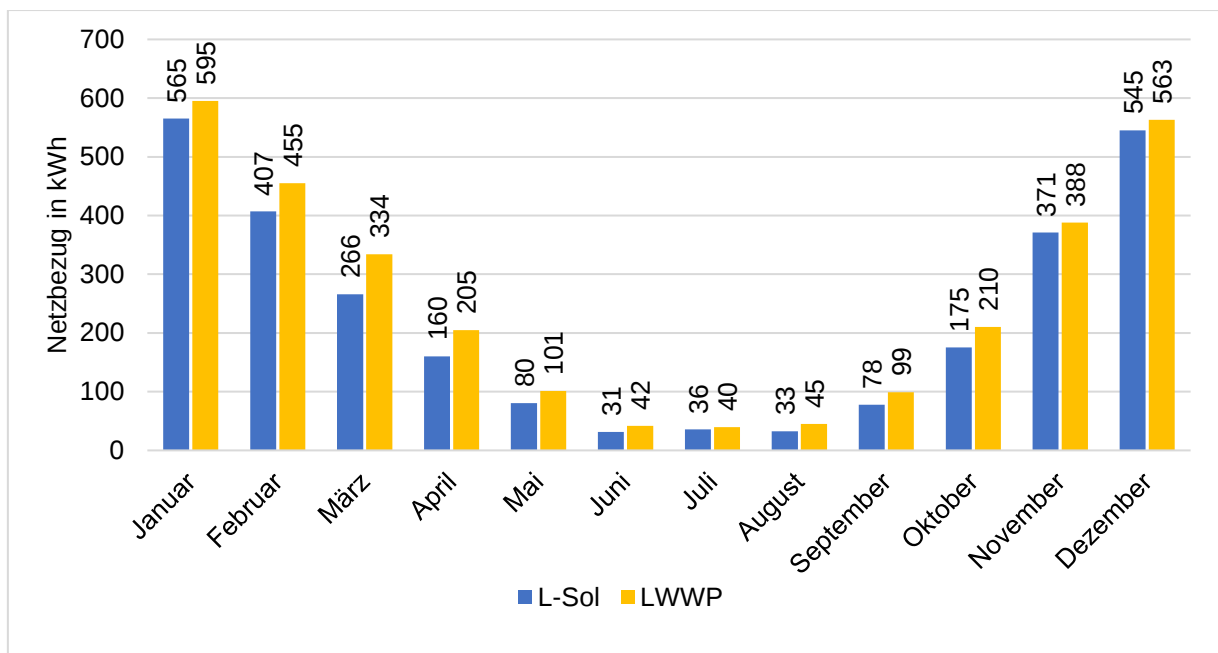


Abbildung 38: Monatlicher Vergleich des Netzbezugs für das L-Sol-System und ein Vergleichssystem mit LWWP und PV. Der Anwendungsfall ist ein Haus mit einem Heizwärmebedarf von 10 MWh/a und einer Fussbodenheizung.

Das L-Sol-System kann seine Vorteile also vor allem in der Übergangszeit ausspielen. Doch auch im Winter kann der Netzbezug gegenüber dem LWWP-System merklich reduziert werden. Zu beachten ist ausserdem, dass das Vergleichssystem hier mit einer PV-Anlage ausgestattet war. Ein LWWP-System ohne PV hätte einen deutlich grösseren Netzbezug. Ausserdem bietet L-Sol die Möglichkeit für die in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Steuerungsanpassungen zur weiteren Reduktion des Netzbezugs.

3.2.5 Batteriespeicher –Steigerung des Autarkiegrades

Batteriespeicher werden in Einfamilienhäusern mit PV-Anlage häufig verwendet, um den Autarkiegrad und den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Natürlich bietet ein Batteriespeicher auch im System L-Sol die Möglichkeit zu einer Verbesserung in Sachen Autarkie, Netzbezug und Eigenverbrauch. Wie stark der Eigenverbrauch durch einen Batteriespeicher erhöht werden kann, wurde anhand eines konkreten Beispiels mit und ohne Überhitzen untersucht. Abbildung 39 zeigt den monatlichen Verlauf des Netzbezugs und des Autarkiegrades eines L-Sol-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie mit und ohne Überhitzen. Es wird deutlich, dass die Verwendung eines Batteriespeichers den Autarkiegrad insbesondere in der Übergangszeit und im Sommer deutlich erhöhen kann. Es handelt sich um das in Abschnitt 2.2.3 beschriebene, komplexitätsreduzierte Modell mit einem Kombispeicher. Das Heizsystem beinhaltet eine Radiatorheizung mit einer VLT von 55 °C. Die Batterie hat eine nutzbare Kapazität von 10 kWh. Anders als bei den übrigen Simulationen in diesem Bericht wurde bei dieser Betrachtung ein elektrisches Verbraucherprofil mitberücksichtigt, was insgesamt zu einem grösseren Stromverbrauch und somit einem grösseren Netzbezug führt (siehe Abschnitt 2.2.5).

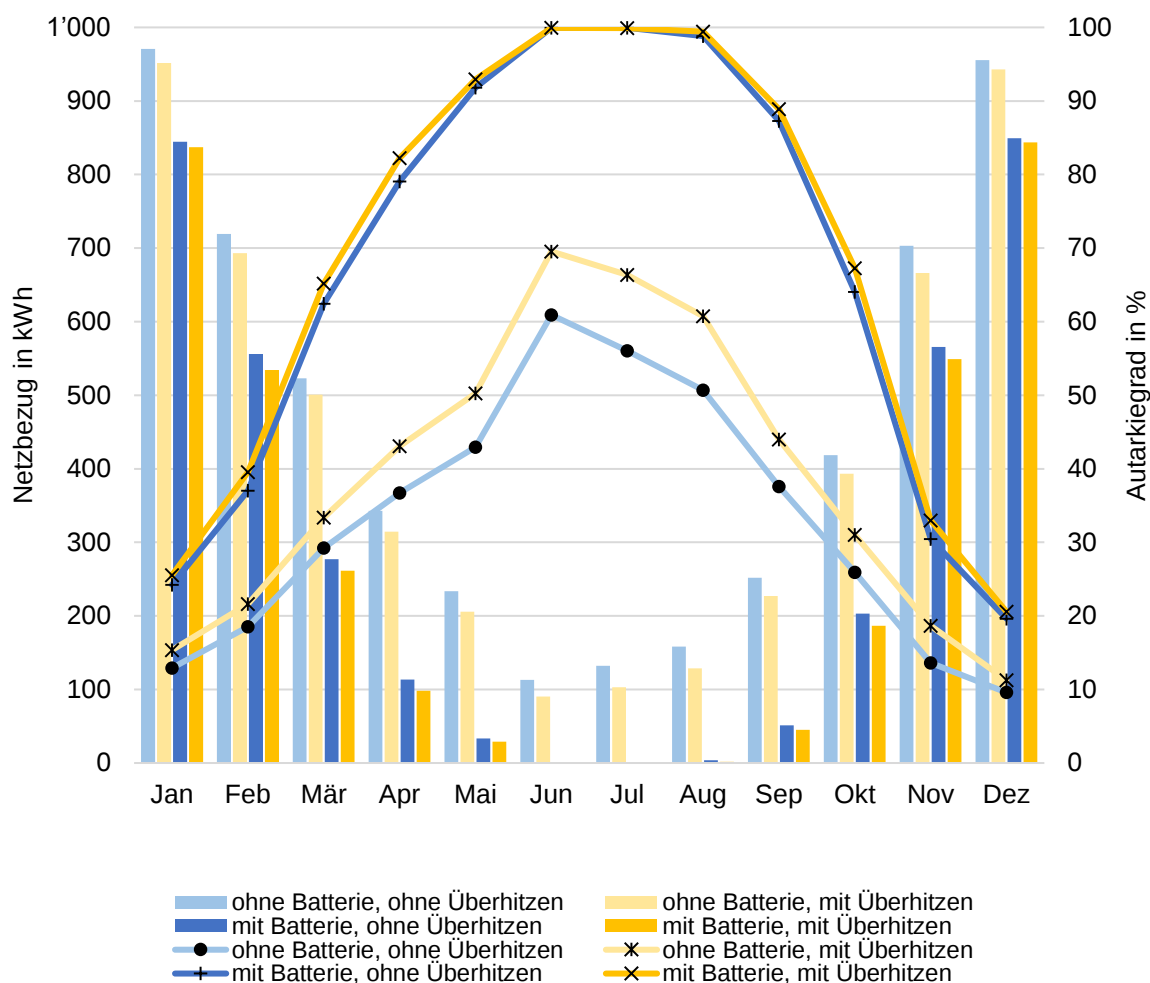


Abbildung 39: Monatlicher Netzbezug und Autarkiegrad des L-Sol-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie mit und ohne Überhitzen. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers führt insbesondere in der Übergangszeit zu einer deutlichen Reduktion des Netzbezugs und damit zu einer Steigerung des Autarkiegrades. In den Monaten Juni und Juli ist sogar vollständige Autarkie möglich. Da im Unterschied zu den anderen Simulationen für diese Betrachtung auch der elektrische Haushaltsverbrauch berücksichtigt wurde, sind die Verbrauchswerte insgesamt grösser.

In Tabelle 12 ist die jährliche Bilanz von Netzbezug und Autarkiegrad der vier betrachteten Varianten gezeigt. Sowohl aus den monatlichen als auch aus den jährlichen Daten ist ersichtlich, dass das Überhitzen bei Systemen mit und ohne Batteriespeicher zu einer Reduktion des Netzbezugs und zu einer Steigerung des Autarkiegrades führt. Im Fall ohne Batterie kann der jährliche Netzbezug damit um rund 300 kWh oder 6 % reduziert werden. Im Fall mit Batterie beträgt die Reduktion des jährlichen Netzbezugs noch rund 100 kWh oder 3 %. Das Überhitzen ist also vor allem dann lohnend, wenn kein Batteriespeicher verwendet wird. Eine vertiefte Betrachtung des Überhitzens findet in Abschnitt 3.2.2 statt. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers führt zu einer deutlich stärkeren Verbesserung von Netzbezug und Autarkie als das Überhitzen. So kann mit einem Batteriespeicher für den Fall ohne Überhitzen der jährliche Netzbezug um rund 2'000 kWh oder 37 % reduziert werden. Im Fall mit Überhitzen beträgt die Reduktion rund 1800 kWh oder 35 %. Durch den Batteriespeicher kann der Autarkiegrad in den Sommermonaten Juni und Juli 100 % erreichen. Die Absolutbeträge der Netzbezugsreduktion sind insbesondere in der Übergangszeit gross (200 kWh pro Monat oder mehr). In den sehr kalten Monaten November bis Februar führt das Hinzufügen eines Batteriespeichers lediglich zu einer Netzbezugsreduktion von 100 bis 150 kWh pro Monat.



Variante	Netzbezug (kWh/a)	Autarkiegrad (%)
ohne Batterie, ohne Überhitzen	5'521.3	25.8
ohne Batterie, mit Überhitzen	5'217.2	30.6
mit Batterie, ohne Überhitzen	3'497.4	53.0
mit Batterie, mit Überhitzen	3'385.9	54.9

Tabelle 12: Jährlicher Netzbezug und Autarkiegrad des L-Sol-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie mit und ohne Überhitzen. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers führt für beide Kriterien zu einer stärkeren Verbesserung als das Überhitzen. Der erhöhte Netzbezug verglichen mit Resultaten in anderen Kapiteln rührt daher, dass für die vorliegende Betrachtung auch der elektrische Haushaltsverbrauch berücksichtigt wurde.

Wenngleich der Batteriespeicher eine signifikante Reduktion des Netzbezugs und Steigerung des Autarkiegrades ermöglicht, ist der Nutzen mit den Kosten in Relation zu setzen. Geht man von einem durchschnittlichen Preis von 20.7 Rappen für eine Kilowattstunde Netzstrom aus [29], so bringt die Reduktion des Netzbezugs von 2000 kWh/a eine Einsparung von 414 CHF/a. Die Investitionsausgaben für einen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 10 kWh können für eine erste Abschätzung mit 10'000 CHF angenommen werden [30]. Eine statische Betrachtung führt somit zu einer Amortisationsdauer von rund 24 Jahren. Aus diesem Grund wird ein Batteriespeicher nicht als Standard-Bestandteil des L-Sol-Systems vorgeschlagen. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers ist denkbar in Fällen, in denen die Betreiber einer hohen Autarkie an sich einen gewissen Wert gegenüber rein wirtschaftlichen Überlegungen geben. Möglich sind auch zukünftige Szenarien mit höheren Kosten für Netzstrom und tieferen Investitionskosten für Batterien, welche einen Batteriespeicher wirtschaftlich werden lassen.

3.2.6 Passive Kühlung

Da davon ausgegangen werden muss, dass auch in der Schweiz das Bedürfnis nach sommerlicher Gebäudekühlung in der Zukunft steigen wird [16], wurde untersucht, ob mit dem L-Sol-System prinzipiell auch eine passive Kühlung möglich ist. Das Kombi-Modell wurde mit einem Bypass vom KW-Speicher direkt auf den Heizkreis ergänzt, womit das Gebäude gekühlt werden kann. Für die passive Kühlung wurden unterschiedliche Einschaltenschwellwerte für die Raumtemperatur in der Simulation getestet. In Abbildung 40 sind die Effekte der passiven Kühlung auf Raumtemperatur und Stromverbrauch für Einschaltsschwellen bei 22 °C, 23 °C und 24 °C dargestellt. Je geringer die Einschaltsschwelle, desto weniger Stunden mit Raumtemperaturen über 23 °C und 24 °C gibt es im Sommer. Die Einführung einer passiven Kühlung mit Grenztemperatur von 24 °C reduziert die Anzahl Stunden mit Temperaturen von über 24 °C um 35.0 %, mit Temperaturen über 23 °C um 22.5 %. Bei einer Einschaltsschwelle von 23 °C ergibt sich eine Reduktion von 47.5 % der Stunden über 24 °C gegenüber der Situation ohne Kühlung und eine Reduktion der Stunden über 23 °C um 31.5 %. Eine weitere Reduktion der Einschaltsschwelle bringt keine wesentliche Verbesserung mehr, weder auf die Reduktion der Stunden über 24 °C, noch auf die Reduktion der Stunden über 23 °C Raumtemperatur. Der Mehrverbrauch an Strom für das Heizungssystem beträgt bei Schwelltemperatur 23 °C oder 24 °C lediglich rund 1.5 % des gesamten Stromverbrauchs. Dieser von den Pumpen und durch niedrigere Quelltemperaturen bei der Brauchwarmwasser-Bereitstellung verursachte Mehrverbrauch ist durchaus akzeptabel für die Leistung einer deutlichen Verbesserung des Raumklimas im Sommer.

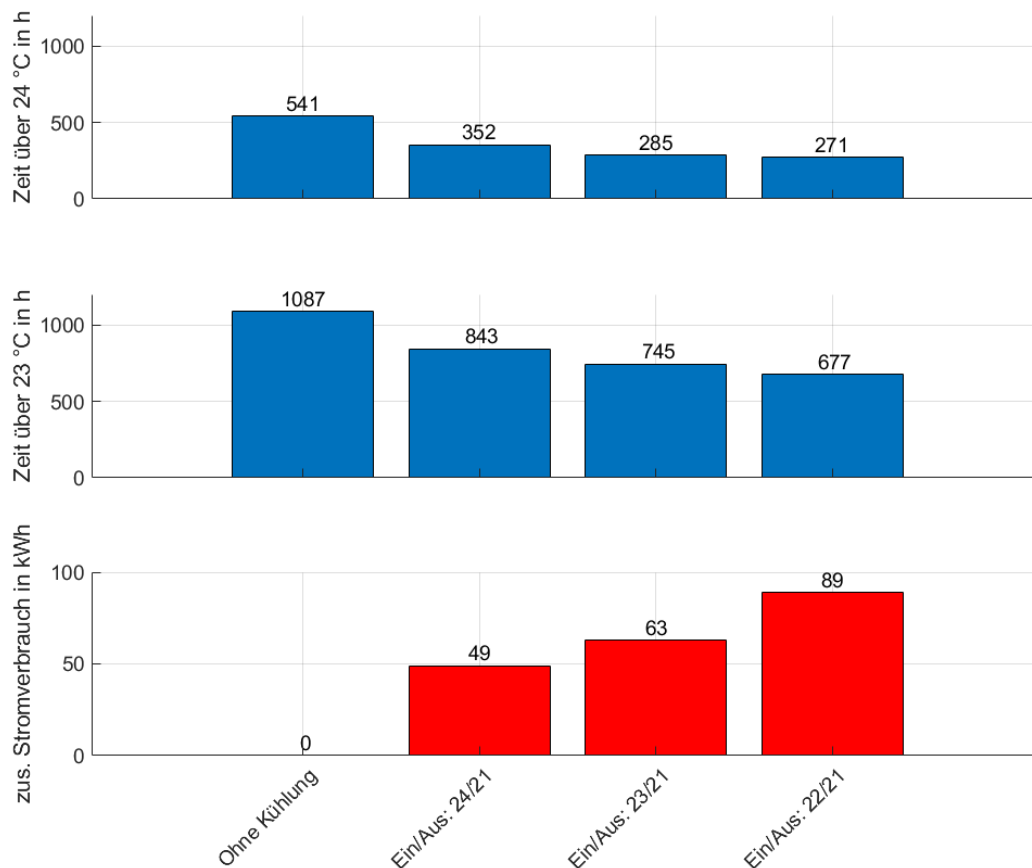


Abbildung 40: Effekt der passiven Kühlung bei unterschiedlichen Einschaltkriterien (Grenze der Raumtemperatur für Einschalten der passiven Kühlung). Die Ausschalttemperatur beträgt in allen Fällen 21 °C. Die obere Grafik zeigt die Anzahl der Stunden mit einer Raumtemperatur über 24 °C, die mittlere Zeile die Anzahl Stunden mit Raumtemperatur über 23 °C. Die untere Zeile zeigt den zusätzlichen Stromverbrauch der Wärmepumpe durch die veränderten Temperaturen im KW-Speicher.

Der Effekt der passiven Kühlung auf die Raumtemperatur während der Sommermonate ist in Abbildung 41 auf Tagesbasis für einen Schwellwert von 23 °C dargestellt. Die passive Kühlung bewirkt eine deutliche Reduktion der Raumtemperatur in warmen Wetterphasen.

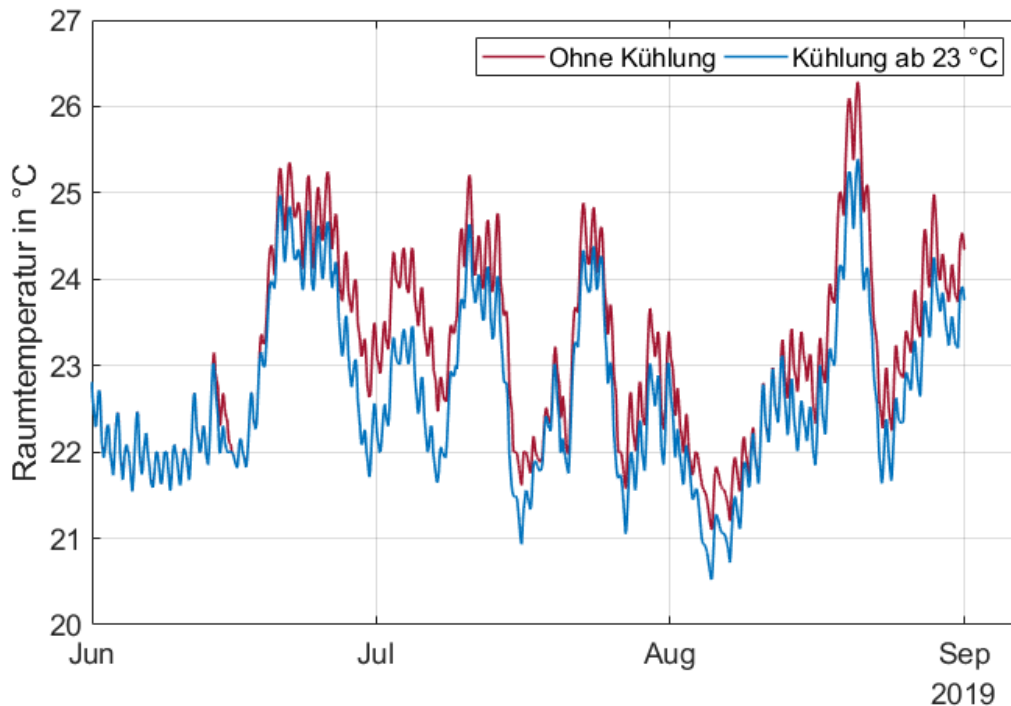


Abbildung 41: Raumtemperaturen ohne Kühlung (rot) und mit Kühlung bei einem Schwellenwert von 23 °C (blau).

Die Wärme, die dem KW-Speicher durch die passive Kühlung zugeführt wird, wird einerseits über die nächtliche Abstrahlung der PVT-Kollektoren abgegeben, andererseits durch den Wärmeentzug der Wärmepumpe bei der Erzeugung des Brauchwarmwassers. Dieser Effekt ist in Abbildung 42 dargestellt. Etwa die Hälfte (864 kWh) der Wärme, die dem Gebäude entzogen wird (1'600 kWh), wird aus dem KW-Speicher durch die Wärmepumpe zur Brauchwarmwasser-Erzeugung entzogen. Etwas mehr Wärme wird durch nächtliche Wärmeabstrahlung und Konvektion der PVT-Kollektoren aus dem KW-Speicher entzogen (1'144 kWh). Ein zusätzlicher Wärmeeintrag in den KW-Speicher kommt durch den PVT Kreis, welcher bei zu kalten Speichertemperaturen auch in der Zeit mit aktivierter Kühloption zugeschaltet wird (165 kWh). Die bestehende Differenz von gut 200 kWh wird durch die initiale Abkühlung verursacht, also durch den Temperaturunterschied des KW-Speichers zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraums von Juni bis August. Ausserhalb dieses Zeitraums wird eine möglichst hohe Temperatur im KW-Speicher angestrebt. Im Juni, wenn die Steuerung für die Kühlung erstmals greift, wird der Speicher soweit abgekühlt, bis dessen Temperatur eine passive Kühlung ermöglicht.

Die Simulationsergebnisse der passiven Kühlung sind mit Vorsicht zu betrachten, da unklar ist, ob und wie der Effekt der nächtlichen Wärmeabstrahlung im Polysun modelliert ist. Es müssten Messungen in einer realen Anwendung oder in einem Teststand gemacht werden um die oben gezeigte Effektivität der passiven Kühlung zu validieren. Grundsätzlich kann aber davon ausgegangen werden, dass die gezeigte Hydraulik im Prinzip geeignet ist um eine Kühlung zu realisieren.

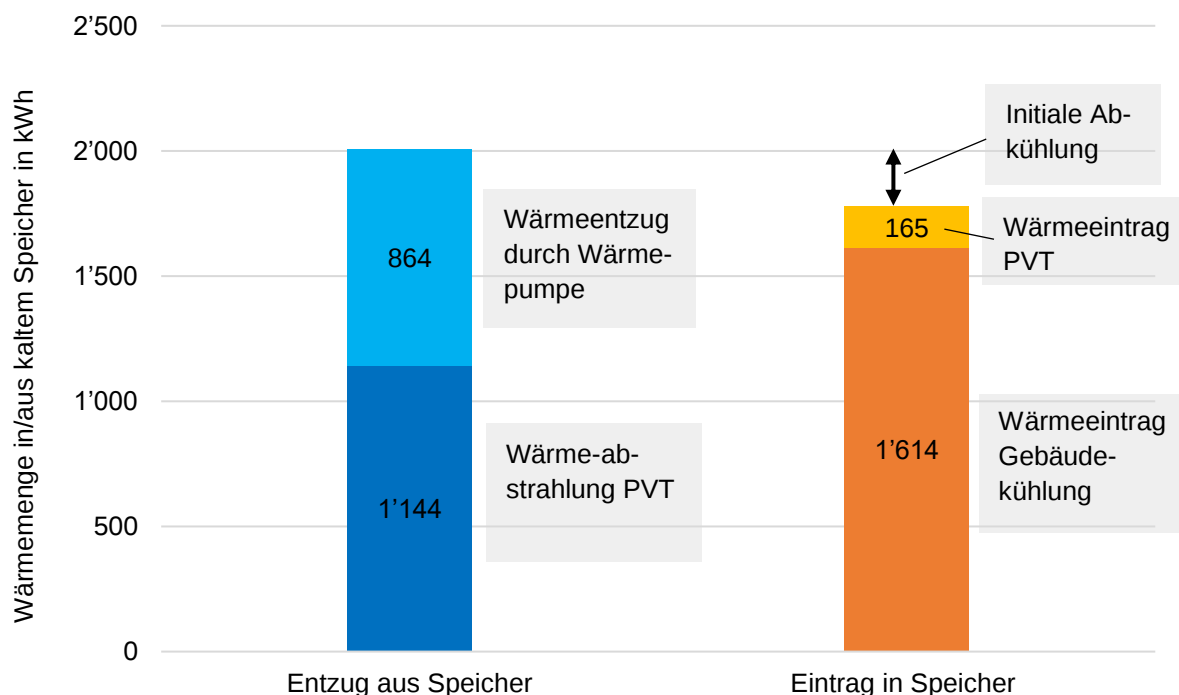


Abbildung 42: Bilanzrechnung für die drei Sommermonate Juni, Juli und August während der die Option für die passive Kühlung aktiv ist. Der Wärmeentzug aus dem Speicher hat zwei Anteile: Entzug über die Wärmepumpe zur Brauchwarmwasser-Erzeugung (hellblau) und Entzug über nächtliche Abstrahlung und Konvektion der PVT-Kollektoren (dunkelblau). Der Wärmeeintrag in den Speicher hat zwei Komponenten: Der grösste Teil wird durch die Kühlung des Gebäudes verursacht (90 %, orange), ca. 10 % ist PVT-Wärme, welche auch bei aktivierter Kühloption genutzt werden kann, falls die Temperatur im KW-Speicher zu tief fällt. Die Differenz zwischen Entzug und Eintrag kommt daher, dass der KW-Speicher zu Beginn der Kühlperiode eine deutlich höhere Temperatur hat als im Kühlmodus erwünscht (initiale Abkühlung).

Die passive Kühlung bietet nach der Simulationsanalyse eine Möglichkeit das Gebäude über das bestehende Heizungssystem zu kühlen, und damit das sommerliche Raumklima zu verbessern, ohne einen signifikant erhöhten Stromverbrauch in Kauf nehmen zu müssen.

Nachteile bei dieser Lösung sind:

- Keine Option bei bestehenden Radiatoren.
- Gefahr der Kondenswasserbildung bei zu hohen Temperaturunterschieden zwischen Raum und Vorlauf im Heizkreis.
- Die Systemkomplexität wird erhöht, insbesondere durch die Notwendigkeit einer veränderten Steuerung für Heizung und PVT-Kreislauf in den Sommermonaten.

Die erhöhte Systemkomplexität bedeutet aufgrund der angepassten Steuerung und des zusätzlichen hydraulischen Kreislaufs höhere Investitionsausgaben. Ob diese Mehrausgaben durch die Komfortsteigerung der Kühlung ausgeglichen werden können, hängt vom subjektiven Empfinden der Bewohner ab. Ziel der Untersuchung war es, aufzuzeigen, ob eine passive Kühlung prinzipiell möglich ist. Insbesondere in wärmeren Ländern ist in den kommenden Jahren mit einer starken Zunahme der Nachfrage nach Kühlung zu rechnen [31]. Es ist denkbar, dass das L-Sol-System mit passiver Kühlung für wärmere Länder noch grössere Vorteile bringen kann als für die Schweiz. Voraussetzung dafür ist, dass die Ausstemperaturen im Sommer nachts deutlich abfallen, oder dass ein genügend grosser Brauchwarmwasserbedarf vorhanden ist.



3.3 Phase 2.2: Dimensionierungsempfehlungen

Für einen Hausbesitzer stellt sich im Falle einer fällig werdenden Heizungssanierung die Frage, welche Systeme in Frage kommen und wie diese dimensioniert werden müssen. Gebaut werden Systeme, die der lokale Heizungsbauer empfiehlt. Wenn ein System wie L-Sol gebaut werden soll, dann muss es einfach sein, dieses System in Betracht zu ziehen. Dazu ist eine rasch durchführbare Grobdimensionierung unverzichtbar. In diesem Kapitel werden Anwendungsfälle gezeigt, für welche aufgrund der Simulationsergebnisse davon ausgegangen wird, dass ein L-Sol-System energetisch und ökonomisch sinnvoll umgesetzt werden kann. Diese Empfehlungen werden in Form sogenannter «Dimensionierungsmatrizen» gezeigt. Es handelt sich dabei um Tabellen, woraus für EFH geeignete Systemkonfigurationen ausgelesen werden können. Dafür sind müssen der Heizwärmebedarf und die Einstrahlung auf der vorgesehenen Dachfläche bekannt sein.

3.3.1 Dimensionierungsmatrizen

Sinn der Dimensionierungsmatrizen ist es, aufzuzeigen für welche Anwendungsfälle sich eine genauere Betrachtung inklusive Simulationen lohnen kann. Bei der Anwendung der Dimensionierungsmatrizen ist eine gewisse Unsicherheit gegeben, da die Simulationsergebnisse zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Berichts noch nicht in der Praxis überprüft worden sind.

Auf keinen Fall sollen die Dimensionierungsmatrizen als alleinige Grundlage für die Planung eines konkreten Heizsystems verwendet werden. Eine vertiefte Betrachtung ist dafür unerlässlich.

Die für den jeweiligen Heizwärmebedarf verwendeten Wärmepumpen und deren Heizleistungen sind in Tabelle 13 gezeigt. Details zur Auswahl und Modellierung der Wärmepumpen sind in Abschnitt 2.3.2 beschrieben. Die Heizleistung bei B-5/W50 unterscheidet sich von der Leistungsangabe in der Bezeichnung, da letzterer eine andere Stützstelle zugrunde liegt.

Heizwärmebedarf (kWh/a)	Bezeichnung Wärmepumpe	Heizleistung bei B-5/W50 (kW)
5'000	L-Sol 8 kW	6.36
10'000	L-Sol 10 kW	8.50
15'000	L-Sol 13 kW	10.70
20'000	L-Sol 17 kW	14.35

Tabelle 13: Für die Dimensionierungsmatrizen verwendete Wärmepumpen und deren Heizleistungen bei der Stützstelle B-5/W50

Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen die Dimensionierungsmatrizen für Systeme mit Radiatoren (VLT = 55 °C) und Fussbodenheizung (VLT = 35 °C). Die Matrizen zeigen die jeweils notwendige Systemkonfiguration für verschiedene Gebäude mit unterschiedlichem Heizwärmebedarf und unterschiedlicher solarer Einstrahlung zur Erreichung eines definierten Minimalwerts der SJAZ. Dieser beträgt 3.0 für Systeme mit Radiatorheizungen und 3.4 für Systeme mit Fussbodenheizung. Die Wahl dieser Schwellwerte ist in Abschnitt 2.3.2 begründet. Die Konfigurationen enthalten unterschiedliche Wärmepumpen. Diese wurden gemäss Tabelle 13 nur an den jeweiligen Heizwärmebedarf angepasst und sind für alle zugehörigen Einstrahlungskategorien gleich.

Alle weiteren Freiheitsgrade der Konfiguration sind für alle Fälle gleich gehalten worden und können in Tabelle 4 eingesehen werden. Der warmseitige Speicher ist in allen Fällen ein Kombispeicher mit einem Volumen von 600 l.



Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m²a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	20	15
10'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'500	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	25	20
15'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	30	25
20'000	SJAZ (-)	0	3.0	3.1	3.0
	KW-Speicher-Grösse (l)	0	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	0	30	30	25

Tabelle 14: Dimensionierungsmatrix für ein L-Sol-System mit Radiatorheizung mit einer VLT von 55 °C

Dimensionierungsmatrix für Fussbodenheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m²a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.4	3.4	3.5	3.7
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	20	15	15
10'000	SJAZ (-)	3.4	3.5	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	25	20	15
15'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	20
20'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.6
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	25

Tabelle 15: Dimensionierungsmatrix für ein L-Sol-System mit Fussbodenheizung mit einer VLT von 35 °C

Die Einfärbung der Matrixeinträge hat folgende Bedeutung:

- **Grün:** «Sehr gute Eignung»; die erforderliche Systemeffizienz kann mit der minimalen Systemkonfiguration von einem 1'000-l-KW-Speicher und 15 PVT-Kollektoren erreicht werden.
- **Gelb:** «gute Eignung»; es ist eine erhöhte Anzahl von PVT-Kollektoren erforderlich (20 oder 25 Stück), ein 1'000-l-KW-Speicher ist ausreichend.
- **Orange:** «genügende Eignung»; es ist eine grosse Anzahl von PVT-Kollektoren erforderlich (30 Stück), ein 1'000-l-KW-Speicher ist ausreichend.
- **Rot:** «bedingte Eignung»; es ist ein grösserer KW-Speicher erforderlich (1'500 oder 2'000 l), es kann eine erhöhte Anzahl PVT-Kollektoren erforderlich sein.



- **Grau:** «keine Eignung»; auch mit der Maximalkonfiguration von einem 2'000-l-KW-Speicher und 30 PVT-Kollektoren kann eine SJAZ von 3.0 oder mehr nicht erreicht werden.

Wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, wurde bei der Bewertung der Eignung der Anwendungsfälle der Grösse des KW-Speichers eine grössere Bedeutung zugeordnet als der Anzahl PVT-Kollektoren. Dies, obwohl die PVT-Kollektoren der grösste Treiber der Investitionskosten sind [6]. Grund dafür ist, dass ein grösserer KW-Speicher aufgrund des Platzbedarfs und möglicher Schwierigkeiten bei der Einbringung eine erhebliche Hürde für die Umsetzung darstellen kann. Werden konkrete Projekte betrachtet, bei denen genügend Platz sowie eine genügend grosse Einbringungsöffnung für einen grossen Speicher vorhanden sind, ist eine genauere Betrachtung erforderlich. Eine Konfiguration mit weniger PVT-Kollektoren und einem grösseren KW-Speicher würde in einem solchen Fall voraussichtlich zu einer kostengünstigeren Variante führen.

Aus den Dimensionierungsmatrizen ist ersichtlich, dass davon ausgegangen werden kann, dass das System L-Sol für eine Vielzahl von EFH-Anwendungen in der Schweiz «sehr gut» oder «gut» geeignet ist. Insbesondere bei Heizungssystemen mit Fussbodenheizung eignet es sich für sehr viele Anwendungsfälle. Lediglich bei sehr geringer solarer Einstrahlung und zusätzlich Heizwärmebedarf von 15'000 kWh/a und mehr können aufwändigere Konfigurationen nötig sein. Bei Heizungssystemen mit Radiatorheizung und höherer VLT eignet sich das System noch gut für Einstrahlungswerte von über 1'200 kWh/(m²a und Gebäude mit eher geringem Heizwärmebedarf. Bei grösserem Heizwärmebedarf oder geringerer Einstrahlung sind Mehrkosten aufgrund von aufwändigeren Systemkonfigurationen zu erwarten.

3.3.2 Anwendung der Dimensionierungsmatrizen

Die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen ist in wenigen einfachen Schritten gemacht:

1. Anwendbarkeit der Dimensionierungsmatrix:
Die Dimensionierungsmatrizen können gemäss den oben gezeigten Voruntersuchungen für EFH mit Standort in der Schweiz, ausser für Gebäude in Bergregionen (über 800 m ü.M.) verwendet werden. Für Gebäude an anderen Standorten ist eine individuelle Betrachtung nötig.
2. Ermittlung des jährlichen Heizwärmebedarfs des betrachteten Gebäudes:
Bei bestehenden Gebäuden kann dies einfach über den jährlichen Energieverbrauch des bestehenden Heizsystems ermittelt werden. Falls mit dem gleichen System auch Brauchwarmwasser erhitzt wird, kann dieser Anteil abgezogen werden. Wie in Abschnitt 2.1.2 gezeigt, beträgt dieser Anteil für eine vierköpfige Familie rund 3'400 kWh/a. Im Zweifel sollte im Sinne einer konservativen Betrachtung auf den Abzug verzichtet werden. Bei Neubauten ist eine grobe Abschätzung durch die Planer erforderlich.
3. Ermittlung der Einstrahlungskategorie:
Die jährliche Einstrahlung für die geneigte Dachfläche des zu untersuchenden Gebäudes lässt sich mit dem frei zugänglichen Online-Tool PVGIS [18] ermitteln. Der Benutzer wählt in der Karte den Standort des Gebäudes und gibt die Neigung und die Ausrichtung der Dachfläche an. Die relevante Grösse wird im Tool als «Yearly in-plane irradiation (kWh/m²/a)» ausgegeben. Zu beachten ist, dass PVGIS keine Nahverschattung berücksichtigt. Wird die Anlage auf einer Dachfläche geplant, die durch andere Gebäude, Bäume, Kamine, oder ähnliches verschattet wird, ist die Einstrahlungsmenge selbstverständlich reduziert.
4. Auslesen der erforderlichen Systemkonfiguration:
In der Dimensionierungsmatrix wird der entsprechende Eintrag ausgelesen. Fällt der Heizwärmebedarf zwischen zwei Kategorien, muss im Zweifel die nächst grössere Kategorie betrachtet werden. Bei der Einstrahlung muss im Zweifel die nächst kleinere Kategorie betrachtet werden. Die Grösse des KW-Speichers und die Anzahl erforderlicher PVT-Kollektoren können direkt aus den Dimensionierungsmatrizen entnommen werden, die Grösse der Wärmepumpe wird anhand des Heizwärmebedarfs (nächst grössere Kategorie) in Tabelle 13 bestimmt.



An einem Beispiel wird im Folgenden die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen gezeigt: Ein Besitzer eines EFH mit einem Vier-Personen-Haushalt hat anhand des jährlichen Heizölverbrauchs einen Energieverbrauch von insgesamt 17'500 kWh berechnet. Davon zieht er den Bedarf für die Brauchwarmwasseraufbereitung von 3'400 kWh ab und erhält somit einen jährlichen Heizwärmebedarf von 14'100 kWh/a. Das fiktive EFH befindet sich in Wädenswil am Standort (47.217° N, 8.680° E). Die vorgesehene Dachfläche hat eine Neigung von 35° und einen Azimut von 45° (süd-westliche Ausrichtung). In PVGIS ermittelt er eine jährliche Globalstrahlung von 1'290 kWh/m². Da das EFH über eine Radiatorheizung verfügt, die beim Heizungsersatz beibehalten werden soll, betrachtet der Anwender die Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung (Tabelle 14). Beim Heizwärmebedarf nimmt er den nächst grösseren Wert von 15'000 kWh/a und bei der Einstrahlung den nächst kleineren von 1'200 kWh/(m²a). Aus dem entsprechenden Matrixeintrag kann er auslesen, dass eine geeignete Systemkonfiguration aus einem 1'000-l-KW-Speicher und 30 PVT-Kollektoren besteht und damit eine SJAZ von 3.1 erwartet werden kann (siehe Abbildung 43). Ausserdem kann aus Tabelle 13 ausgelesen werden, dass die betrachtete Konfiguration eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 10.7 kW bei B-5/W50 enthält.

Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m ² a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	20	15
10'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'500	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	25	20
15'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	30	25
20'000	SJAZ (-)	0	3.0	3.1	3.0
	KW-Speicher-Grösse (l)	0	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	0	30	30	25

Abbildung 43: Ermittelte Systemkonfiguration des ersten Beispiels. Die hellrot markierte Zeile entspricht dem aufgerundeten ermittelten Wärmebedarf, die hellrot markierte Spalte der ermittelten Einstrahlungskategorie. Die dunkelrot markierte Zelle gibt die ermittelte Systemkonfiguration und die zu erwartende SJAZ an.

Ein zweites Beispiel soll anhand eines Neubaus gezeigt werden: Ein Ingenieurbüro plant für einen Kunden ein neues EFH in St.Gallen. Die zuständige Ingenieurin möchte untersuchen, ob das L-Sol-System für diesen Neubau geeignet wäre. Falls ja, möchte sie für die Abschätzung der Kosten wissen, wie das System grob dimensioniert sein sollte. Der (fiktive) geplante Neubau befindet sich am Standort (47.417° N, 9.383° E) in einer Höhe von 770 m. ü.M. und hat ein perfekt nach Süden ausgerichtetes Dach mit einer Neigung von 20°. Aufgrund der Gebäudedimensionen, der verwendeten Baumaterialien und der am Standort herrschenden Wetterverhältnisse rechnet die Ingenieurin mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 4'800 kWh. Der Bedarf für die Brauchwarmwasser-Erwärmung ist darin nicht enthalten. Das geplante Gebäude wird über eine Fussbodenheizung beheizt. In einem ersten Schritt prüft die Ingenieurin die Anwendbarkeit der Dimensionierungsmatrizen. Da sich der Standort unter 800 m. ü.M. befindet, können die Dimensionierungsmatrizen angewendet werden. Allerdings ist sich die Ingenieurin bewusst, dass es sich beim Standort bereits um eine leicht erhöhte Lage handelt und sie daher eher mit einer geringeren Performance als in den Dimensionierungsmatrizen angegeben rechnen muss. Die Abschätzung des Heizwärmebedarfs hat die Ingenieurin bereits zuvor gemacht. Aufgrund der ermittelten 4'800 kWh/a betrachtet sie die Matrixeinträge für den Heizwärmebedarf von 5'000 kWh/a. Als



dritten Schritt ermittelt die Ingenieurin mittels PVGIS [18] die jährliche Einstrahlung in die vorgesehene Dachfläche. Diese beträgt 1'260 kWh/(m²a). Aus der Dimensionierungsmatrix für Heizsysteme mit Fussbodenheizung liest sie für den nächst kleineren Eintrag von 1'200 kWh/(m²a) und den Heizwärmebedarf 5'000 kWh/a die folgende Konfiguration aus: 15 PVT-Kollektoren und einen KW-Speicher mit einem Volumen von 1'000 l. Damit kann von einer SJAZ von 3.5 ausgegangen werden (siehe Abbildung 44). Gemäss Tabelle 13 ist für den vorliegenden Heizwärmebedarf eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 6.36 kW bei B-5/W50 zu verwenden.

Dimensionierungsmatrix für Fussbodenheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m ² a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.4	3.4	3.5	3.7
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	20	15	15
10'000	SJAZ (-)	3.4	3.5	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	25	20	15
15'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	20
20'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.6
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	25

Abbildung 44: Ermittelte Systemkonfiguration des zweiten Beispiels. Die hellrot markierte Zeile entspricht dem aufgerundeten ermittelten Wärmebedarf, die hellrot markierte Spalte der ermittelten Einstrahlungskategorie. Die dunkelrot markierte Zelle gibt die ermittelte Systemkonfiguration und die zu erwartende SJAZ an.

3.3.3 Limitierungen der Dimensionierungsmatrizen

Da die Dimensionierungsmatrizen für möglichst viele verschiedene Standorte, Dachneigungen, Ausrichtungen etc. verwendbar sein sollen, wurden bei der Erstellung viele Verallgemeinerungen getroffen, wie in Abschnitt 2.3.1 gezeigt. Dies reduziert die Genauigkeit der Angaben für den jeweiligen Einzelfall. So ist insbesondere bei stark asymmetrischem Horizont (morgens fällt erheblich mehr Einstrahlung an als nachmittags oder umgekehrt), oder einer untypischen jährlichen Verteilung der Einstrahlung aufgrund des Horizonts mit Abweichungen von den in den Matrizen angegebenen SJAZ-Werten zu rechnen. Je nach Standort kann auch die Dachausrichtung einen merklichen Einfluss haben, der in den Matrizen nicht abgebildet ist. Weiter ist zu beachten, dass die Dimensionierungsmatrizen einen typischen Brauchwarmwasserbedarf annehmen wie oben beschrieben. Für Anwendungsfälle mit deutlich abweichendem Bedarf reduziert sich die Genauigkeit der Dimensionierungsmatrizen. Die gezeigten Dimensionierungsmatrizen sollen eine Vorstellung möglicher Dimensionierungen geben. In Pilotprojekten muss jedoch gezeigt werden, dass sie in der Realität anwendbar sind.

Die angestrebten SJAZ-Schwellen in den Matrizen bei 3.0 respektive 3.4 sind relativ tief im Vergleich mit Heizsystemen mit Erdwärmesonden oder Eisspeichern (vgl. Abschnitt 3.1.3). Auch im Vergleich mit LWWP-Systemen sind sie nicht extrem ehrgeizig gewählt. Wird eine bestehende Fossilheizung durch ein Heizsystem mit Wärmepumpe ersetzt, bedeutet eine tiefe SJAZ einen grösseren Stromverbrauch. Die hier verwendeten SJAZ-Werte sind bewusst so gewählt, dass in vielen Fällen eine ökonomisch sinnvolle Lösung machbar ist. Wird ein L-Sol-System in der Praxis geplant, ist es selbstverständlich begrüssenswert, wenn eine Konfiguration angestrebt wird, die zu einer höheren SJAZ führt. Massnahmen dafür sind unter anderem:



- Grössere Dimensionierung der thermischen Speicher
- Grössere Anzahl PVT-Kollektoren
- Erweiterte Steuerung mit Überhitzen der thermischen Speicher oder nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers (Nutzung der SG-Ready-Steuerungseingänge)

All diese Massnahmen führen naturgemäss zu höheren Investitionen. Ob diese über die Einsparungen bei den Elektrizitätskosten durch die höhere Systemeffizienz amortisiert werden können, muss für den Einzelfall geprüft werden. Auch energetisch ist es möglich, dass eine grössere Dimensionierung der Komponenten gesamthaft betrachtet nicht zu einer Verbesserung führt, wenn auch die graue Energie für die Herstellung der Komponenten betrachtet wird.

In den Dimensionierungsmatrizen können jedoch auch Systeme identifiziert werden, welche bei einer Konfiguration kleiner als die oben genannte Minimalkonfiguration noch zu einer akzeptablen SJAZ führen können. So ist es beispielsweise möglich, dass in Fällen mit einer SJAZ klar über dem Schwellenwert auch ein 800-l-KW-Speicher anstelle von 1'000 l zu einer genügenden SJAZ führt. In diesem Fall kann eine spürbare Reduktion der Investitionskosten erwartet werden, da nicht nur der Speicher selbst kostengünstiger wäre, sondern auch die Einbringung und Montage. Dies gilt insbesondere, wenn für einen 1'000-l-Speicher eine Vergrösserung des Raums oder der Tür notwendig wäre.

Eine weitere Optimierungsmöglichkeit ist, wie bei jedem Gebäudeenergiesystem, über das Nutzerverhalten gegeben. Wenn die Nutzer beispielsweise eine tiefere Gebäude-Solltemperatur einstellen, kann eine grössere Systemeffizienz erreicht werden. Allerdings wurde dies in der vorliegenden Untersuchung bereits relativ stark ausgereizt. So wurden alle Simulationen bei einer Solltemperatur von 20 °C ausgeführt. Dass es in der Praxis viele Nutzer gibt, die unter diesen Sollwert gehen würden, darf bezweifelt werden (vgl. z.B. [32]). Es ist im Gegenteil häufiger davon auszugehen, dass viele Nutzer höhere Solltemperaturen einstellen würden und das System somit einen höheren Energieverbrauch aufweisen würde. Der Einfluss des Nutzerverhaltens stellt eine Limitierung dar, die nicht nur auf die Dimensionierungsmatrizen zutreffen, sondern auf alle durchgeführten Simulationen in diesem Projekt.

Weitere Limitierungen, die nicht nur die Dimensionierungsmatrizen, sondern die gesamte Simulationsstudie betreffen, sind die nicht experimentell untersuchten Einflüsse von Schneebedeckung, Vereisung und Kondensation an den PVT-Kollektoren und die Extrapolation der Wärmepumpen-Kennlinien bis -15 °C sowie die allgemeine Tatsache, dass das Gesamtsystem L-Sol noch nicht experimentell validiert worden ist. Erste Anwendungen in der Praxis mit L-Sol-ähnlichen Systemen haben jedoch gezeigt, dass die kalten VLT keine wesentlichen technischen Probleme verursachen. So berichtet beispielsweise DualSun, ein Hersteller von PVT-Kollektoren, dass ihre bisherigen Systeme keine ernsten Probleme im Winter erfahren haben. Allerdings sei zu erwarten, dass die Aufnahme von Umgebungswärme verringert wird, wenn sich eine dicke Eisschicht an den Kollektoren bildet [33]. Auch die Firma Consolar, welche ebenfalls bereits einige L-Sol-ähnliche Systeme umgesetzt hat, betrachtet die Eisbildung als unproblematisch [34].



4 Schlussfolgerungen und Fazit

Aufgrund der Simulationsergebnisse kann davon ausgegangen werden, dass das System L-Sol in EFH eine technisch, energetisch und ökonomisch sinnvolle Alternative zu Heizungssystemen mit LWWP darstellen kann. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis des L-Sol-Systems ist insbesondere dann vorteilig, wenn nachgerüstete PVT-Kollektoren verwendet werden oder wenn gesetzliche Einschränkungen den Einsatz von LWWP erschweren oder verhindern. Aus den erarbeiteten Dimensionierungsmatrizen ist ersichtlich, dass L-Sol in Gebäuden mit Radiatorheizungen bis zu einem Heizwärmebedarf von 20 MWh/a eingesetzt werden kann, sofern die jährliche Einstrahlungsmenge in die vorgesehene Dachfläche 1'200 kWh/m² oder mehr beträgt. Dies entspricht unter den getroffenen Annahmen einem Azimut von rund 75° (Ost oder West). Eine streng nach Süden ausgerichtete Dachfläche ist demzufolge nicht erforderlich. Wird ein Gebäude mit einer Fussbodenheizung betrachtet, ist selbst bei einem Heizwärmebedarf von 20 MWh/a eine jährliche Einstrahlung von 800 kWh/m² ausreichend für eine Eignung des L-Sol-Systems. Bei Fussbodenheizungen sind somit geeignete L-Sol-Konfigurationen auch bei geringer Einstrahlung möglich. Selbstverständlich sollten in allen Fällen nach Süden ausgerichtete Dächer mit wenig Verschattung bevorzugt werden, da diese eine kleinere Systemdimensionierung bei gleicher Effizienz erlauben.

Die Grundvariante des L-Sol-Systems bietet die Möglichkeit für modulare Erweiterung. So kann durch Hinzufügen eines zusätzlichen Hydraulikkreislaufs und Anpassen der Steuerung eine passive Kühlfunktion umgesetzt werden, welche es bei minimalem zusätzlichem Stromverbrauch erlaubt, die Dauer von erhöhten Gebäudetemperaturen über 24 °C in den Sommermonaten merklich zu reduzieren. Durch Verwendung einer SG-Ready-Wärmepumpe und einer entsprechenden Steuerung können erweiterte Steuerstrategien wie «Überhitzen» und «nächtlige Beladungssperre des Heizpufferspeichers» oder eine Kombination von beidem gefahren werden. Diese Steuerstrategien erlauben eine Reduktion des Netzbezugs und damit einen netzdienlicheren Betrieb. Die nächtliche Beladungssperre wirkt sich zusätzlich verbessernd auf die Systemeffizienz aus. Durch Hinzufügen eines Batteriespeichers kann der Autarkiegrad weiter erhöht werden. Als nicht sinnvoll hat sich die Anwendung einer Steuerung erwiesen, welche eine nächtliche Beladungssperre alleine aufgrund einer Wetterprognose für den nächsten Tag aktiviert. Für eine wirkungsvolle prädiktive Regelung müsste neben dem Wetter auch der Bedarf nach Heizwärme und Brauchwarmwasser vorausgesagt werden.

Alle Systemkennzahlen und die daraus abgeleiteten Erkenntnisse dieser Studie, einschliesslich der Dimensionierungsempfehlungen, basieren ausschliesslich auf Simulationen. Für eine abschliessende Eignungsuntersuchung des Systems L-Sol ist ein Praxistest unerlässlich. Obwohl für die Komponenten in den Polysun-Katalogen validierte Modelle hinterlegt sind, ist eine Validierung des Gesamtsystems unbedingt durchzuführen.

5 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Für eine Validierung des Gesamtsystems ist eine Erprobung des L-Sol-Systems in der Praxis durchzuführen. Dabei kann es sich um ein Pilot- und Demonstrationsprojekt an einem realen Wohnhaus oder um die Umsetzung an einem praxisnahen Teststand handeln. Einige ähnliche Systeme zu L-Sol existieren heute bereits. Allerdings wäre ein umfangreiches Monitoring für das Verständnis des Gesamtsystems von grossem Wert. Insbesondere wäre damit ein besseres Verständnis des Systemverhaltens in weniger gut bekannten Betriebszuständen möglich. Solche Betriebszustände sind zum Beispiel der Betrieb von PVT-Kollektoren mit sehr tiefer Vorlauftemperatur oder die Wärmeabgabe über die Kollektoren für die Kühlung. Ausserdem würden detaillierte Messungen an einem realen Objekt die Möglichkeit geben, die Simulationsergebnisse der vorliegenden Studie generell zu überprüfen und Empfehlungen für die zukünftige Simulation ähnlicher Systeme zu geben.

Eine weiterführende Betrachtung der in diesem Bericht beschriebenen Steuerungen mit SG-Ready-Wärmepumpe durch Überhitzen oder nächtliche Beladungssperre verspricht interessante Einsichten in



Optimierungsmöglichkeiten zugunsten eines netzdienlichen Betriebs. Dadurch könnte einerseits der Eigenverbrauch des Stromes und damit die Rentabilität der Anlage erhöht werden. Andererseits könnte das System möglicherweise dem Elektrizitätswerk für ein Demand-Side-Management zur Verfügung gestellt werden. Es müsste aber untersucht werden, wie sich eine extern gesteuerte zeitliche Verschiebung der Laufzeit der Wärmepumpe auf die Systemeffizienz und den Komfort im Gebäude auswirkt. Weiter wäre es interessant zu untersuchen, ob diese Steuerstrategien erfolgreich auf andere Heizungssysteme angewendet werden können, welche gewisse ähnliche Charakteristiken wie das L-Sol-System aufweisen. Beispielsweise könnte untersucht werden, ob eine nächtliche Beladungssperre auch bei einem LWWP-System mit genügend grossem Heizpufferspeicher zu einer erhöhten Systemeffizienz führen kann.

Diverse Untersuchungen (siehe z.B. [35]) haben gezeigt, dass drehzahlgesteuerte Luft-Wasser-Wärmepumpen Vorteile aufweisen. Es ist deshalb zu erwarten, dass sich die Systemeffizienz und der Eigenverbrauch auch beim L-Sol-System mit drehzahlgesteuerten Wärmepumpen verbessern lassen. Entsprechende Abklärungen wären deshalb wünschenswert. Aufgrund des zunehmenden Bedarfs nach Raumkühlung [16] würde sich auch eine vertiefte Untersuchung der Nutzung von drehzahlgesteuerten Wärmepumpen für eine energieeffiziente Kühlung mit dem L-Sol-System anbieten.

6 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Das Projekt beinhaltet die Teilnahme am IEA SHC Task 60 «PVT Systems: Application of PVT Collectors and New Solutions in HVAC Systems». Die Forschungsgruppe bedankt sich herzlich beim BFE für die Möglichkeit zur Teilnahme und die damit einhergehenden fruchtbaren Diskussionen.

7 Publikationen

M. Schubert, M. Hunziker, D. Sauter, N. Sperr, und J. Rohrer, «L-Sol – heating system with PVT-collectors as single heat source for a brine-water heat pump», J. Phys. Conf. Ser., Bd. 1343, S. 012081, Nov. 2019, DOI: 10.1088/1742-6596/1343/1/012081



8 Literaturverzeichnis

- [1] R. Dott, A. Genkinger, und T. Afjei, «System Evaluation of Combined Solar & Heat Pump Systems», *Energy Procedia*, Bd. 30, S. 562–570, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.11.066.
- [2] J. P. Fine, J. Friedman, und S. B. Dworkin, «Detailed modeling of a novel photovoltaic thermal cascade heat pump domestic water heating system», *Renew. Energy*, Bd. 101, S. 500–513, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.08.063.
- [3] M. Herrando, A. Ramos, J. Freeman, I. Zabalza, und C. N. Markides, «Technoeconomic modeling and optimisation of solar combined heat and power systems based on flat-box PVT collectors for domestic applications», *Energy Convers. Manag.*, Bd. 175, S. 67–85, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.07.045.
- [4] E. Bellos, C. Tzivanidis, K. Moschos, und K. A. Antonopoulos, «Energetic and financial evaluation of solar assisted heat pump space heating systems», *Energy Convers. Manag.*, Bd. 120, S. 306–319, Juli 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.05.004.
- [5] T. T. Chow, «A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology», *Appl. Energy*, Bd. 87, Nr. 2, S. 365–379, Feb. 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.06.037.
- [6] M. Schubert, J. Rohrer, N. Sperr, und M. Koch, «L-SOL: Heizungssystem mit PVT als Quelle für eine Wärmepumpe - Neuartiges System für die optimierte Nutzung von PV/T und Wärmepumpe in EFH ohne Erdwärmesonde und Aussenlufteinheit», ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Wädenswil, Jahresbericht, Dez. 2018.
- [7] E. Frank, M. Haller, und S. Herkel, «Systematic Classification of Combined Solar Thermal and Heat Pump Systems», in *Proceedings of the EuroSun 2010 Conference*, Graz, 2010, doi: 10.13140/2.1.3838.6883.
- [8] Vela Solaris AG, «Polysun Simulation Software: Benutzerhandbuch». Vela Solaris AG, 2018.
- [9] SIA, «Raumnutzungsdaten für Energie- und Gebäudetechnik». SIA, 01-Okt-2015.
- [10] SIA, «Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden - Warmwasserbedarf, Gesamtanforderungen und Auslegung». SIA, 01-Jan-2015.
- [11] BWP Bundesverband Wärmepumpe e.V., «Regularium für das Label <SG Ready> für elektrische Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen». 01-Jan-2013.
- [12] Meyer Burger AG, «SkySlate Hybrid». 2016.
- [13] H. A. Zondag, «Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 12, Nr. 4, S. 891–959, Mai 2008, doi: 10.1016/j.rser.2005.12.012.
- [14] E. Frank, F. Mauthner, und S. Fischer, «Overheating prevention and stagnation handling in solar process heat applications», IEA SHC Task 49, Technical Report A.1.2, Jan. 2015.
- [15] EnergieSchweiz, «Stationäre Batterien - Speicher in Gebäuden». 2018.
- [16] G. Setterini u. a., «ClimaBau - Planen angesichts des Klimawandels». Bundesamt für Energie (BFE), 2017.
- [17] T. Afjei, R. Dott, und A. Huber, «Heizen und Kühlen mit erdgekoppelten Wärmepumpen», Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Schlussbericht, 2007.
- [18] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information Sytem», *Photovoltaic Geographical Information Sytem*, 21-Sep-2017. [Online]. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. [Zugegriffen: 01-Okt-2019].
- [19] European Commission, «Overview of PVGIS data sources and calculation methods», *Photovoltaic Geographical Information Sytem*, 22-Sep-2017. [Online]. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/methods.html. [Zugegriffen: 01-Okt-2019].
- [20] Meteotest AG, «Meteonorm Software», *Meteonorm: Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten*. [Online]. Verfügbar unter: <https://meteonorm.com/>. [Zugegriffen: 05-Okt-2019].
- [21] SIA, «Heizungsanlagen in Gebäuden - Grundlagen und Anforderungen». SIA, 2009.
- [22] AWEL Kanton Zürich, «Energie in Wohnbauten 2018», Baudirektion Kanton Zürich, Zürich, Dez. 2018.
- [23] Bundesamt für Energie, «Dimensionierung von Wärmepumpen». Okt-2001.



- [24] M. Miara, D. Günther, und R. Langner, «Efficiency of Heat Pumps in Real Operating Conditions - Comparison of three Monitoring Campaigns in Germany», *Rehva J.*, Bd. 51, S. 7–12, 2014.
- [25] M. Prinzig, M. Berthold, und M. Eschmann, «Bericht «WP-Feldmessungen Jahresbericht 2018» - Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018 (Auswertung verlängert bis Dez. 2019)», EnergieSchweiz, Bern, Jahresbericht, Dez. 2018.
- [26] M. Erb, D. Eicher, P. Ag, und M. Ehrbar, «Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA 1996-2003», S. 22, 2005.
- [27] C. Russ u. a., «Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudezustand», Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Kurzfassung Abschlussbericht, 2010.
- [28] M. Miara, D. Günther, und R. Langner, «Efficiency of heat pump systems under real operating conditions», *IEA Heat Pump Cent. Newsl.*, Bd. 31, Nr. 2, S. 22–26, 2013.
- [29] Eidgenössische Elektrizitätskommission, «Leicht ansteigende Strompreise 2020», *Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom*, 06-Sep-2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76327.html>. [Zugegriffen: 21-Okt-2019].
- [30] F. Baumgartner, «Photovoltaik & Batteriespeicher: Investition in Solaranlagen lohnen sich», gehalten auf der Infoanlass «Rentiert eine Solaranlage?», Herisau, 05-Sep-2018.
- [31] International Energy Agency, «The Future of Cooling», International Energy Agency, 2018.
- [32] I. Mojic, M. Luzzatto, M. Haller, M. Lehman, M. Benz, und S. van Velsen, «ImmoGap: Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäusern», SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, Schlussbericht, Aug. 2018.
- [33] L. Brottier, «persönliche E-Mail», 17-Okt-2019.
- [34] U. Leibfried, «Kühlen mit PVT-Kollektoren und Wärmepumpe», gehalten auf der Solarenergie und Wärmepumpen - Fokus: Solares Kühlen, Rapperswil, 30-Okt-2019.
- [35] L. Gasser, I. Wyssen, M. Albert, M. Häusermann, M. Kleingries, und B. Wellig, «Effiziente Luft/Wasser-Wärmepumpen durch kontinuierliche Leistungsregelung», Hochschule Luzern, BFE-Schlussbericht SI/500120-01 / SI/500120, Dez. 2011.



Anhang



Anhang 1: Verwendete Komponenten und Steuergrößen

		Phase 1	Phase 2.1		Phase 2.2
	Einheit	Zwei-Speicher	Zwei-Speicher	Kombi	Kombi
KW-Speicher					
Volumen	l	2000	2000	2000	1000
Höhe	m	1.7	2.1	2.1	2.1
Position Sutzen [1]	%				0
Position Sutzen [4]	%				100
Position Sutzen [5]	%		0	0	0
Position Sutzen [7]	%	65	65	65	
Position Sutzen [8]	%	100	100	100	100
Position Sutzen [10]	%	100	100	100	
Wendel [1]	-	Wendel-Tauscher, mittel	Wendel-Tauscher, gross	Wendel-Tauscher, gross	
Tauscherfläche Wendel [1]	m²	3.6	5.4	5.4	
Pos. Wendel [1]	%	40	40	40	
HP-Speicher					
Volumen	l	250	300		
Höhe	m	1.7	1.7		
Position Sutzen [1]	%	0	0		
Position Sutzen [4]	%	100	100		
Position Sutzen [5]	%	0	0		
Position Sutzen [8]	%	100	100		
Heizung [3]	-	Elektro-Heizstab, gross (6 kW, $\eta = 0.95$)	Elektro-Heizstab, gross (6 kW, $\eta = 0.95$)		
Pos. H[3]	%	75	75		
BWW-Speicher					
Volumen	l	250	300		
Höhe	m	1.7	1.7		
Position Sutzen [5]	%	0	0		
Position Sutzen [8]	%	100	100		
Wendel [1]	-	Wendel-Tauscher, mittel	Wendel-Tauscher, klein		
Tauscherfläche Wendel [1]	m²	3.6	1.8		
Pos. Wendel [1]	%	30	20		
Wendel [2]	-	Wendel-Tauscher, mittel	Wendel-Tauscher, mittel		
Tauscherfläche Wendel [2]	m²	3.6	3.6		
Pos. Wendel [2]	%	60	60		
Heizung [3]	-	Elektro-Heizstab, mittel (3 kW, $\eta = 0.95$)	Elektro-Heizstab, mittel (3 kW, $\eta = 0.95$)		
Pos. H[3]	%	80	80		
Kombi-Speicher					
Volumen	l			400	600
Höhe	m			1.7	1.8
Position Sutzen [1]	%			0	0
Position Sutzen [3]	-				70
Position Sutzen [4]	%			100	
Position Sutzen [5]	%			0	0
Position Sutzen [6]	%			10	10
Position Sutzen [7]	-				70
Position Sutzen [8]	%			100	100
Position Sutzen [10]	%			100	
Wendel [1]	-			Wendel-Tauscher, klein	
Tauscherfläche Wendel [1]	m²			1.8	
Pos. Wendel[1]	%			20	
Heizung [3]	-			Elektro-Heizstab, sehr gross	Elektro-Heizstab, sehr gross
Pos. H[3]	%			80	50
Externer Wärmeübertrager BWW					
Plattenwärmeübertrager	-			mittel (10'000 W/K)	mittel (10'000 W/K)
Pumpen					
Pumpe Belandung	-	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross
Pumpe Heizung	-	Eco, mittel	Eco, mittel	Eco, mittel	Eco, mittel
Pumpe PVT	-	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross
Pumpe WP-Vorlauf	-	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross
Pumpe Vorerwärmung	-	Eco, mittel	Eco, mittel	Eco, mittel	Eco, mittel
Pumpe Frischwasserstation	-			Eco, klein	Eco, klein

Tabelle A1 Verwendete Komponenten nach Abschluss einer Phase (für sämtliche nicht aufgeführten oder im Bericht erwähnten Komponenten und Einstellungen wurden Standardwerte von Polysun verwendet).



		Phase 1	Phase 2.1		Phase 2.2
	Einheit	Zwei-Speicher	Zwei-Speicher	Kombi	Kombi
PVT-Kreislauf					
Kollektor-Maximaltemperatur	°C	100	100	100	100
Speicher-Maximaltemperatur	°C	60	60	60	60
Messschicht Einschalttemperatur	-	5	12	12	12
Messschicht Ausschalttemperatur	-	5	5	5	3
Einschalt-Temperaturdifferenz	°C	6.0	4.0	4.0	4.0
Ausschalt-Temperaturdifferenz	°C	2.0	1.5	1.5	1.5
Spezifischer Durchsatz	l/(m²a)	30	50	50	20
Vorwärmungs-Kreislauf					
Messschicht Ein/Ausschalttemperatur in	-	12	12	12	
Messschicht Ein/Ausschalttemperatur in	-	5	5	5	
Einschalt-Temperaturdifferenz	°C	5	4	4	
Ausschalt-Temperaturdifferenz	°C	5	2	2	
Spezifischer Durchsatz	l/h	3*600	3*600	3*600	
Wärmepumpe (inkl. Pumpen)					
Messschicht Einschalttemperatur BWW	-	9	11	12	12
Messschicht Ausschalttemperatur BWW	-	9	9	10	10
Einschalt-Temperaturdifferenz BWW	°C	0	0	2	2
Ausschalt-Temperaturdifferenz BWW	°C	5	5	7	7
Messschicht Einschalttemperatur HP	-	11	11	12	12
Messschicht Ausschalttemperatur HP	-	4	4	4 und 7	4 und 8
Einschalt-Temperaturdifferenz HP	°C	2	2	2	2
Ausschalt-Temperaturdifferenz HP	°C	5	5	5	5
Messschicht Ein/ Ausschalttemperatur KW	-	1	1	1	1
Ausschalt-Temperatur KW	°C	-15	-15	-15	-15
Einschalt-Temperaturdifferenz KW	°C	-	0.5	0.5	0.5
Heizstäbe HP/BWW und Heizstab Kombi					
Messschicht Einschalttemperatur	-	11	11	12	8
Messschicht Ausschalttemperatur	-	10	10	11	7
Einschalt-Temperaturdifferenz	°C	3	3	2	2
Ausschalt-Temperaturdifferenz	°C	0	0	2	2
Einschalt-Temperatur KW	°C	-15	-15	-15	-15
Ausschalt-Temperaturdifferenz KW	°C	-	0.5	0.5	0.5

Tabelle A2 Verwendete Steuergrößen und Messpunkte für die verwendeten programmierten Steuerungen nach Abschluss einer Phase.



Anhang 2: Einstrahlungsvergleich Polysun – PVGIS

						Polysun		PVGIS	Polysun im Vergleich	
						ohne Hori- zont	mit Hori- zont	Horizont be- rücksichtigt	ohne Hori- zont	mit Hori- zont
Standort	Koordinaten Nord	Koordinaten Ost	Ausrichtung (°)		Neigung (°)	jährliche Globalstrahlung (kWh/m2)			Abweichung (%)	
Rapperswil	47.2256	8.8223	0	Süd	20	1319.5	1316.8	1370.0	-3.7	-3.9
			-90	Ost	20	1144.5	1139.5	1190.0	-3.8	-4.2
			90	West	20	1136.4	1132.6	1170.0	-2.9	-3.2
			0	Süd	30	1352.5	1348.7	1400.0	-3.4	-3.7
			-90	Ost	30	1117.0	1110.0	1160.0	-3.7	-4.3
			90	West	30	1104.8	1099.4	1140.0	-3.1	-3.6
Locarno	46.1709	8.7995	0	Süd	20	1519.7	1493.6	1420.0	7.0	5.2
			-90	Ost	20	1295.8	1267.2	1240.0	4.5	2.2
			90	West	20	1283.8	1258.1	1210.0	6.1	4.0
			0	Süd	30	1566.7	1533.0	1460.0	7.3	5.0
			-90	Ost	30	1261.4	1223.3	1210.0	4.3	1.1
			90	West	30	1243.7	1209.4	1170.0	6.3	3.4
Davos	46.8000	9.8300	0	Süd	20	1842.5	1761.2	1180.0	56.1	49.3
			-90	Ost	20	1502.2	1426.9	1060.0	41.7	34.6
			90	West	20	1487.4	1431.3	991.0	50.1	44.4
			0	Süd	30	1944.7	1847.7	1200.0	62.1	54.0
			-90	Ost	30	1483.1	1386.0	1040.0	42.6	33.3
			90	West	30	1462.0	1391.0	944.0	54.9	47.4

Tabelle A3 Einstrahlungsvergleich Polysun – PVGIS



Anhang 3: Inhalte des L-Sol-Jahresberichts 2018

Die nachfolgenden Seiten beinhalten diejenigen Inhalte des Jahresberichts 2018 [6], welche im vorliegenden Schlussbericht nicht gezeigt sind. Sie sind als weiterführende Ergänzung zum Schlussbericht zu verstehen. Es handelt sich um die Kapitel «Vorgehen und Vorüberlegungen» und «Ergebnisse» des Jahresberichts. Inhalte aus diesen zwei Kapiteln, welche in den Schlussbericht übernommen wurden, sind hier im Anhang entfernt worden. In einigen Fällen sind die Inhalte des Jahresberichts nicht mehr aktuell und sind im Schlussbericht durch entsprechende aktualisierte Inhalte ersetzt worden. Für die Inhalte in diesem Anhang sind die Autoren des Jahresberichts 2018 verantwortlich. Die vollständige Version des Jahresberichts 2018 ist auf Anfrage verfügbar.

Inhaltsverzeichnis «Inhalte des L-Sol-Jahresberichts 2018»

1	Vorgehen und Vorüberlegungen.....	84
1.1	Auswahl der Wärmepumpe	84
1.2	PVT Messstand	85
1.2.1	Vorgehen beim Nachrüsten.....	85
1.2.2	Ziele der Messungen	86
2	Ergebnisse	87
2.1	Simulationsergebnisse	87
2.1.1	Sensitivitätsanalyse	87
2.1.2	Einsatz der Heizstäbe.....	105
2.1.3	Vergleich verschiedener Wärmepumpensysteme bei zwei Gebäudestandards	106
2.1.4	Direkter Vergleich von zwei Gebäudestandards	111
2.1.5	Standortvergleich.....	111
2.1.6	Aussergewöhnlich kalte Witterungsphase.....	113
2.1.7	Simulation mit nachgerüsteten Modulen	113
2.1.8	Simulation des kostenoptimierten Systems.....	118
2.2	Originale und nachgerüstete PVT-Modulen im Vergleich	119
2.2.1	Vergleich von Standard PVT-Modulen und nachgerüsteten PVT-Modulen - Beispieltag	119
2.2.2	Genauere Untersuchung der Leistung bei unterschiedlichen Bedingungen	121
2.2.3	Parameter zur Leistungsberechnung nach Wirkungsgradkennlinie	124
2.3	Bewertung und Nutzwertanalyse.....	128
2.3.1	Datengrundlage	128
2.3.2	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung	132
2.3.3	Kostengünstigere Varianten des Systems L-Sol.....	135



1 Vorgehen und Vorüberlegungen

1.1 Auswahl der Wärmepumpe

Wärmepumpen für haustechnische Systeme werden bei kleineren Standardanwendungen (z.B. Wärmepumpensysteme in Einfamilienhäusern) vor allem nach ihrer Leistung ausgewählt. Sicherlich spielen auch mögliche Minimaltemperaturen eine Rolle. Wenn man ein System jedoch optimal auslegen möchte, müsste man die auftretenden Primärkreis- und Sekundärkreis-Temperaturen möglichst genau abschätzen und eine Wärmepumpe mit optimal ausgelegten Komponenten (Wärmetauscher auf Primär- und Sekundärseite, Kompressor, Expansionsventil) auswählen. Für unseren Systemvergleich haben wir für alle Sole-Wasser-Wärmepumpensysteme (2-SOL, L-Sol und Eisspeicher) die selbe Wärmepumpe verwendet. Für eine möglichst gute Vergleichbarkeit mit dem Luft-Wasser Wärmepumpensystem werden im Polysun Luft-Wasser Wärmepumpen ausgewählt, die den gleichen Hersteller und ähnliche Leistung haben wie die Sole-Wasser Wärmepumpe für das jeweils verglichene Gebäude.

Zur Beurteilung der Unterschiede im Verhalten der Wärmepumpen wurden folgend die COP-Verläufe in Abhängigkeit der Primär- und Sekundärtemperaturen dargestellt und verglichen (siehe Abbildung 45). Auffällig ist, dass die Wärmepumpe Gallus von Bion Bauhaus als Luft/Wasser Wärmepumpe nur sehr wenig schlechter ist als die Gallus als Sole-Wasser Wärmepumpe. Diese Wärmepumpe ist nicht im Polysun-Standardkatalog enthalten. Wir integrierten stattdessen die Stützstellen aus den Bion Bauhaus Datenblättern, welche über einen sehr breiten Bereich verfügbar sind, in Polysun. Den Unterschied zwischen Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpen besteht laut Bion Bauhaus lediglich im schlechteren Wärmeübergang zwischen Luft und Wasser (2 K geringerer Wärmeübergang für Luft-Wasser Wärmepumpen auf der Primärseite). Dies führt lediglich zu einer Verschiebung der COP Werte um 2 K (siehe Abbildung 45 rote und blaue Linie).

Vergleicht man jedoch andere, im Standardkatalog enthaltene Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpen eines Herstellers und vergleichbarer Leistung miteinander, so fällt auf, dass die Effizienz von Luft-Wasser verglichen mit Sole-Wasser Wärmepumpen deutlich weiter auseinanderliegt als im Falle von Bion Bauhaus (Abbildung 45, z.B. rosa und grüne Linie, Vitocal von Viessmann mit je ca. 10 kW Heizleistung).

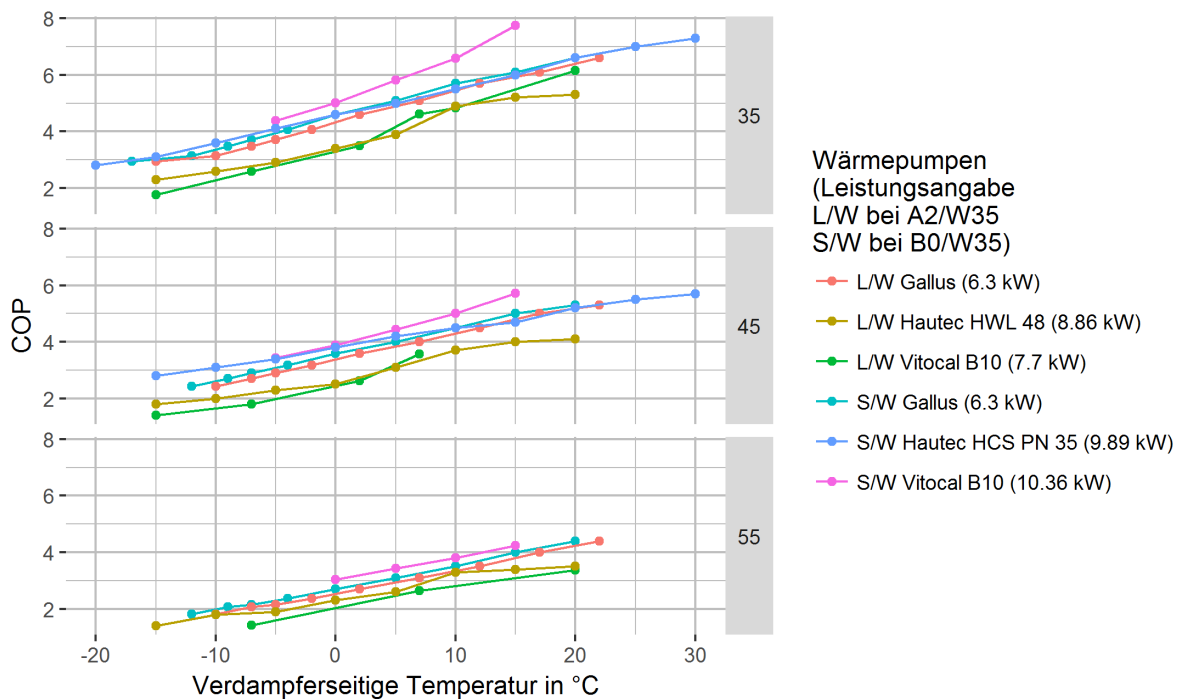


Abbildung 45: Vergleich des COP-Verlaufs verschiedener Wärmepumpen in Abhängigkeit der Temperaturen im Primärkreis bei drei verschiedenen Soll-Temperaturen auf der warmen Seite (oben 35°C, Mitte 45°C und unten 55°C).

Im Polysun – Modell wird der COP unterhalb der untersten Stützstelle linear extrapoliert und oberhalb der obersten verfügbaren Stützstelle konstant gehalten. Bei Systemen, die ein grosses Spektrum an möglichen Primär-Temperaturen haben (z.B. Luft-Wasser Wärmepumpen-Systeme oder L-Sol) ist es daher sinnvoll Wärmepumpen zu wählen, deren Stützstellen einen möglichst grossen Bereich an Primärtemperaturen abdecken. Der Vorteil der Bion-Bauhaus Wärmepumpen ist, dass uns Stützstellen über einen sehr grossen Temperatur Bereich bekannt sind, was die Güte der Ergebnisse positiv beeinflussen sollte. Die sehr geringen Unterschiede zwischen Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpe wurden für unrealistisch gehalten im Vergleich zu anderen Herstellern, daher haben wir entschieden, für die Analyse von L-Sol und dem Vergleich mit anderen Wärmepumpen-Systemen Wärmepumpen aus dem Standardkatalog zu wählen.

1.2 PVT Messstand

1.2.1 Vorgehen beim Nachrüsten

Beim Nachrüsten werden gerahmte Standard-PV-Module mit einem Wärmetauscher versehen. Dabei wird der Wärmetauscher mit Holzlatten auf der Modulrückseite in den Rahmen geklemmt (siehe Beispielbild mit anderem Wärmetauscher, Abbildung 46).



Abbildung 46: Mit Holzlatten auf die Modulrückseite geklemmter Wärmetauscher. Beispielbild mit Wärmetauscher von Meyer Burger.

Die verwendeten Wärmetauscher haben eine kleinere Oberfläche als die Wärmetauscher der zum Vergleich herangezogenen originalen PVT-Modulen. Diese geringere Fläche ist in den Auswertungen bereits berücksichtigt und alle Leistungen sind per Einheitsfläche angegeben (d.h. in der Einheit W/m^2), um einen aussagekräftigen Vergleich zu ermöglichen.



Abbildung 47: Anschluss des Wärmetauschers mit Übergang von G $\frac{3}{4}$ Zoll auf 10 mm Kupferrohr. Die sehr schlechte Erreichbarkeit des unteren Anschlusses (rot eingerahmt) stellt ein praktisches Problem dar.

Beim Nachrüsten der Trina-Solar-PV-Module mit den verwendeten Wärmetauschern sind praktische Schwierigkeiten beim Anschliessen der thermischen Leitungen an die momentane Wärmetauscherkonstruktion aufgetreten, da insbesondere der untere Anschluss (siehe roter Kasten in Abbildung 47) sehr schwierig zu erreichen ist.

1.2.2 Ziele der Messungen

- Beurteilung der Güte der Parametrisierung des Zusammenhangs zwischen thermischer Leistung bzw. Rücklauftemperatur eines PVT-Kollektors und der Einstrahlung sowie der Umgebungstemperatur (Wirkungsgradkennlinie)
- Messen des Einflusses verschiedener Aufständungen auf das thermische Verhalten der PVT-Module
- Messen des Verhaltens nachgerüsteter PVT-Module (nachträglich angeklebte Wärmetauscher an gewöhnlichen gerahmten PV-Modulen)



2 Ergebnisse

2.1 Simulationsergebnisse

2.1.1 Sensitivitätsanalyse

In der Sensitivitätsanalyse soll gezeigt werden, welche Änderung einer Komponente im System welchen Einfluss auf das Systemverhalten ausübt und warum. Die Sensitivitätsanalyse wurde für das Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh/a durchgeführt, da die hauptsächlich angedachte Anwendung des Systems auf Sanierungen abzielt.

Bei allen Sensitivitätstests ist das Referenzsystem, welches später auch für die Systemvergleiche genutzt wird, in grün dargestellt.

Einfluss der Grösse des kalten Speichers

Der kalte Speicher (Speicher zwischen PVT-Anlage und Wärmepumpe) spielt eine zentrale Rolle im System L-Sol. Er dient zur Pufferung der Solarerträge.

In der Sensitivitätsanalyse zeigt sich allerdings, dass der Einfluss der Speichergrösse im Heizungssystem für einen sanierten Altbau eher gering ist. Über ein Jahr betrachtet verbraucht das Heizungssystem (Wärmepumpe plus elektrische Heizstäbe) mit einem 500 l Speicher lediglich etwa 6% mehr Strom als das gleiche System mit einem 2'000 l Speicher (6'392 kWh/a vs. 6'017 kWh/a, siehe Abbildung 48).

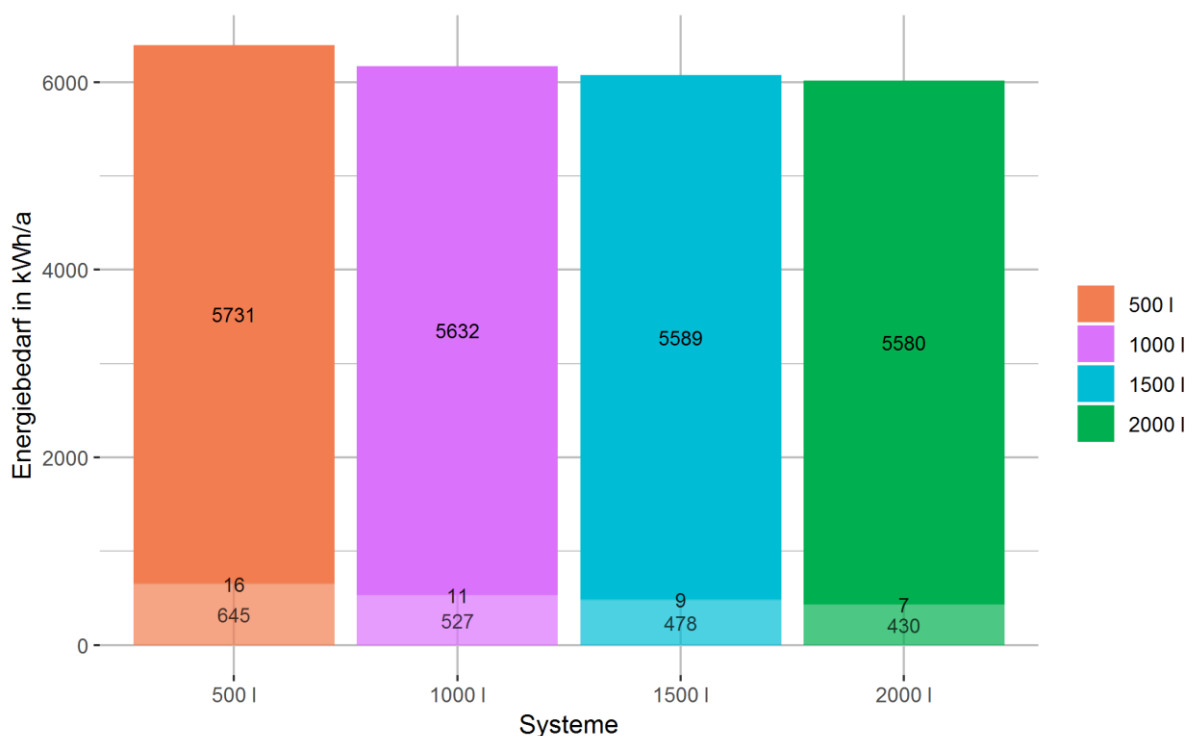


Abbildung 48: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei verschiedenen Volumina des kalten Speichers. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasser-Speicher).

In Abbildung 48 ist ein Vergleich des Energieverbrauchs der vier Systeme mit Aufteilung des Stromverbrauchs auf Wärmepumpe (dunkel, obere Zahl), elektrischen Heizstab im Warmwasserspeicher



(zweite Zahl, hell, vernachlässigbar klein) und elektrischen Heizstab im Heizungspuffer-Speicher (hell, untere Zahl) dargestellt. Abbildung 49 zeigt diesen Vergleich nochmal auf Monatsbasis. Dabei fällt auf, dass im Winter die grössten Abweichungen zwischen dem Energiebedarf für die Wärmeerzeugung bei verschiedenen Speichergrössen bestehen, während im Sommer kaum ein Unterschied beobachtet werden kann.

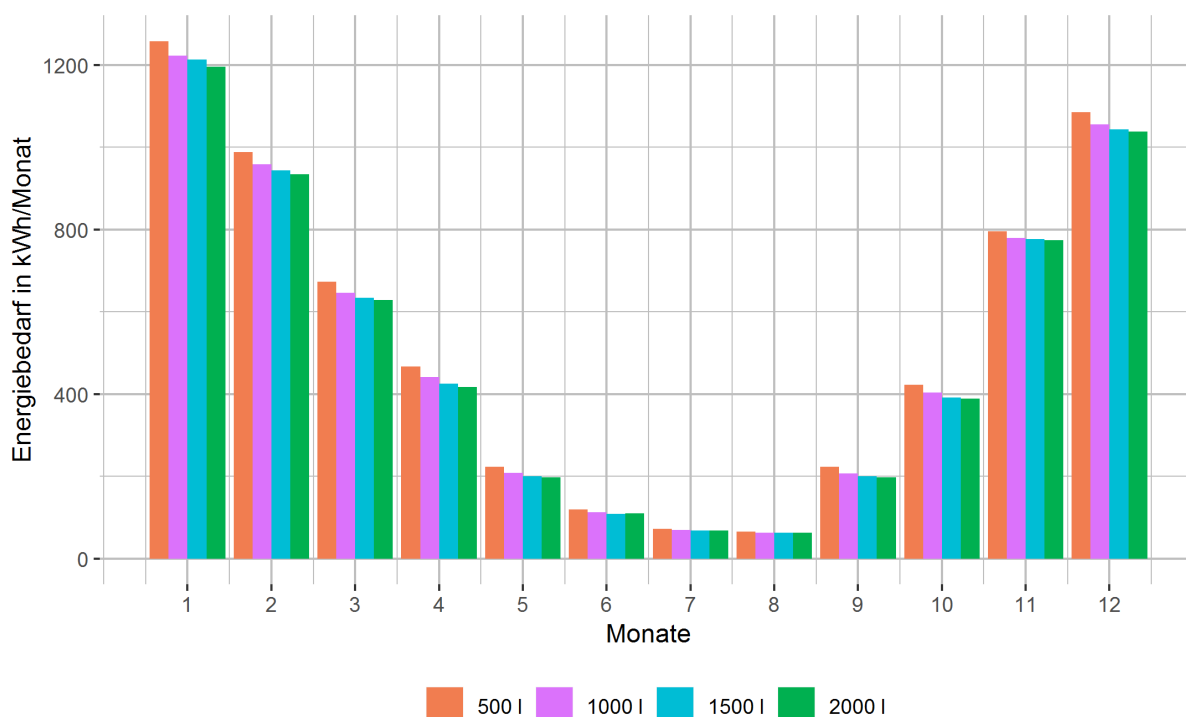


Abbildung 49: Vergleich des elektrischen Energiebedarfs des Heizungssystems für verschiedene Volumina des kalten Speichers auf Monatsbasis.

Bei ersten Tests des Systems wurde festgestellt, dass der kalte Speicher teilweise zu warm wird, so dass primärseitig zu hohe Vorlauftemperaturen zur Wärmepumpe nicht mehr durch das Mischventil verhindert werden können. In dieser Situation müsste die PVT-Anlage ausgeschaltet werden, um weiteres Aufheizen zu verhindern. Um diesen Verlust von Solarwärme zu verhindern, wurde eine Möglichkeit zum direkten Wärmeübertrag vom kalten Speicher in den Brauchwarmwasserspeicher hinzugefügt. Sobald die Temperatur im kalten Speicher 30 °C übersteigt und gleichzeitig der untere Teil des Brauchwarmwasserspeichers mindestens 5 K kälter ist, wird diese Option zugeschaltet. In Abbildung 50 ist die Energiemenge gezeigt, die pro Jahr direkt in den Brauchwarmwasserspeicher übertragen wird. Sie beträgt etwa 500 kWh/a, was damit etwa 17% der für Brauchwarmwasser benötigten Energie ausmacht. Der Unterschied zwischen den Speichern ist jedoch gering. Beim 500 l Speicher werden etwa 4% mehr PVT-Wärme direkt genutzt als beim 2'000 l Speicher.

Abbildung 51 zeigt die direkte Übertragung von PVT-Wärme zwischen kaltem Speicher und Brauchwarmwasserspeicher pro Woche. Hier wird deutlich, dass in der Übergangszeit mit dem kleineren (500 l) Speicher etwas mehr PVT-Wärme direkt genutzt werden kann als mit dem grösseren (2'000 l) Speicher. Der Grund hierfür ist, dass der kleine Speicher sich schneller auf über 30 °C erwärmt. Während Schönwetter-Tagen im Sommer wird der kleine Speicher allerdings überladen und die PVT-Anlage muss ausgeschaltet werden, daher wird im Sommer auch teilweise beim grösseren Speicher mehr Wärme direkt genutzt.

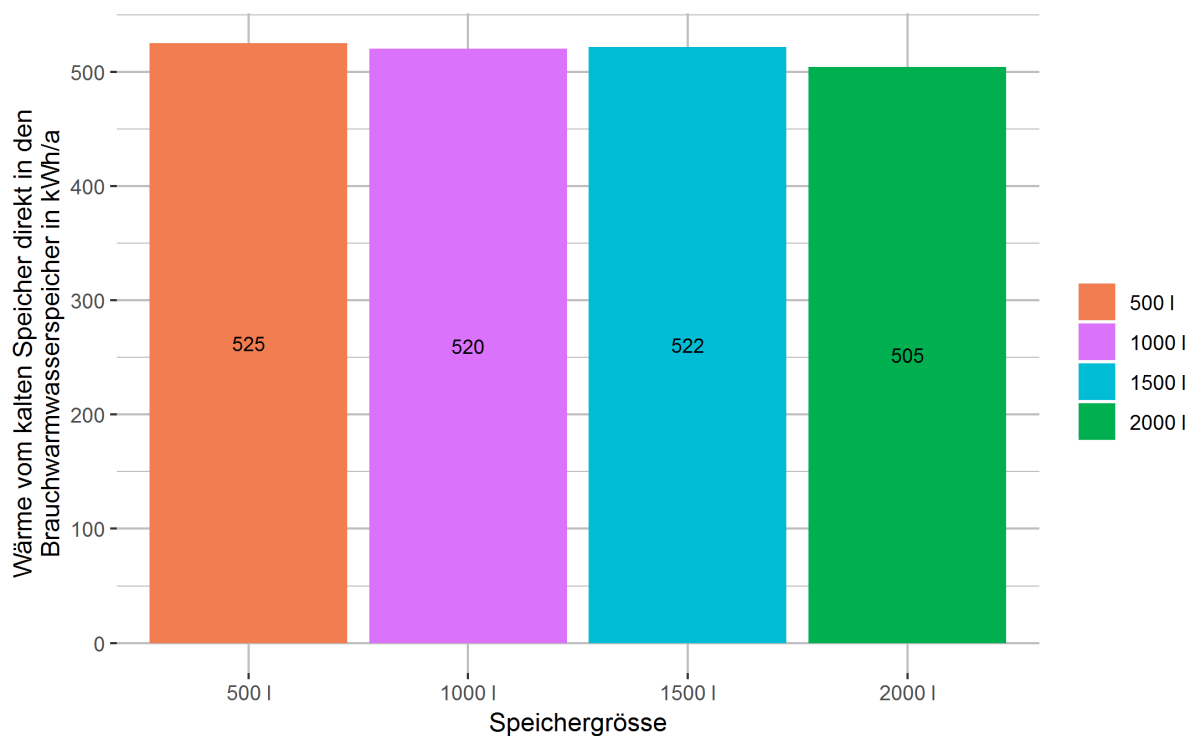


Abbildung 50: Direkter Wärmeübertrag vom kalten Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher zur Warmwasservorerwärmung pro Jahr (direkte solare Nutzung zur Verhinderung eines zu warmen kalten Speichers).

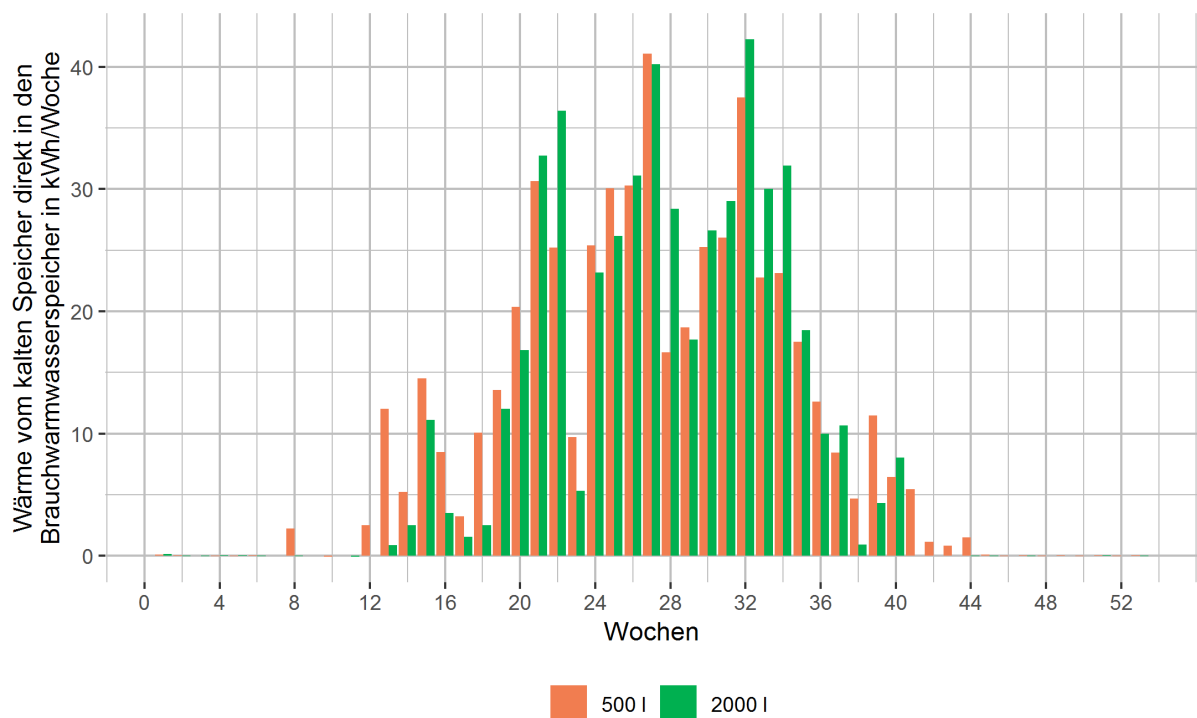


Abbildung 51: Direkter Wärmeübertrag vom kalten Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher zur Warmwasservorerwärmung pro Woche.



Um das Verhalten der Temperaturen im kalten Speicher besser zu verstehen, ist anhand von Beispieltagen im Sommer (Abbildung 52) der Temperaturverlauf in der obersten Speicherschicht für einen 500 l und einen 2'000 l Speicher gezeigt. Sowohl im Sommer als auch im Winter sind die Änderungen der Temperatur im kleinen Speicher stärker ausgeprägt (höhere Maximaltemperaturen, tiefere Minimaltemperaturen). Es fällt auf, dass der Wärmeentzug stufenweise stattfindet, wenn die Wärmepumpe für die Brauchwarmwasserbeladung genutzt wird.

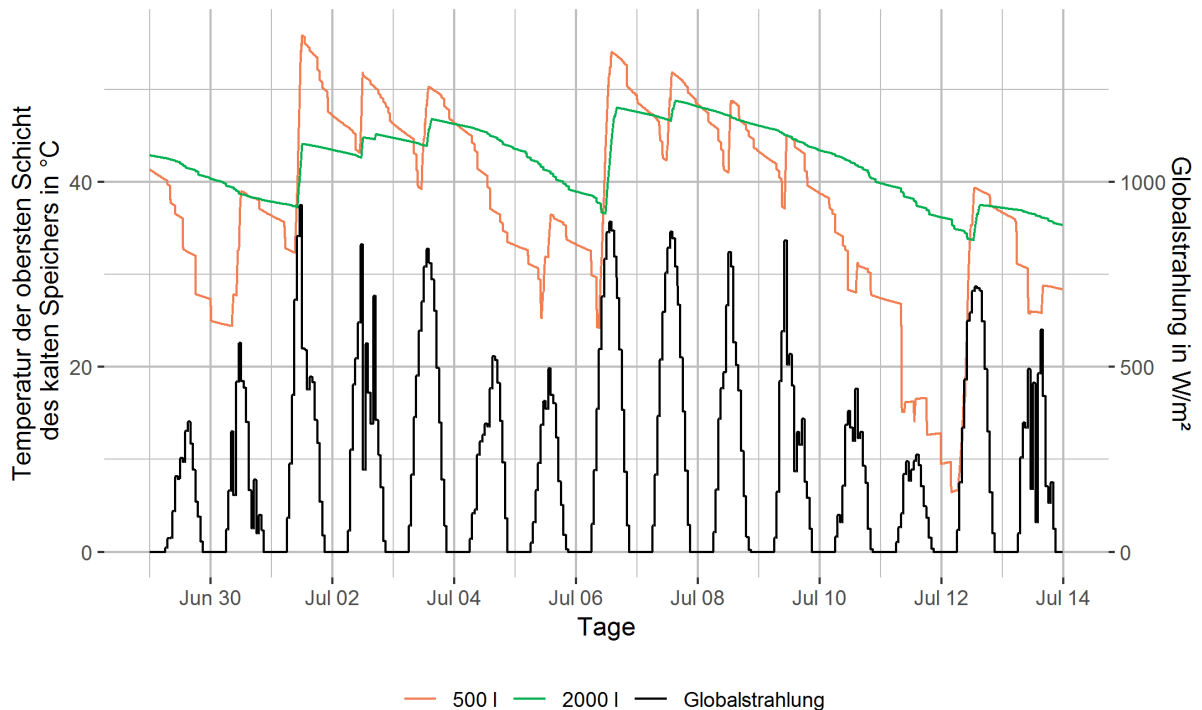


Abbildung 52: Temperaturverlauf im kalten Speicher an Beispieltagen im Sommer. Dazu (schwarz) die Globalstrahlung. Die Durchschnittstemperatur im grossen Speicher ist leicht höher.

Die höheren Maximaltemperaturen werden im kleinen Speicher erreicht, die tieferen Minimaltemperaturen jedoch auch. Der Durchschnitt der Temperatur liegt im kleinen Speicher leicht unterhalb der Temperatur im grossen Speicher.

	500 l	1000 l	1500 l	2000 l
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6393	6169	6076	6017
Nutzenergie in kWh	18302	18302	18303	18304
SJAZ (ohne Pumpen)	2.9	3.0	3.0	3.0
<u>SJAZ</u>	<u>2.7</u>	<u>2.8</u>	<u>2.8</u>	<u>2.9</u>

Tabelle 16: Vergleich der Jahresarbeitszahlen für verschiedene Volumina des kalten Speichers.:

Tabelle 16 stellt den Stromverbrauch der Wärmeerzeuger, die erzeugte Wärmeendenergie und die Jahresarbeitszahlen (mit und ohne Pumpenstrom) für alle Speichergrössen gegenüber. Ohne Pumpenstrom (nur Strom der Wärmeerzeuger wird berücksichtigt) unterscheiden sich die Jahresarbeitszahlen nur um einen Wert von 0.2, oder um etwa 7%.



Betrachtet man den Kollektorfeldertrag des Systems (Abbildung 53), so fällt auf, dass die Erträge in den Wintermonaten deutlich höher liegen als im Sommer. Dieses Verhalten hängt mit den tiefen Temperaturen im kalten Speicher im Winter (d.h. bei höherem Verbrauch) zusammen. Dadurch entstehen Vorlauftemperaturen für die PVT-Anlage von bis zu -15°C . Die thermische Leistung der PVT-Module hängt neben der Einstrahlung auch wesentlich von der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauftemperatur und Umgebungstemperatur ab (siehe Abschnitt 2.1.7). Ein grösserer kalter Speicher führt insbesondere von März bis Mai dazu, dass (aufgrund niedrigerer Vorlauftemperaturen) ein höherer Kollektorfeldertrag erreicht wird.

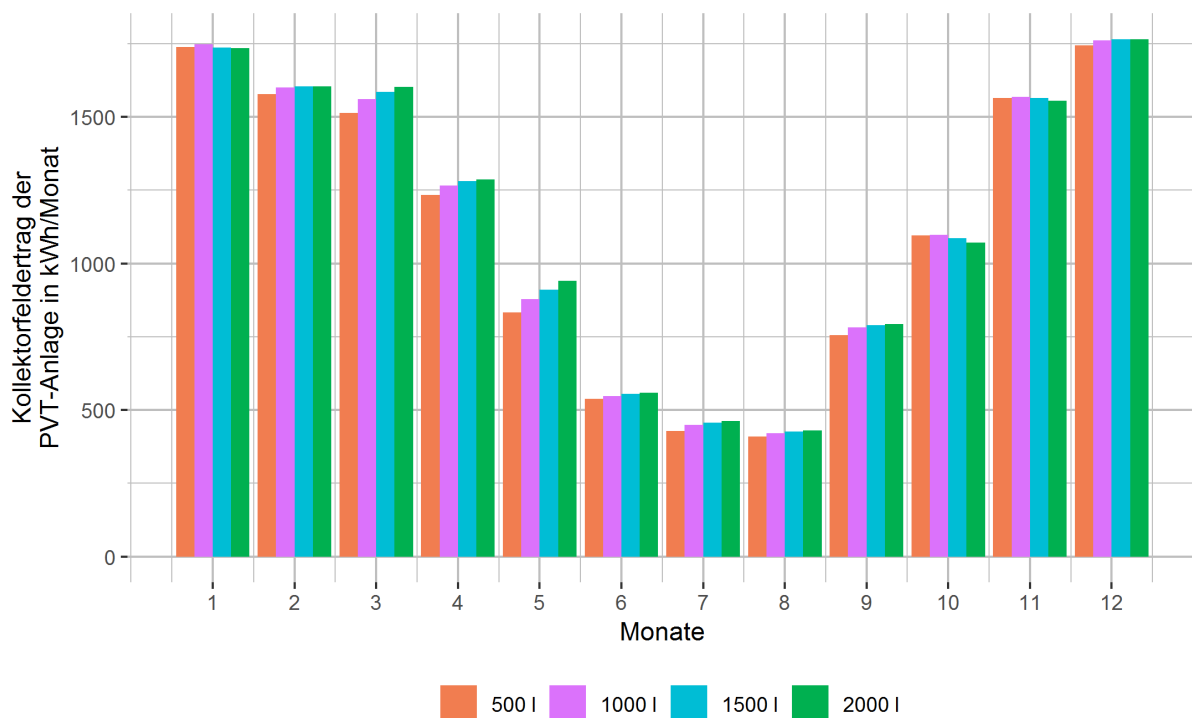


Abbildung 53: Thermischer Kollektorfeldertrag der PVT-Anlage bei verschiedenen Volumina des kalten Speichers.

Teilt man den Kollektorfeldertrag auf in einen Anteil, der überwiegend aus Umgebungswärme generiert wird (Einstrahlung in Modulebene $< 50 \text{ W/m}^2$), und einen Anteil, der vor allem durch Einstrahlung zu Stande kommt (Einstrahlung in Modulebene $> 50 \text{ W/m}^2$), so wird deutlich, dass ein grosser Anteil der im Winter gesammelten Wärme durch Sammeln von Umgebungswärme begründet ist (siehe Abbildung 54). Ermöglicht wird dieser hohe Kollektorfeldertrag durch die sehr tiefen Vorlauftemperaturen, welche sich durch den hohen Wärmeentzug durch die Wärmepumpe im Kaltwasserspeicher einstellen.

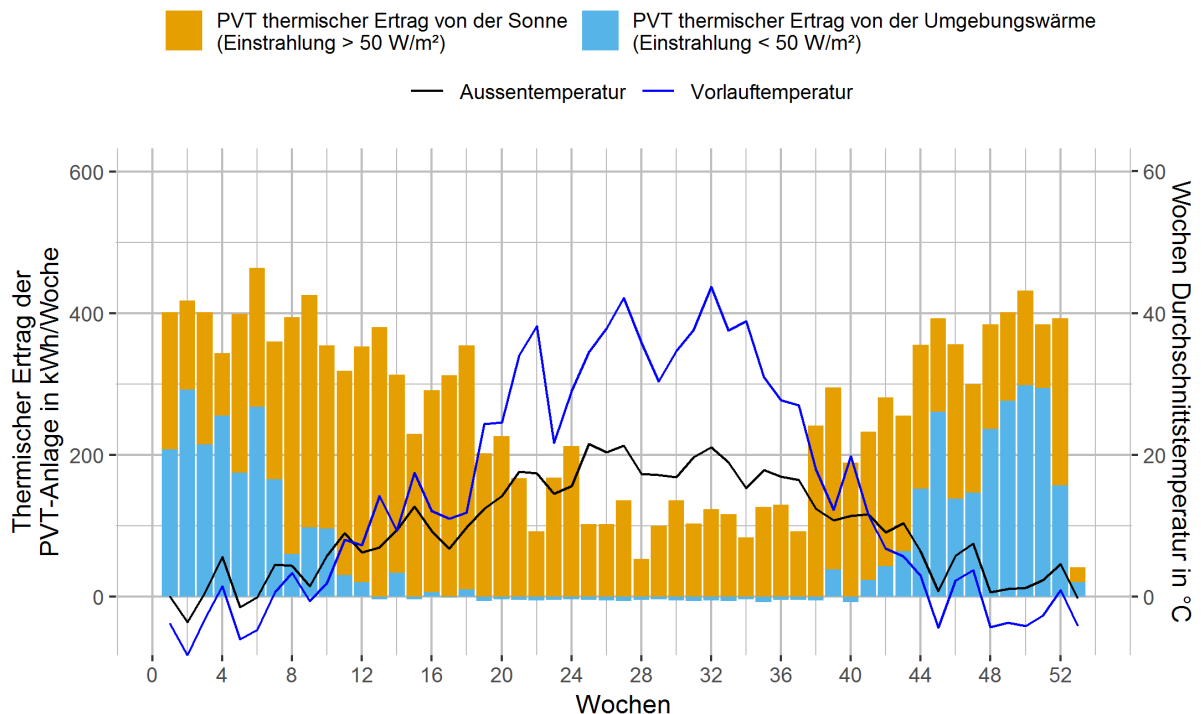


Abbildung 54: Thermischer Kollektorfeldertrag der PVT Anlage für einen Speicher mit 2000l Volumen. Der Ertrag ist aufgeteilt in Ertrag bei solarer Einstrahlung über 50 W/m^2 (gelb) und darunter (blau). Zusätzlich ist die durchschnittliche Aussentemperatur pro Woche eingezeichnet.

Abschliessend kann festgehalten werden, dass die Grösse des kalten Speichers zwar einen Einfluss auf die Systemeffizienz hat (je grösser der Speicher, desto effizienter das System), diese Unterschiede jedoch eher gering ausfallen (einstelliger Prozentbereich). Die grösste Einsparung an elektrischer Energie findet beim Wechsel von 500 l auf 1'000 l statt.

Einfluss der warmen Speicher

Ebenfalls wurde der Einfluss der warmen Speicher getestet. Weder das Volumen des Brauchwarmwasserspeichers (Abbildung 55) noch das Volumen des Heizungspuffer-Speichers (Abbildung 56) haben starken Einfluss auf den Energieverbrauch des Heizungssystems. Auch die Jahresarbeitszahlen ändern sich nicht wesentlich, weshalb auf eine Darstellung hier verzichtet wird.

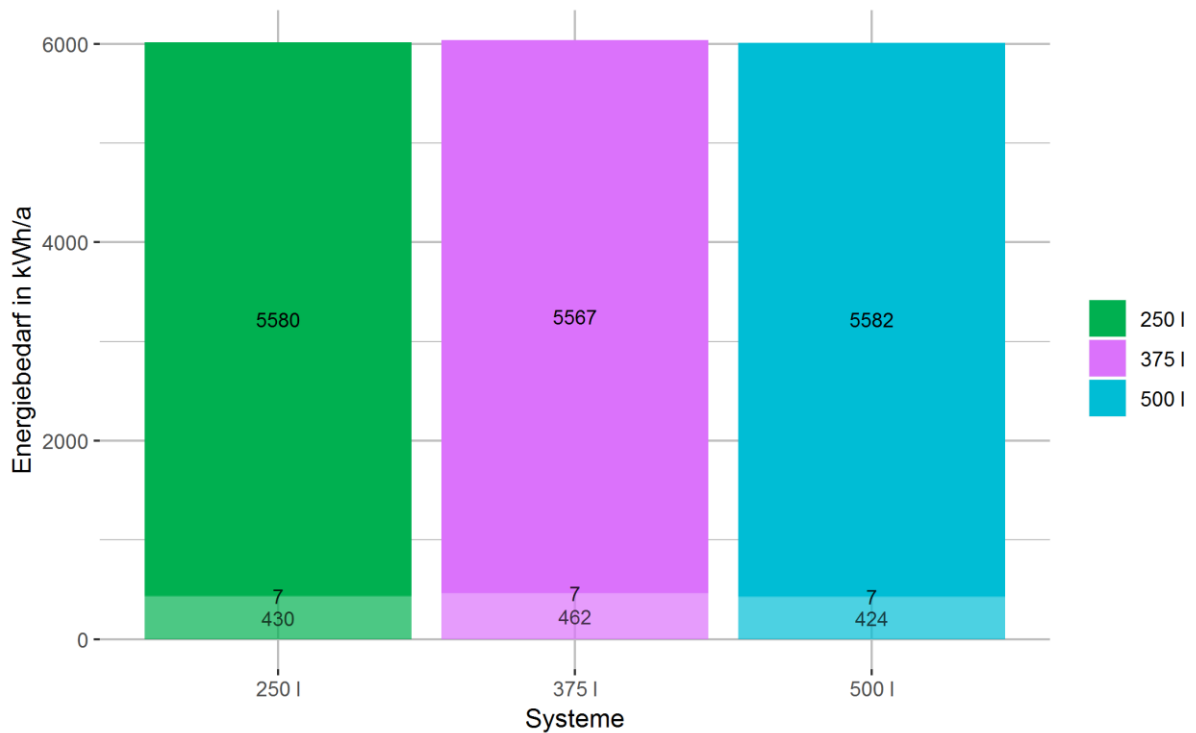


Abbildung 55: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei verschiedenen Volumina des Brauchwarmwasser-Speichers. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasser-Speicher).

Mit einer Steuerung, welche die Wetterprognose mit einbezieht, könnte es möglich sein, dass die Speichergößen eine Rolle im System spielen, da dann bewusst auf Vorrat geheizt werden könnte, wenn hohe Vorlauftemperaturen im kalten Speicher vorhanden sind. Wahrscheinlich würde sich das insbesondere bei kleinen kalten Speichern auszahlen.

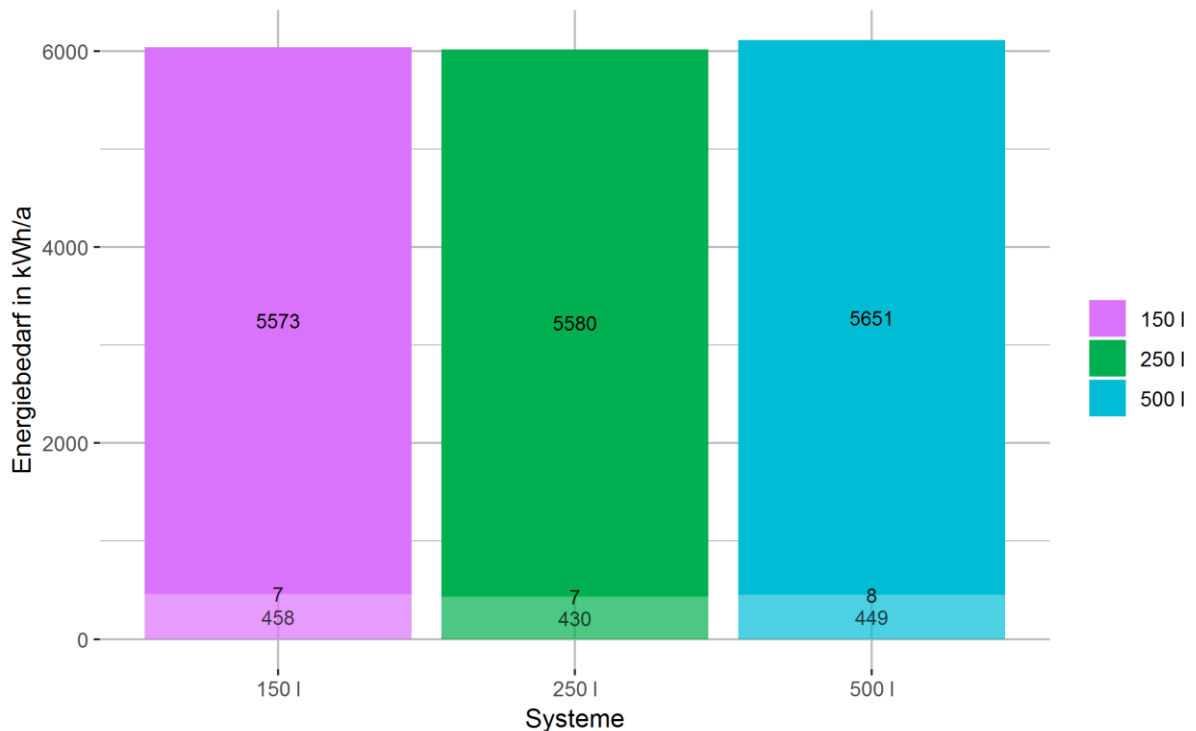


Abbildung 56: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei verschiedenen Volumina des Heizungspuffer-Speichers. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasser-Speicher).

Einfluss der unteren Grenztemperatur

Für den kalten Speicher im L-Sol System muss eine untere Grenztemperatur (T_{limit}) definiert werden, damit die Temperatur in einem Bereich bleibt, in welchem das Glykol-Wasser-Gemisch flüssig bleibt und die Wärmepumpe nicht mit zu tiefen Vorlauftemperaturen gefahren wird.

Betrachtet man Abbildung 57 wird deutlich, dass die untere Grenztemperatur die Effizienz des Systems L-Sol stark beeinflusst. Je höher T_{limit} im kalten Speicher, desto grösser ist der Strombedarf des Heizungssystems, dabei nimmt jedoch der Anteil der Wärmepumpe an der Wärmeerzeugung ab. Bei einer $T_{\text{limit}} = -5^\circ\text{C}$ werden 57% mehr Strom verbraucht als bei $T_{\text{limit}} = -15^\circ\text{C}$. Dabei wird von den elektrischen Heizstäben über 12-mal so viel Strom verbraucht, während der Stromverbrauch der Wärmepumpe um 35% sinkt.

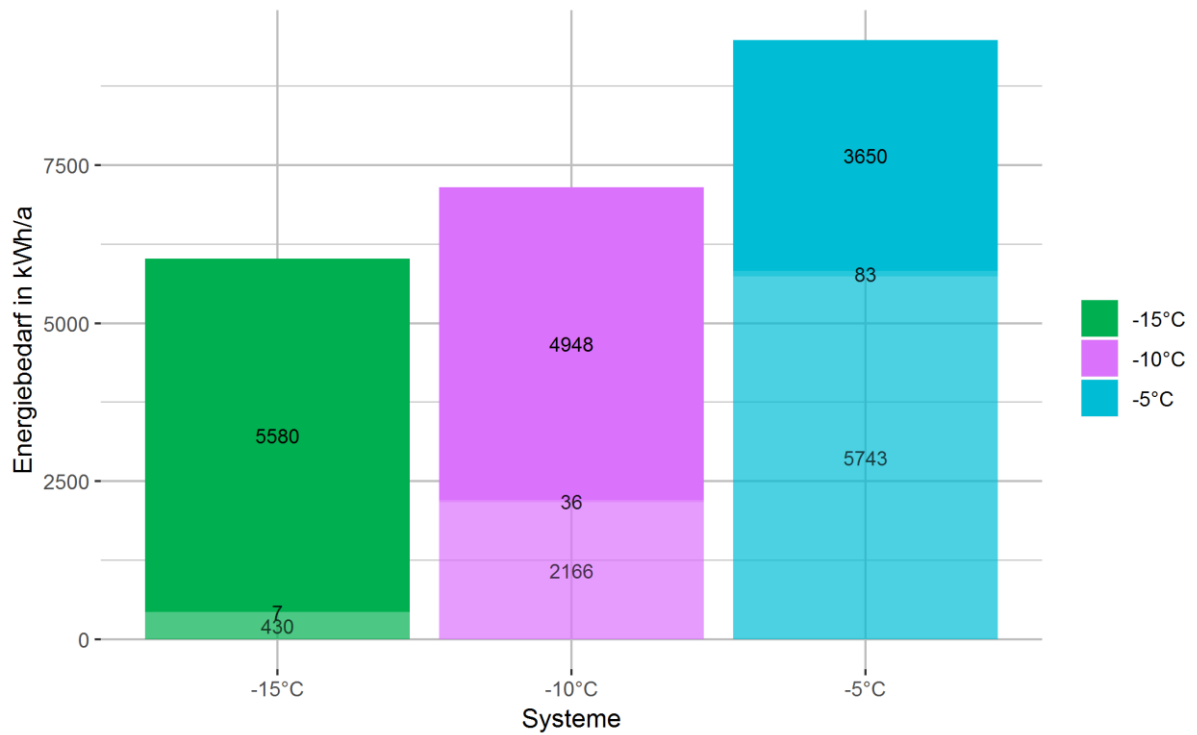


Abbildung 57: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei verschiedenen unteren Grenztemperaturen des kalten Speichers. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasser-Speicher).

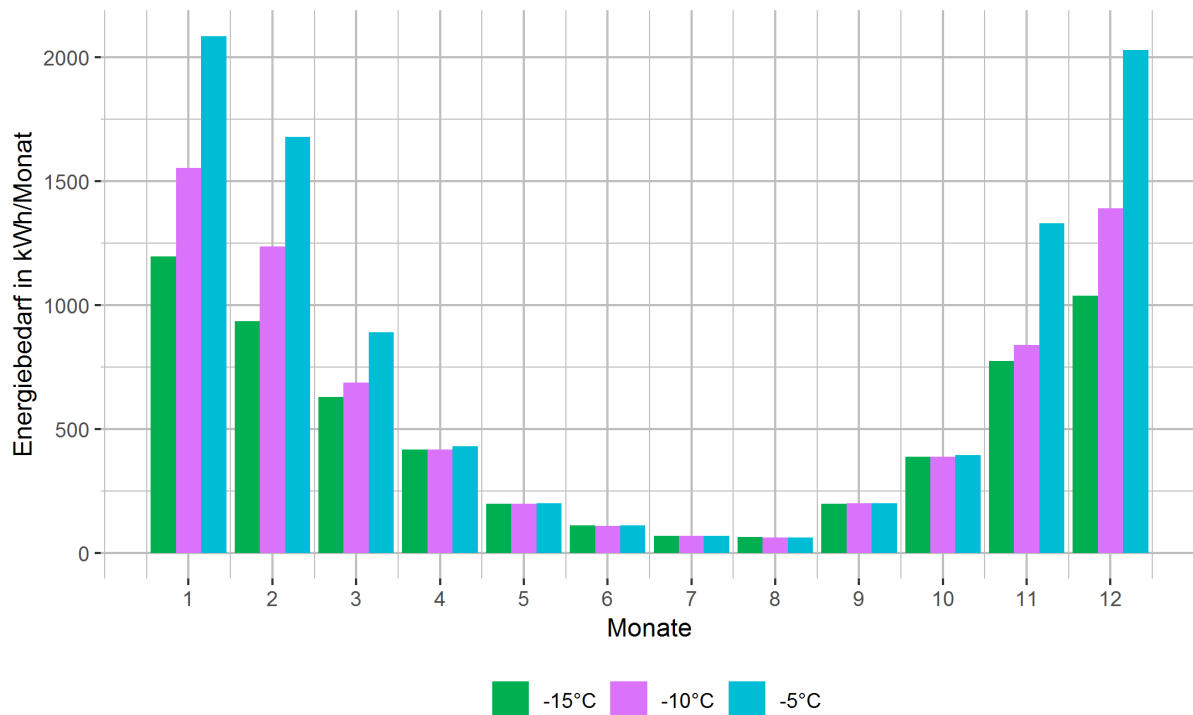


Abbildung 58: Vergleich des elektrischen Energiebedarfs des Heizungssystems für untere Grenztemperaturen des kalten Speichers auf Monatsbasis.

Vergleicht man die für die Wärmeerzeugung benötigte elektrische Energie auf Monatsbasis (Abbildung 58) so wird deutlich, dass die Abweichungen vor allem in den Wintermonaten auftreten. Von April bis und mit Oktober bestehen kaum Abweichungen, da im in der Übergangszeit der Heizwärmebedarf geringer ist als im Winter und im Sommer gar kein Heizwärmebedarf vorhanden ist. Gleichzeitig ist der Ertrag (durch solare Einstrahlung, aber auch durch hohe Aussentemperaturen) grösser. Dadurch wird eine Temperatur von $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ im kalten Speicher nicht unterschritten und die Wahl von T_{limit} spielt für das System keine Rolle.

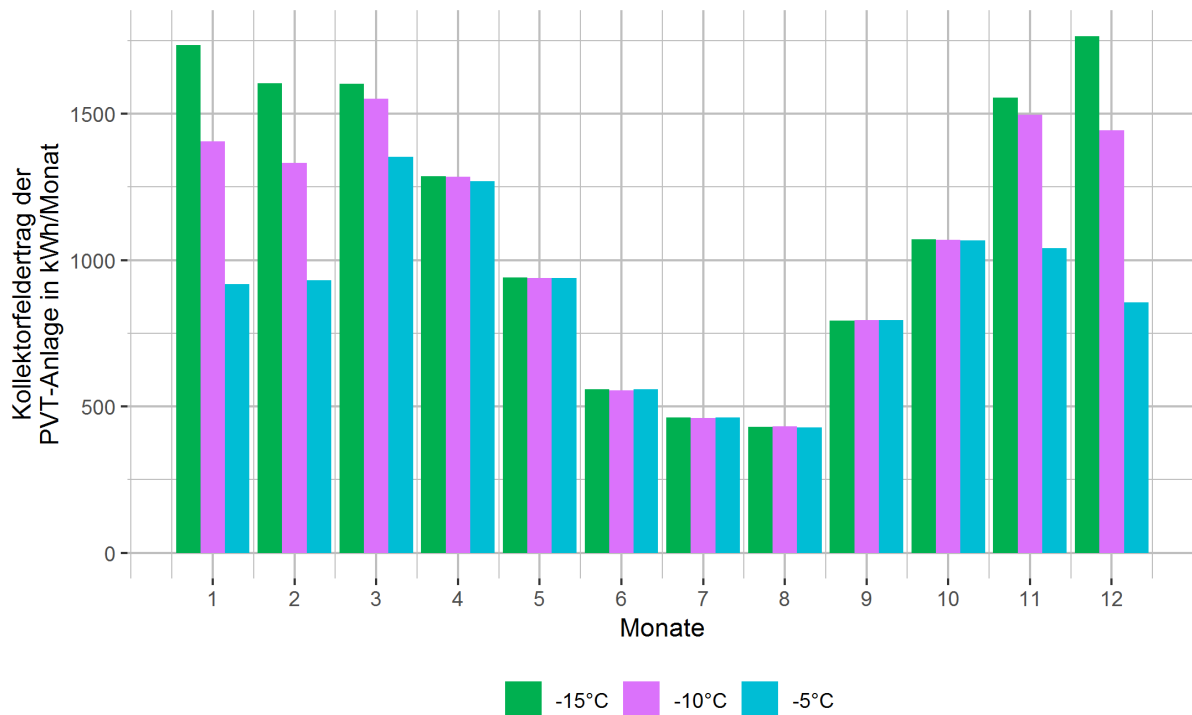


Abbildung 59: Vergleich des thermischen Kollektorfelddertrages des Heizungssystems für verschiedene untere Grenztemperaturen des kalten Speichers auf Monatsbasis.

Ein Vergleich des Kollektorfelddertrages für die verschiedene T_{limit} macht deutlich, dass für $T_{\text{limit}} = -15^\circ\text{C}$ der Kollektorfelddertrag im Winter am höchsten ist, während bei $T_{\text{limit}} = -5^\circ\text{C}$ der Kollektorfelddertrag in der Übergangszeit am grössten ist (siehe Abbildung 59). Dieses Phänomen kommt durch die häufig unter der Umgebungstemperatur liegenden PVT-Vorlauftemperatur zu Stande, wodurch sehr viel Umgebungswärme aufgenommen werden kann und die thermische Leistung der PVT-Module auch bei Einstrahlung grösser ist (vgl. Abbildung 54). Dagegen wird bei einer Grenztemperatur von -5°C sehr wenig Umgebungswärme gesammelt und die Leistung bei Einstrahlung ist ebenfalls geringer (vgl. Abbildung 60).

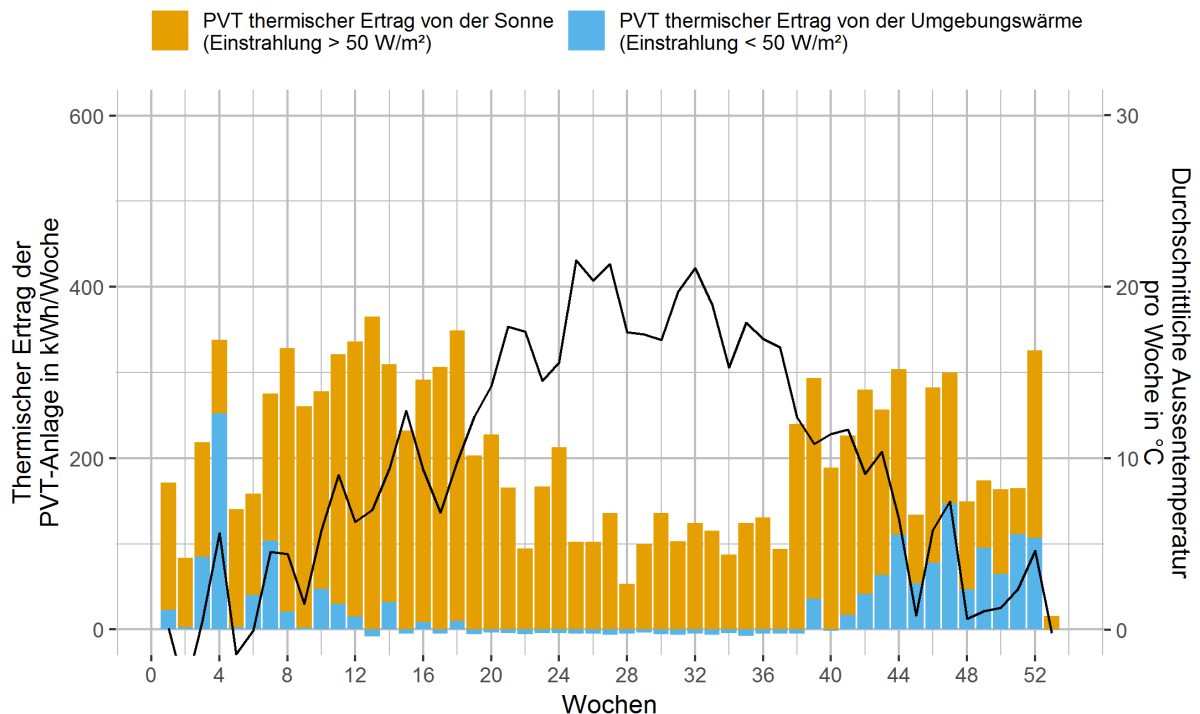


Abbildung 60: Thermischer Kollektorfeldertrag für eine untere Grenztemperatur im kalten Speicher von -5°C . Es wird deutlich, dass viel weniger Umgebungswärme im Winter gesammelt werden kann als bei einer unteren Grenztemperatur von -15°C (vgl. Abbildung 54). Da durch die höhere Vorlauftemperatur im Winter deutlich weniger Wärme gesammelt werden kann, ist der Kollektorfeldertrag im Winter viel geringer als bei tieferer unterer Grenztemperatur.

Der Vergleich der System-Jahresarbeitszahlen (siehe Tabelle 17) widerspiegelt die Schlussfolgerungen aus dem Vergleich des elektrischen Energieverbrauchs, der zur Wärmeerzeugung notwendig ist. Das System L-Sol ist nur mit tiefen unteren Grenztemperaturen ein sinnvolles System für Gebäude mit hohem Heizwärmebedarf.

	-15°C	-10°C	-5°C
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6017	7150	9476
Nutzenergie in kWh	18304	18303	18305
SJAZ (ohne Pumpen)	3.0	2.6	1.9
<u>SJAZ</u>	<u>2.9</u>	<u>2.4</u>	<u>1.9</u>

Tabelle 17: Vergleich der Jahresarbeitszahlen für verschiedene Volumina des kalten Speichers.

Für gewöhnlich liegen bei Sole-Wasser Wärmepumpen die zulässigen Minimaltemperaturen der Quelle bei etwa -5 bis -7°C . Bei Luft-Wasser Wärmepumpen liegen die unteren Grenztemperaturen bei bis zu -20°C . Teilweise ist bei tiefen Quelltemperaturen jedoch ein Temperaturhub nicht mehr bis hin zu Brauchwarmwassertemperaturen von 60°C möglich, sondern nur noch bis 45°C oder 50°C . Für eine Legionellen-Schaltung müsste dann der Einsatz eines elektrischen Heizstabes in Kauf genommen werden. Alternativ könnte eine Frischwasserstation verwendet werden, bei der man keine Legionellen-Schaltung benötigt.

Herkömmliche Systeme mit einer Sole-Wasser Wärmepumpe benötigen keine quellseitigen Temperaturen von weniger als -5°C (z.B. Erdwärmesonden). Technisch gesehen sind aber auch Sole-Wasser Wärmepumpen mit tieferen Grenztemperaturen möglich (Beispiel HauteC und Diskussion mit Begleitgruppe).



Da es ein wichtiger Vorteil des L-Sol Systems ist, auch mit tiefen Temperaturen auf der Primärseite arbeiten zu können, wird für das Referenzsystem mit einer unteren Grenztemperatur für den kalten Speicher von -15°C gerechnet.

Einfluss PVT – Fläche

Eine weitere Komponente mit grossem Einfluss auf die Effizienz des L-Sol Systems ist die PVT-Fläche. So steigt der elektrische Energieverbrauch für die Wärmeerzeugung mit nur 10 PVT-Modulen deutlich an (30% höher als beim Referenzsystem mit 30 PVT-Modulen, Abbildung 61), vor allem durch den höheren Stromverbrauch der elektrischen Heizstäbe.

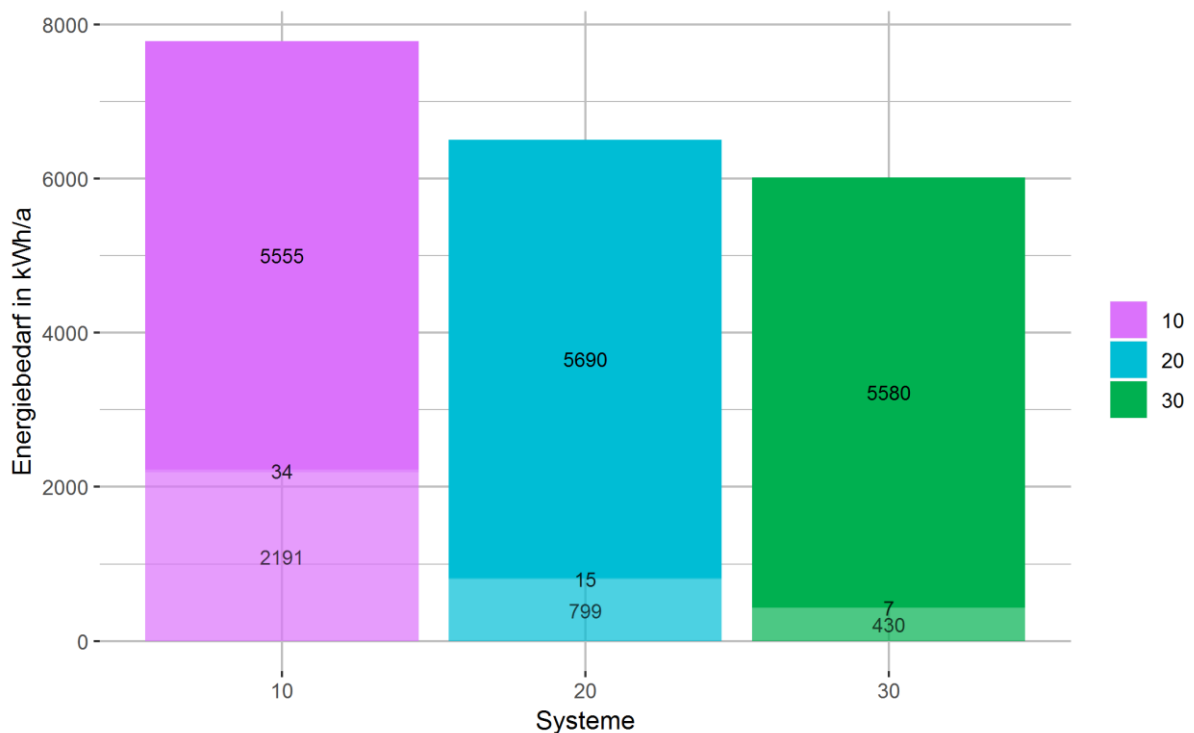


Abbildung 61: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei unterschiedlicher Anzahl PVT-Kollektoren. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher).

Wie bereits bei der Analyse der unteren Grenztemperaturen zeigt sich auch beim Einfluss der Grösse der PVT-Anlage das schlechtere Systemverhalten vor allem in den Wintermonaten, denn dann kann nicht genug Umgebungswärme gesammelt werden (vgl. Abbildung 58). Damit wird die untere Grenztemperatur häufiger und dauerhafter erreicht, was zu einem vermehrten Einsatz der elektrischen Zusatzheizungen führt.

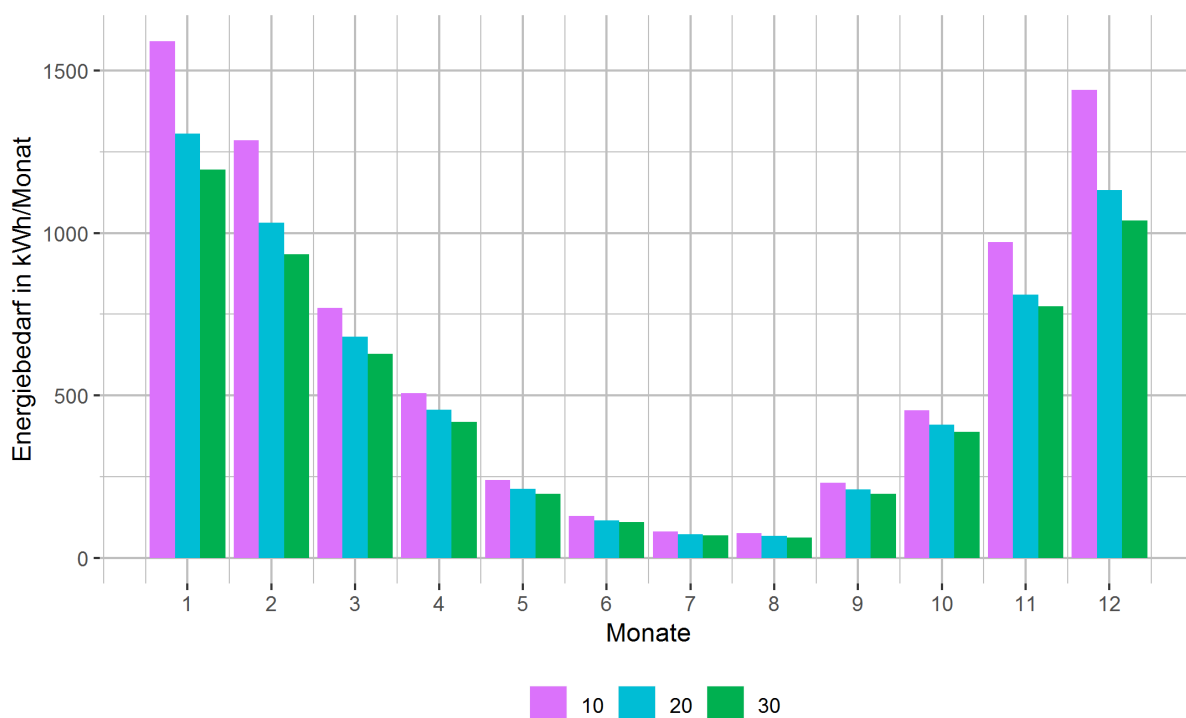


Abbildung 62: Vergleich des elektrischen Energiebedarfs des Heizungssystems für verschieden grosse PVT-Anlagen auf Monatsbasis.

Auch der Blick auf die System-Jahresarbeitszahlen in Tabelle 18 zeigt, dass das System L-Sol im sanierten Altbau mit möglichst grossen PVT-Anlagen betrieben werden sollte um gute Jahresarbeitszahlen zu erreichen.

	30	20	10
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6017	6504	7780
Nutzenergie in kWh	18304	18302	18299
SJAZ (ohne Pumpen)	3.0	2.8	2.4
<u>SJAZ</u>	<u>2.9</u>	<u>2.7</u>	<u>2.2</u>

Tabelle 18: Vergleich der Jahresarbeitszahlen für verschieden grosse PVT Anlagen.

Einfluss der Vorlauftemperatur der Heizung

In renovierten Gebäuden werden häufig die Heizkörper belassen und die Heizungen werden mit hohen Vorlauftemperaturen betrieben, wie früher zur Zeit der Gebäudeerstellung üblich. Der Einfluss der Vorlauftemperatur wird mit unterschiedlichen Heizungen getestet: 40 °C Vorlauftemperatur mit einer Fussbodenheizung (eher hohe Temperatur für eine Fussbodenheizung), 60 °C und 65 °C mit Heizkörpern. Das Wärmeabgabesystem spielt jedoch eine untergeordnete Rolle. Der grosse Unterschied wird durch unterschiedliche Temperaturen auf der Sekundärseite der Wärmepumpe verursacht.

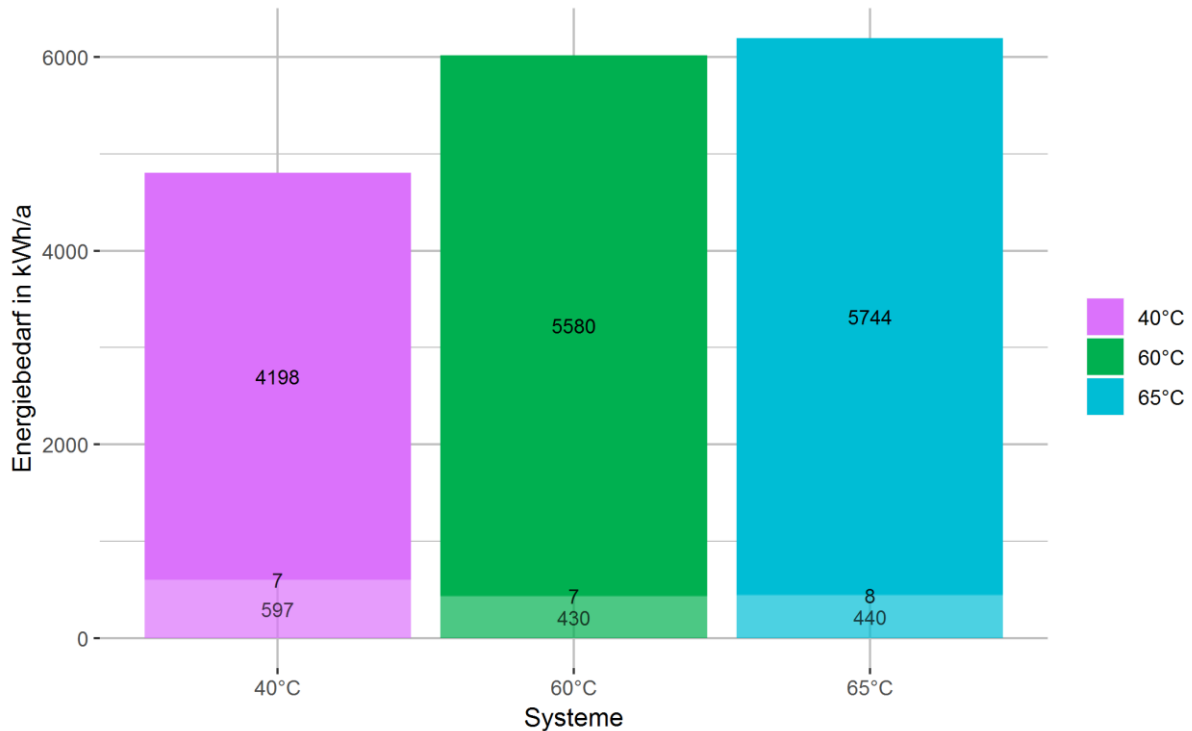


Abbildung 63: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei verschiedenen Heizungs-Vorlauftemperaturen. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasser-Speicher).

Der Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Effizienz des Heizungssystems ist sehr hoch. Der gesamte Stromverbrauch der Wärmeerzeuger liegt bei einer Vorlauftemperatur von 40 °C um 20% tiefer als beim Referenzsystem mit 60 °C Vorlauftemperatur (Abbildung 63). Betrachtet man den elektrischen Energieverbrauch für die Monate einzeln (Abbildung 64), so wird deutlich, dass die Energieeinsparungen hauptsächlich in den Wintermonaten und in den Übergangszeiten zu Stande kommen. Abbildung 65 zeigt, dass die durchschnittlichen Quelltemperaturen sich auf Grund veränderter Heizkreistemperatur kaum verändern. Die Steigerung der Effizienz und damit die Reduktion des Strombedarfs kommen hauptsächlich von den veränderten Temperaturen im Sekundärkreis. Bei geringeren Vorlauftemperaturen im Heizkreis sind die mittleren Temperaturen auf der Sekundärseite deutlich geringer, dadurch ist der Temperaturhub, den die Wärmepumpe leisten, muss geringer und sie arbeitet effizienter.

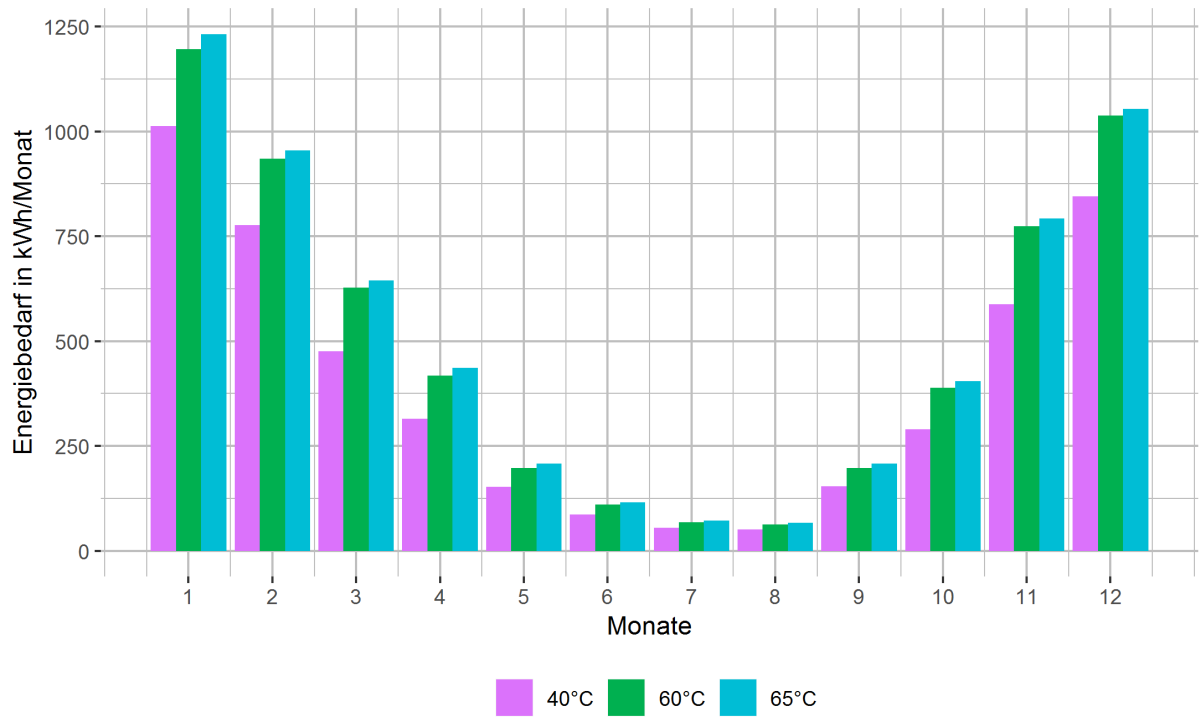


Abbildung 64: Vergleich des elektrischen Energiebedarfs der für verschiedene Vorlauftemperaturen im Heizungssystem auf Monatsbasis.

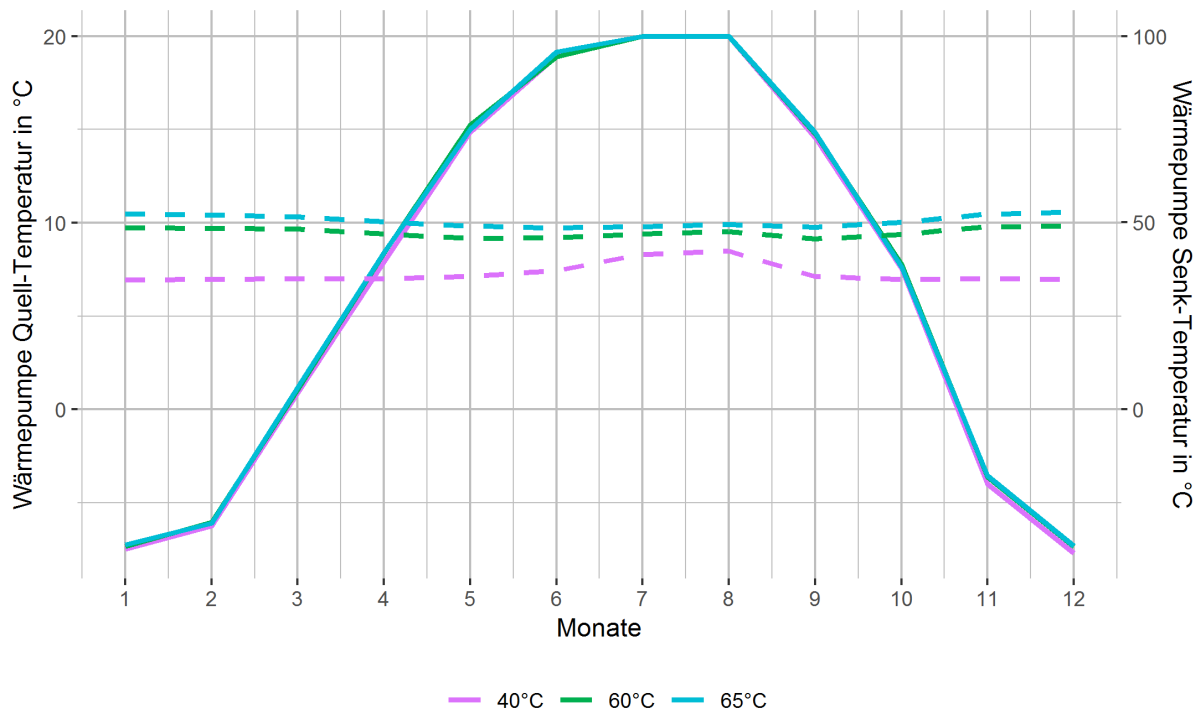


Abbildung 65: Vergleich der durchschnittlichen Quell-Temperaturen (durchgezogene Linie) bei verschiedenen Durchschnittstemperaturen auf der Sekundärseite (gestrichelte Linie). Die durchschnittlichen Quelltemperaturen weichen kaum voneinander ab. Für eine Vorlauftemperatur von 40°C liegen die durchschnittlichen Quelltemperaturen lediglich minimal unter der mit sekundärseitigen Temperaturen von 60 oder 65°C.

Eine geringere Heizungs-Vorlauftemperatur steigert die Systemeffizienz und senkt so den Energiebedarf des Heizungssystems deutlich (Siehe Tabelle 19) von einer Jahresarbeitszahl von 2.9 bei 60 °C Vorlauftemperatur auf eine Jahresarbeitszahl von 3.5.

	60 °C	65 °C	40 °C
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6'017	6'192	4'802
Nutzenergie in kWh	18'304	18'309	18'314
SJAZ (ohne Pumpen)	3.0	3.0	3.8
<u>SJAZ</u>	<u>2.9</u>	<u>2.8</u>	<u>3.5</u>

Tabelle 19: Vergleich der Jahresarbeitszahlen für verschiedene Vorlauftemperaturen im Heizkreis..

Eigenverbrauch und Autarkie im L-Sol System

Weiter wurde die Auswirkung eines Batteriespeichers (8 kWh) auf die Autarkie und den Eigenverbrauch des Systems L-Sol untersucht. Eigenverbrauch und Autarkie unterscheiden sich in den Vergleichssystemen nur marginal und werden daher nur für das System L-Sol betrachtet. Es wurde ein Strom-Verbrauchsprofil mit einem Jahresverbrauch von 2'379 kWh/a gewählt für zwei berufstätige Erwachsene mit zwei Kindern.

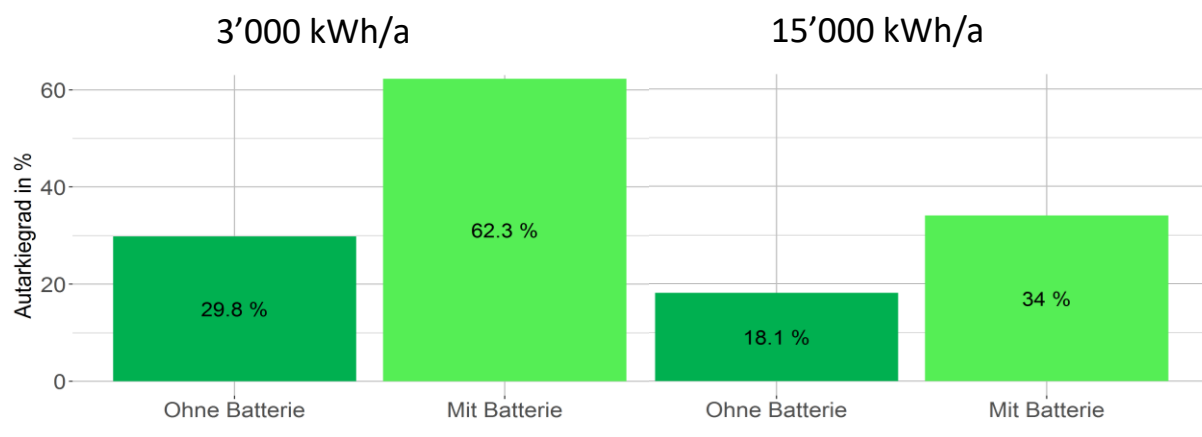


Abbildung 66: Autarkiegrad für ein Gebäude mit einem Jahresverbrauch von 3'000 kWh/a (links) und einem Jahresverbrauch von 15'000 kWh/a (rechts)

Mit der Verwendung einer 8 kWh Batterie kann der Autarkiegrad des 3'000 kWh Gebäudes von 30% auf 62% gesteigert werden. Bei einem 15'000 kWh/a Gebäude kann der Autarkiegrad nur von 18% auf 34% gesteigert werden (Abbildung 66).

Der Eigenverbrauch ist auf Grund des grösseren Strombedarfs der Wärmepumpe im Gebäude mit höherem Heizwärmebedarf beim 15'000 kWh/a Gebäude deutlich höher als beim 3'000 kWh/a Gebäude. Bei beiden Gebäuden kann eine deutliche Erhöhung des Eigenverbrauchs durch den Batteriespeicher erreicht werden (Abbildung 67).

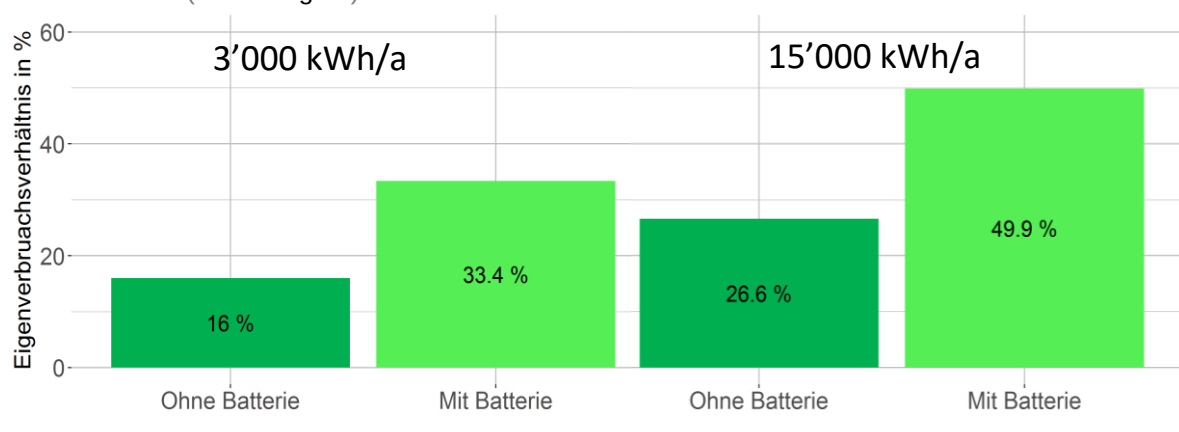


Abbildung 67: Eigenverbrauchsanteil für ein Gebäude mit einem Jahresverbrauch von 3'000 kWh/a (links) und einem Jahresverbrauch von 15'000 kWh/a (rechts)

Die Verbesserung von Autarkie und Eigenverbrauch und eine Senkung des Netzbezuges mit und ohne Batteriespeicher durch Regelungsstrategien werden in der zweiten Projektphase untersucht.

Beurteilung der Sensitivitätsanalyse

Die Speichergrößen (egal welches Speichers) haben einen eher geringen Einfluss auf die Systemeffizienz. Den grössten Einfluss hat dabei der kalte Speicher. Die warmen Speicher haben kaum einen Einfluss. Würde man jedoch die Regelung des Systems optimieren, so dass die Heizung vermehrt dann arbeitet, wenn hohe Temperaturen im kalten Speicher herrschen und PV-Strom produziert wird,



so könnte wahrscheinlich sowohl die Systemeffizienz als auch der Eigenverbrauchsanteil verbessert werden.

Den weitaus grössten Einfluss auf die Systemeffizienz hat die untere Grenztemperatur der Wärmequelle (d.h. die minimale Quelltemperatur für die Wärmepumpe). Um ein System wie L-Sol mit einer besseren Effizienz zu betreiben als ein Luft-Wasser-Wärmepumpensystem, ist es also wichtig eine Wärmepumpe auszuwählen, die möglichst tiefe Quelltemperaturen vertragen kann. Zwei weitere wichtige Punkte sind eine ausreichend grosse Fläche an PVT-Modulen sowie eine Heizungs-Vorlauftemperatur, die so tief wie möglich eingestellt wird.

2.1.2 Einsatz der Heizstäbe

Es ist auffällig, dass hauptsächlich der elektrische Heizstab im Pufferspeicher der Heizung einschaltet, während der Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher kaum aktiviert wird. Der Bedarf für die Raumheizung ist im Winter am grössten (und deutlich höher als der Bedarf für die tägliche Brauchwarmwassermenge), also genau dann, wenn wenig Wärme von den PVT-Kollektoren gesammelt werden kann. Die Umgebungswärme ist dann nicht ausreichend, um die Wärmepumpe zu speisen. Um zu untersuchen, welche Möglichkeiten es gäbe um das Einschalten des Heizstabes zu minimieren, wurden die Einschaltzeiten des elektrischen Heizstabes im 3'000 kWh (nicht dargestellt) und im 15'000 kWh (Abbildung 68) Gebäude untersucht.

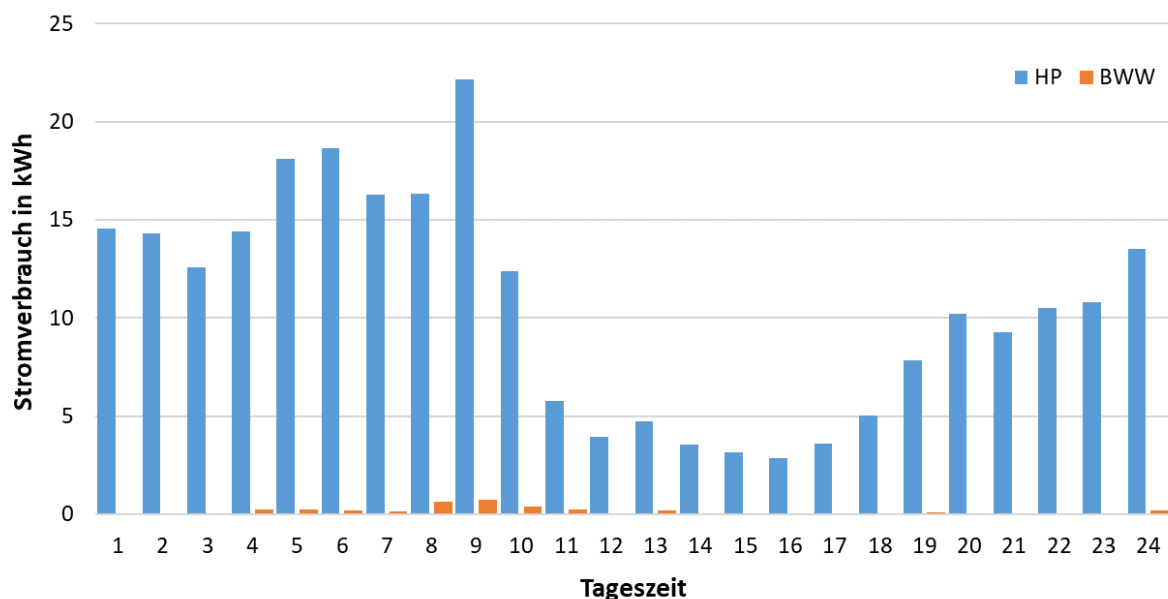


Abbildung 68: Stromverbrauch der elektrischen Heizstäbe zu verschiedenen Tageszeiten (über ein ganzes Jahr) im Gebäude mit 15'000 kWh/a Heizwärmebedarf (sanierter Altbau). HP blau: elektrischer Heizstab im Heizungspufferspeicher, BWW orange: elektrischer Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher. Dargestellt ist der über ein Jahr kumulierte Stromverbrauch pro Stunde.

Die Einschaltungen des Heizstabes beschränken sich im Falle des Neubaus (3'000 kWh Heizwärmebedarf) auf einen Tag während der frühen Morgenstunden (5 Uhr bis 7 Uhr) und auf wenige kWh pro Jahr (nicht dargestellt). Die Einschaltungen finden zudem nur im Hochwinter (Januar) statt. Auch im Falle des sanierten Altbaus beschränkt sich das Einschalten der Heizstäbe auf die Wintermonate (Dezember bis Februar). Tageszeitlich ist ein Energieverbrauch durch die Heizstäbe vor allem in der Nacht und am frühen Morgen gegeben, zusätzlich jedoch auch zu jeder anderen Tageszeit in geringerem



Masse (Abbildung 68). Im zweiten Teil des Projektes wird geprüft, ob sich durch eine verbesserte Steuerung der Einsatz der Heizstäbe verringern lässt.

2.1.3 Vergleich verschiedener Wärmepumpensysteme bei zwei Gebäudestandards

Der Vergleich des elektrischen Energiebedarfs der Wärmepumpen und Zusatzheizungen verschiedener Wärmepumpensysteme wird für zwei Gebäudestandards durchgeführt. Für einen gut gedämmten Neubau mit Fussbodenheizung und für einen sanierten Altbau mit Radiatoren. Der Effekt der Änderung von Fussbodenheizung auf Radiatoren wurde isoliert in der Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 2.1.1) betrachtet.

Vergleich mit den Systemen mit saisonalem Speicher:

Wie zu erwarten ist das System L-Sol energetisch etwas ungünstiger als 2-Sol (Abbildung 69). Dies liegt daran, dass 2-Sol ganzjährig hohe Quelltemperaturen aufweist, während die Quelltemperaturen des Systems L-Sol im Winter bis -15°C gehen können. Auch das Eisspeicher-System weist mit fünfmaligem Speichervolumen mit Nutzung des Phasenübergangs im Winter mildere Quellen-Temperaturen auf, was vor allem im Winter zu einer besseren Systemeffizienz gegenüber dem L-Sol führt. In den Sommermonaten (siehe Abbildung 70) zeigt das L-Sol System den geringsten Stromverbrauch aller Systeme. Das kommt daher, dass neben hohen erreichbaren Vorlauf-Temperaturen im Sommer im L-Sol System auch Wärme direkt vom kalten Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher gebracht werden kann. Das Brauchwarmwasser kann somit also vorerwärmt oder sogar auf die Solltemperatur gebraucht werden ohne die Wärmepumpe zu benutzen.

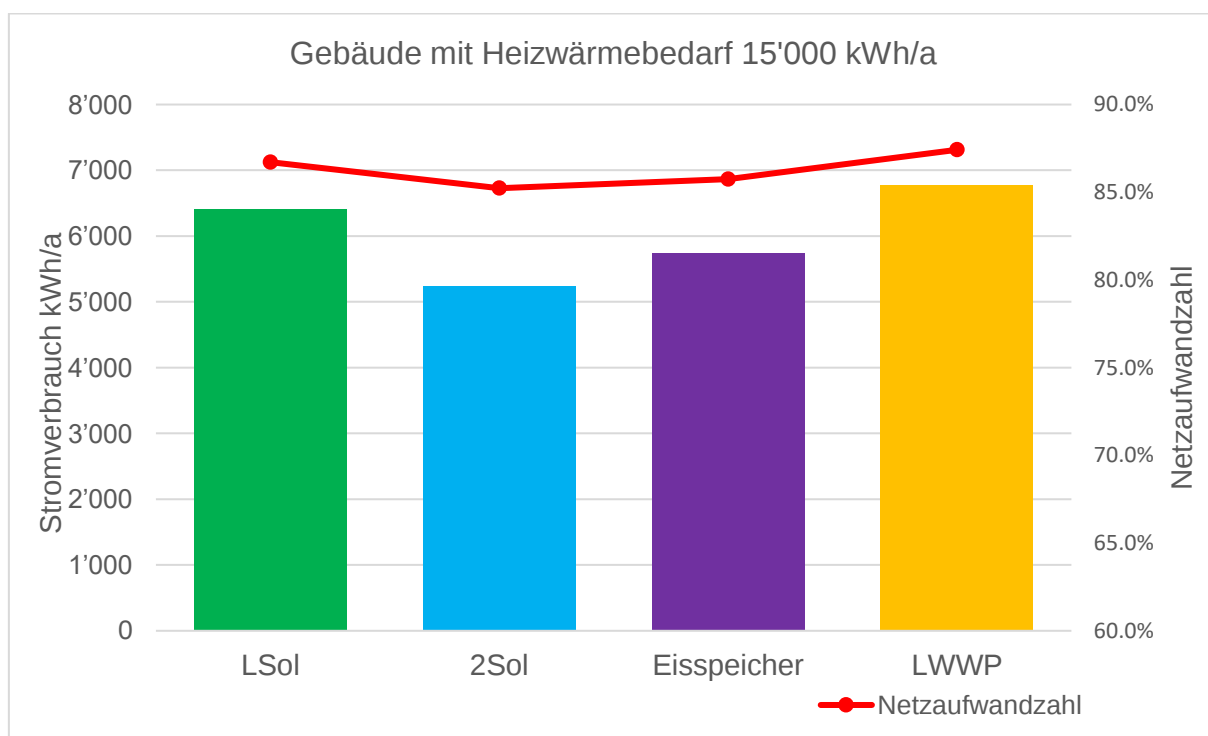


Abbildung 69: Vergleich der für das Heizsystem benötigten elektrischen Energie für L-Sol und die drei Vergleichssysteme für einen sanierten Altbau (Heizwärmebedarf 15'000 kWh/a). Am besten schneidet hier 2-Sol ab, gefolgt von Eisspeicher und L-Sol. Das Luft-Wasser Wärmepumpensystem benötigt am meisten elektrische Energie. Zusätzlich ist die Netzaufwandzahl abgebildet. Sie beschreibt den Anteil



des Stromverbrauches, der vom Netz bezogen werden muss. Hier schneiden alle Systeme schlecht ab (sehr hohe Netzaufwandzahl), da keine den Eigenverbrauch optimierende Steuerungen verwendet wurden.

Vergleich zum Luft-Wasser Wärmepumpen System:

L-Sol verbraucht in elf von zwölf Monaten weniger Strom im Heizungssystem als ein Luft-Wasser-Wärmepumpen System (siehe Abbildung 70). Die Gründe dafür liegen zum einen in der geringeren Effizienz von Luft-Wasser Wärmepumpen, zum andern aber auch in der Möglichkeit im L-Sol System solare Einstrahlung direkt in Wärme umzuwandeln und somit auch an sonnigen Wintertagen hohe Vorlauf-Temperaturen erreichen zu können. Im Januar liegt der Stromverbrauch im Luft-Wasser Wärmepumpensystem jedoch unter dem Stromverbrauch im L-Sol. Auch hier liegt der Grund in den quellseitigen Vorlauftemperaturen. Bei längeren Kälteperioden mit wenig Sonneneinstrahlung und hohem Heizwärmebedarf (nicht sehr gut gedämmtes Gebäude) wird im L-Sol zu viel Energie aus dem kalten Speicher gezogen. Erreicht dieser seine eingestellte Minimaltemperatur von -15°C , wird die Wärmepumpe ausgeschaltet und ein allfälliger Heizwärmebedarf über den elektrischen Heizstab im Heizungspufferspeicher gedeckt. Abbildung 71 und Abbildung 72 zeigen, dass der jährliche und monatliche Strombedarf des Luft-Wasser-Wärmepumpensystems für einen Neubau mit einem jährlichen Heizbedarf von 3'000 kWh auch im Winter deutlich höher liegt als im L-Sol System.

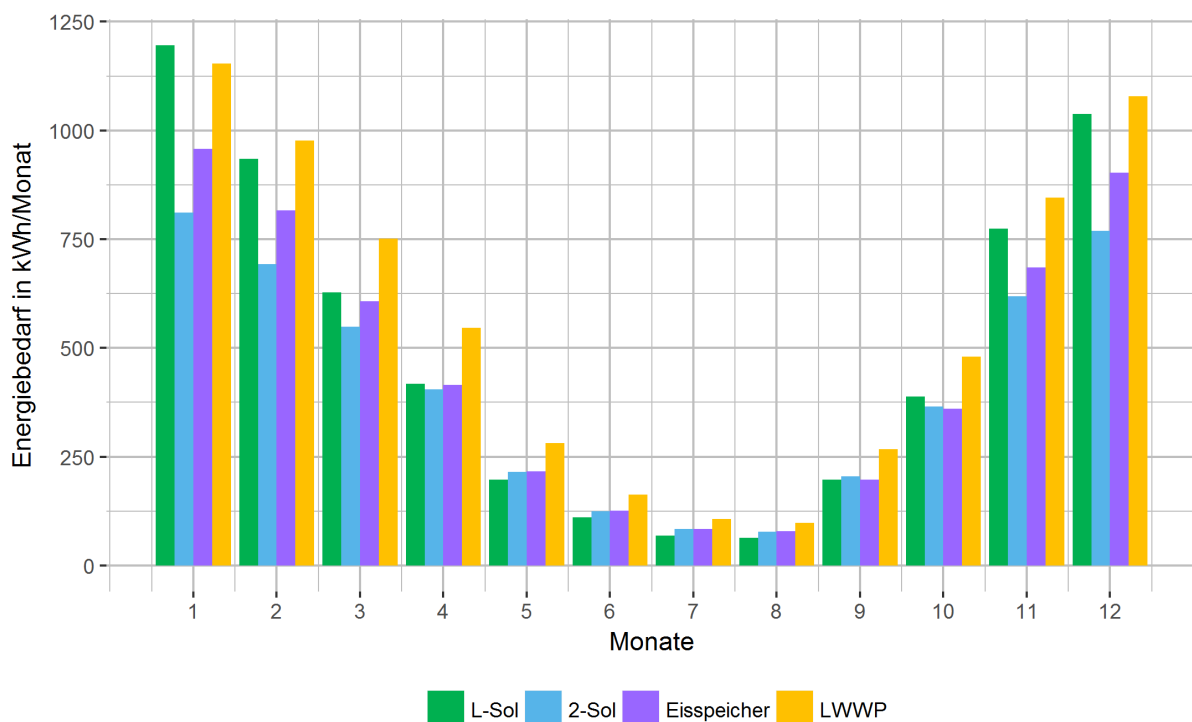


Abbildung 70: Systemvergleich des monatlichen Stromverbrauchs (sanierter Altbau).

Der Grund für das bessere Abschneiden von L-Sol in einem sehr gut gedämmten Gebäude ist in der Dimensionierung des Speichers zu suchen. Auf Grund des geringen Heizwärmebedarfs muss die elektrische Zusatzheizung deutlich seltener zugeschaltet werden und der Speicher kann Kälteperioden auf Grund des geringeren Wärmebedarfs besser bzw. über einen längeren Zeitraum puffern. Die Netzaufwandzahl berechnet sich aus dem Verhältnis des vom Netz bezogenen Stromes und des insgesamt (im Heizungssystem, inkl. Pumpenstrom) verbrauchten Stromes. Je tiefer diese Kennzahl ist, umso mehr von der PV-Anlage produzierter Strom wird vom Heizungssystem direkt verbraucht.



Eine tiefe Netzaufwandszahl ist also anzustreben, in den betrachteten Systemen sind die Netzaufwandszahl jedoch relativ schlecht, da keine auf die Förderung des Eigenverbrauchs ausgerichtete Steuerung verwendet wird. In den vorliegenden Simulationen richtet sich die Steuerung der Wärmepumpe einzig nach dem thermischen Bedarf. Im zweiten Teil des Projektes wird der Einfluss von Optimierungen der Steuerungen auf die Effizienz des Heizungssystems und auch auf Autarkie, Eigenverbrauch und Netzbezug untersucht werden.

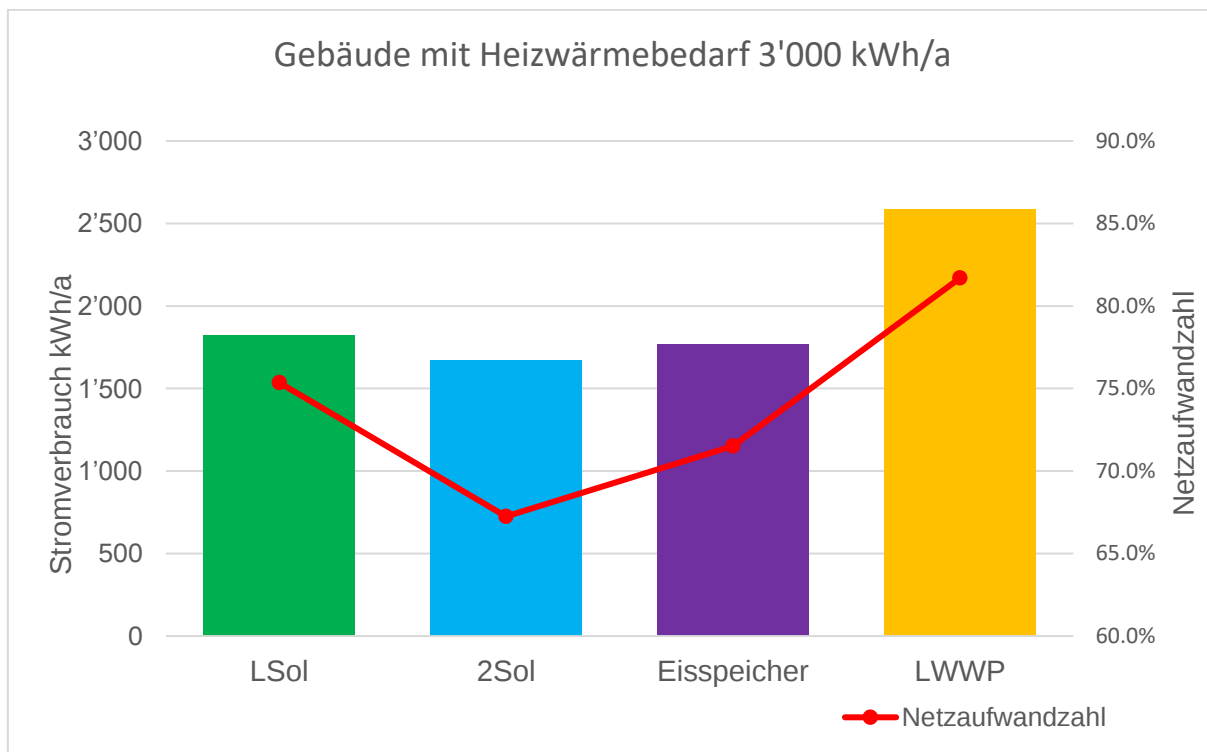


Abbildung 71: Vergleich der für das Heizsystem benötigten elektrischen Energie für L-Sol und die drei Vergleichssysteme für einen Neubau (Heizwärmebedarf 3'000 kWh/a). Am besten schneidet hier 2-Sol ab, gefolgt von Eisspeicher und L-Sol. Das Luft-Wasser Wärmepumpensystem benötigt am meisten elektrische Energie. Zusätzlich ist die Netzaufwandzahl abgebildet. Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauches, der vom Netz bezogen werden muss. Hier schneiden alle Systeme schlecht ab (sehr hohe Netzaufwandzahl), da keine den Eigenverbrauch optimierende Steuerungen verwendet wurden

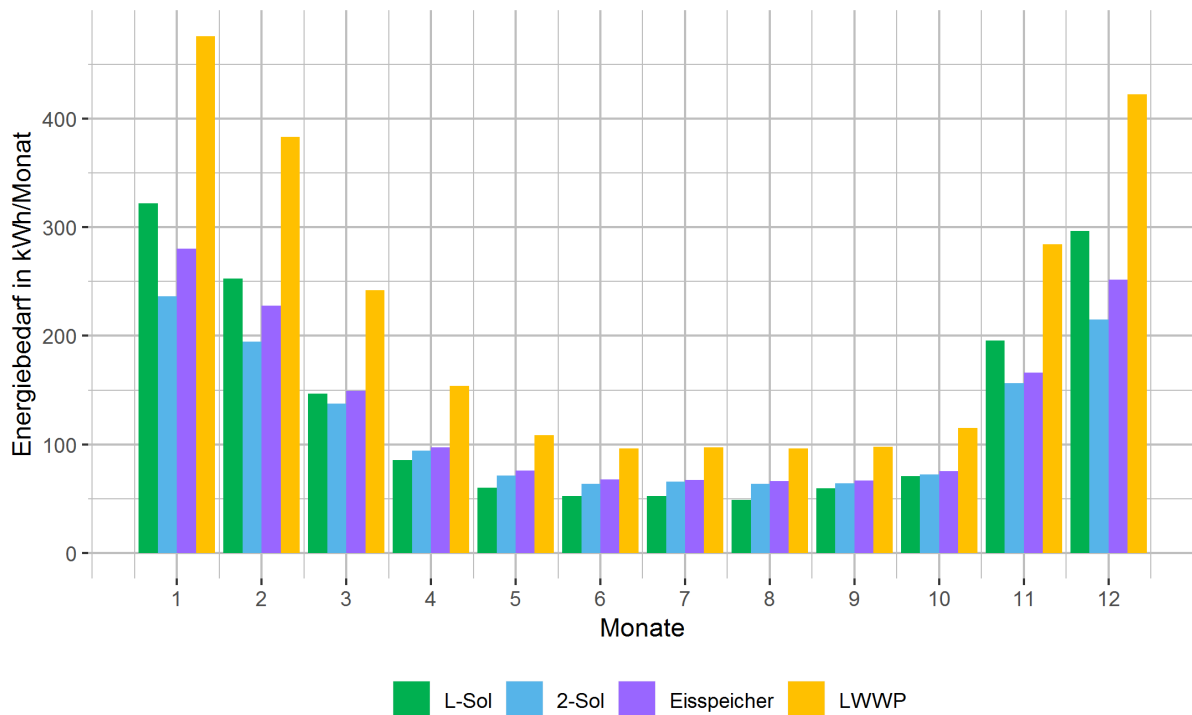


Abbildung 72 Vergleich des monatlichen elektrischen Energieverbrauchs der vier Wärmepumpensysteme für einen Neubau. Deutlich zu sehen ist, dass auf Grund des deutlich geringeren Heizwärmebedarfs der Stromverbrauch im L-Sol – System in allen Monaten deutlich geringer ist, als im Luft-Wasser-Wärmepumpen System.

In Tabelle 20 sind die Jahresarbeitszahlen für die verglichenen Heizungssysteme angegeben. Zum einen unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs der Pumpen (Stromverbrauch des gesamten Heizungssystems) und zum anderen ohne Pumpenstrom (d.h. nur Stromverbrauch der Wärmepumpe und elektrischen Zusatzheizungen).

Sanierter Altbau	L-SOL	2-SOL	Eisspeicher	LWWP
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6'017	4'916	5'445	6'749
Nutzenergie in kWh	18'304	18'154	18'299	18'305
SJAZ (ohne Pumpe)	3.0	3.7	3.4	2.7
SJAZ	2.9	3.5	3.2	2.7

Tabelle 20: Stromverbrauch des Heizungssystems und System-Jahresarbeitszahlen für einen sanierten Altbau im Schweizer Mittelland.

Vergleicht man die Jahresarbeitszahlen (inkl. Pumpenstrom) der vier Wärmepumpensystemen für den sanierten Altbau und den Neubau miteinander (Tabelle 20 und Tabelle 21), so wird deutlich, dass sich die Jahresarbeitszahl von L-Sol für das effizientere System sehr stark verbessert, während die Jahresarbeitszahl für das Luft-Wasser-Wärmepumpen System keine Verbesserung erfährt, sondern sich leicht verschlechtert.

Neubau	L-SOL	2-SOL	Eisspeicher	LWWP
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	1'643	1'435	1'593	2'584
Nutzenergie in kWh	6'426	6'294	6'426	6'432
SJAZ (ohne Pumpen)	3.9	4.4	4.0	2.5
SJAZ	3.5	3.8	3.7	2.5



Tabelle 21: Zum Vergleich Energieverbrauch und Jahresarbeitszahlen der Vergleichssysteme für einen Neubau

In den Systemen mit Sole-Wasser Wärmepumpe (L-Sol, L und Eisspeicher) rührt die Verbesserung bei einem Gebäude mit geringerem Heizwärmebedarf daher, dass die Entzugsleistung der Wärmepumpe geringer ist. Der Quelle wird also weniger Wärme entzogen, wodurch die Quelltemperaturen höher bleiben. Dadurch verbessert sich die Jahresarbeitszahl der Wärmeerzeugung. Bei einer Luft-Wasser-Wärmepumpe verändert sich die Quelltemperatur nicht in Abhängigkeit von der entzogenen Wärmemenge, da der umgebende Luftraum als unendliche Wärmequelle gesehen werden kann.

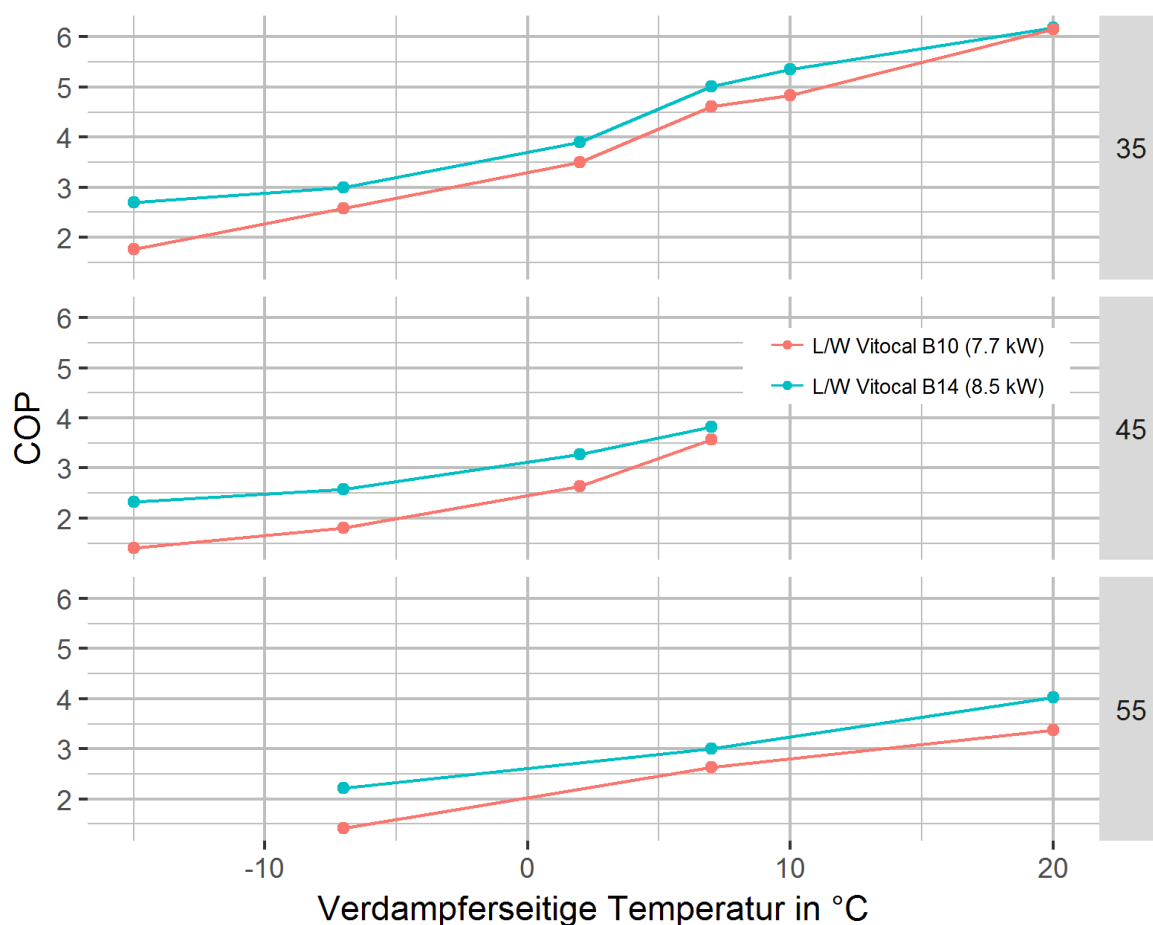


Abbildung 73: COP-Vergleich zwischen den beiden im 3 MWh/a und 15 MWh/a System verwendeten Wärmepumpen.

In Abbildung 73 wird deutlich, dass das schlechtere Abschneiden des Luft-Wasser Wärmepumpensystems im 3'000 kWh Gebäude mit dem schlechteren COP der kleineren Wärmepumpe zusammenhängt. Unter denselben Bedingungen müsste das 3'000 kWh System auf Grund der geringeren Vorlauftemperaturen der Fussbodenheizung besser abschneiden als das 15'000 kWh System mit Radiatoren.



2.1.4 Direkter Vergleich von zwei Gebäudestandards

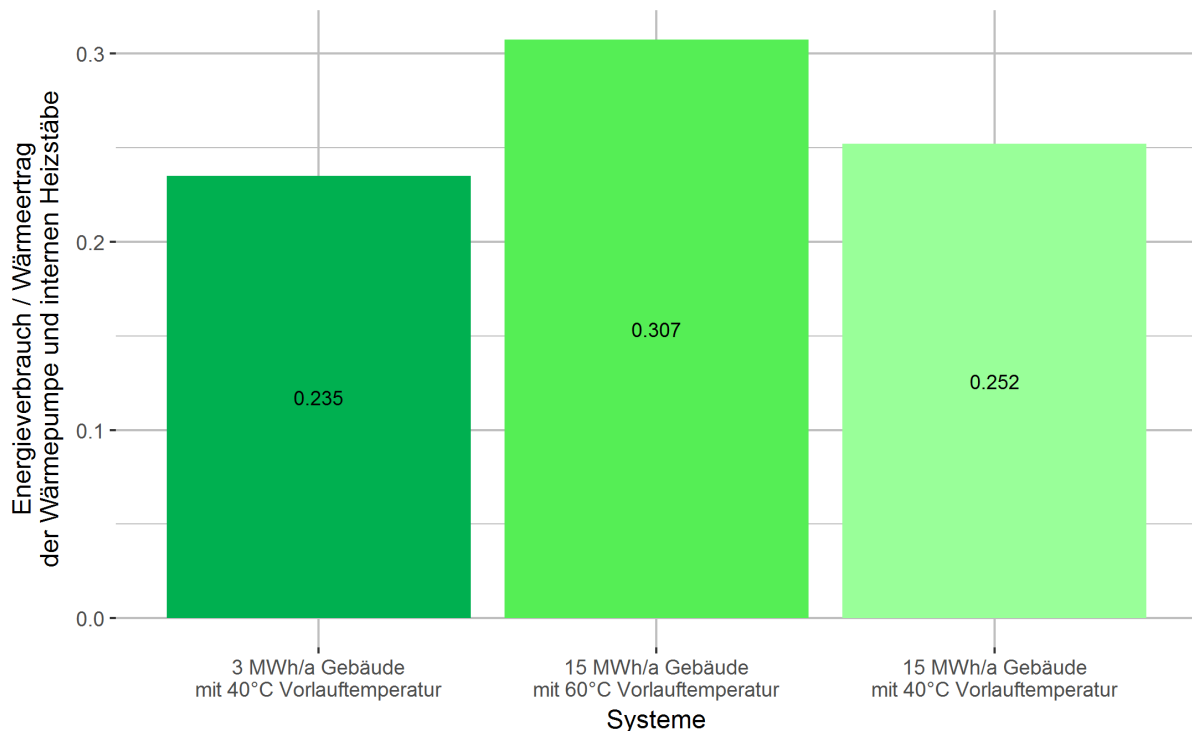


Abbildung 74: Vergleich des normierten Energieverbrauchs von L-Sol für zwei verschiedene Gebäudestandards.

In Abbildung 74 ist ein Vergleich des Stromverbrauches pro Wärmeertag für verschiedene Gebäudestandards und Radiatoren und Fussbodenheizung dargestellt. Der Einfluss der Fussbodenheizung auf die Systemeffizienz ist deutlich grösser als der geringere Heizwärmebedarf. Dies gilt natürlich nur für die Systemeffizienz, nicht aber für den gesamten Energieverbrauch, welcher für das besser gedämmte Gebäude nochmals deutlich geringer ist. Rein von der Systemeffizienz her kann durch die Absenkung der Vorlauftemperatur im sanierten Altbau beinahe die Effizienz des Neubaus erreicht werden.

2.1.5 Standortvergleich

Für die Frage, wie sich das System L-Sol an verschiedenen Standorten verhält, wurde im Vergleich zum bisher verwendeten Standort Rapperswil ein zweiter Standort im Tessin, Locarno, verwendet. Es wurde für den Vergleich der Standorte kein Heizwärmebedarf vorgegeben, sondern ein mittelmässig gut gedämmtes, neues Gebäude aus dem Polysun-Standardkatalog ausgewählt. Die Jahresdurchschnittstemperaturen der beiden Standorte unterscheiden sich um etwa 2.1 °. Der Vergleich in Abbildung 75 zeigt, dass im wärmeren Klima von Locarno rund 40% weniger Strom für das Heizungssystem benötigt wird als in Rapperswil. In Abbildung 76 ist der Vergleich des Strombedarfs der Wärmepumpe für die verschiedenen Standorte auf Monatsbasis dargestellt. Die Abweichungen bestehen vor allem im Winter, wo der Heizwärmebedarf im wärmeren Klima von Locarno deutlich geringer ist.

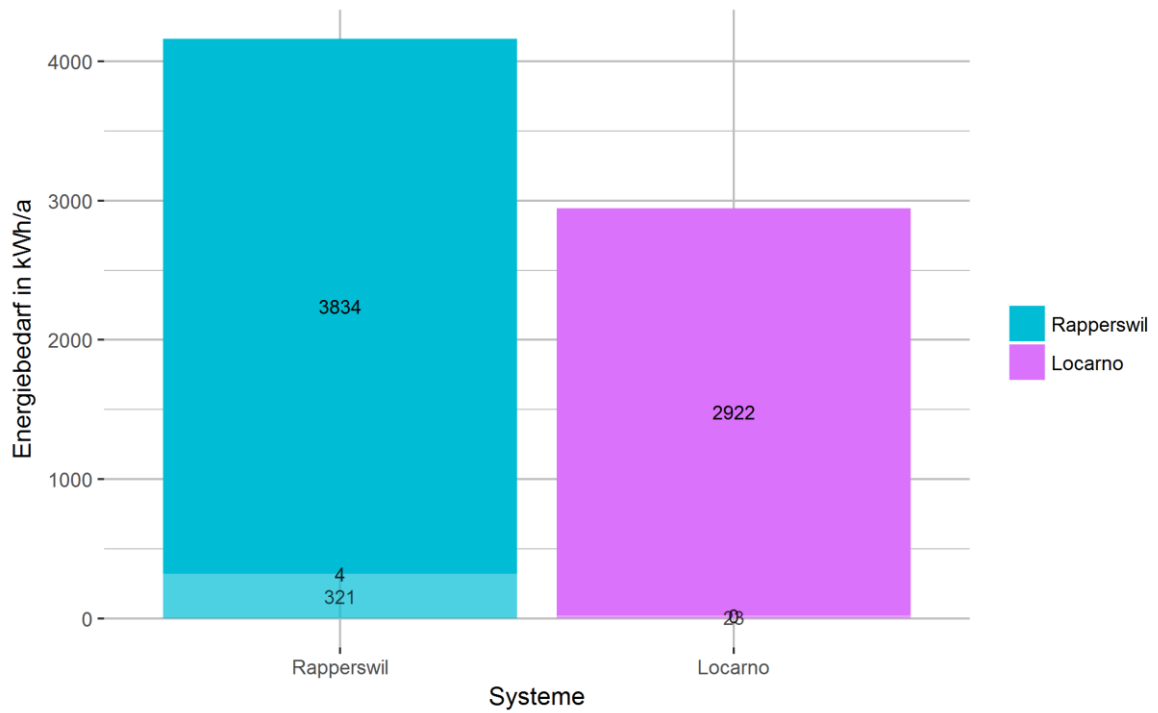


Abbildung 75: Vergleich des elektrischen Energiebedarfs für die Wärmeerzeugung

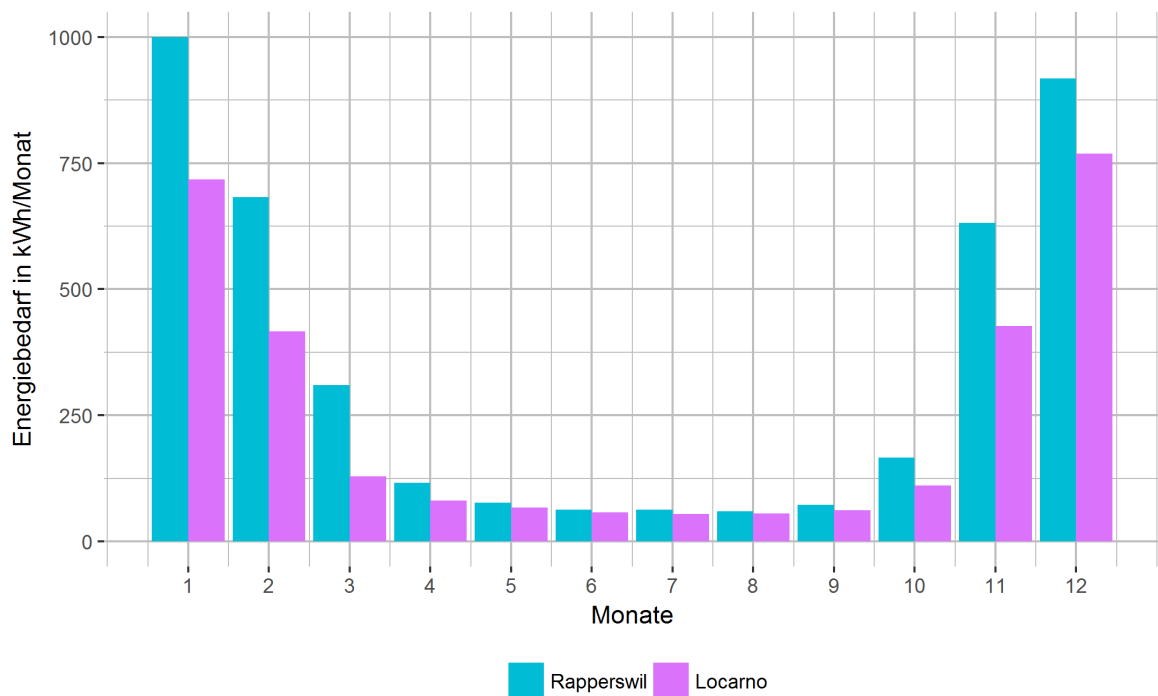


Abbildung 76: Vergleich des Energiebedarfs auf Monatsbasis für Locarno im Vergleich zu Rapperswil. In den Wintermonaten schlägt sich das mildere Klima deutlich im Heizbedarf nieder.

2.1.6 Aussergewöhnlich kalte Witterungsphase

Die bisher gezeigten Simulationen wurden mit einem standardisierten Jahr aus Meteonorm durchgeführt. Um das Verhalten des Systems bei einer länger andauernden, sehr kalten Witterungsphase zu testen, wurden Simulationen mit dem Jahr 2017 durchgeführt, in welchem die Temperaturen im so-wieso sehr kalten Januar über einen Zeitraum von drei Wochen weiter abgesenkt (siehe **Abbildung 77**) und jeglicher Solareintrag ignoriert wurde.

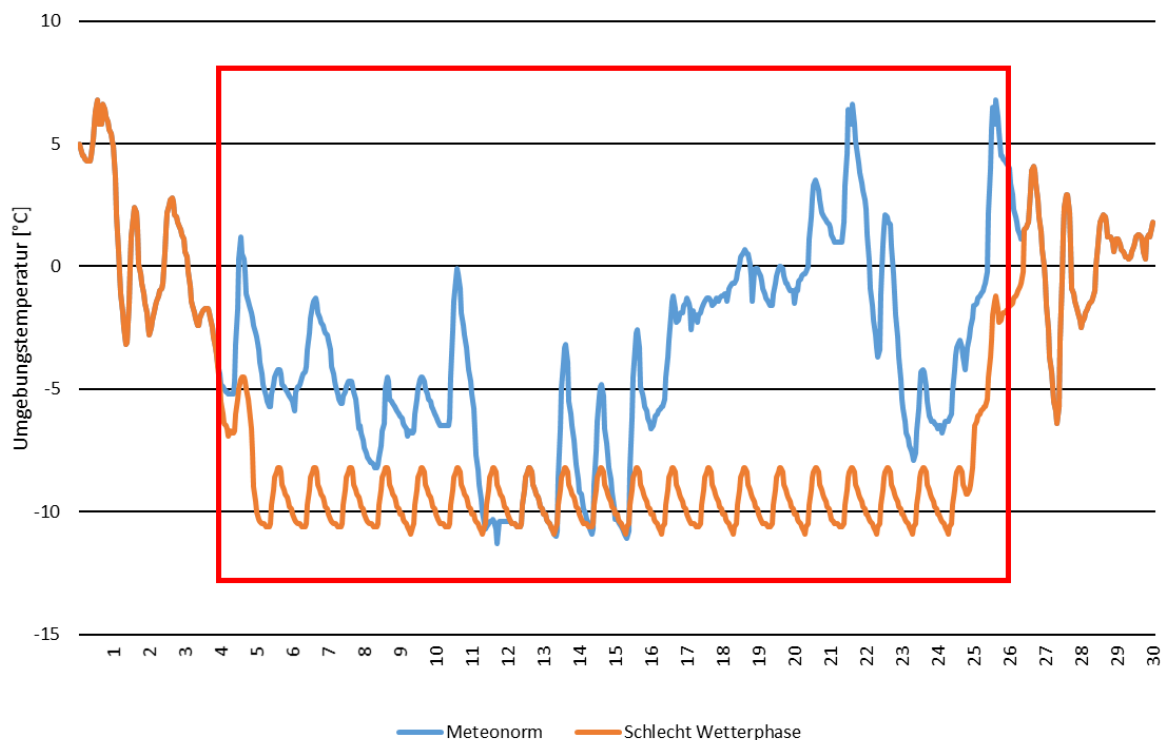


Abbildung 77: Temperaturen in für einen Test mit künstlich in den Wetterdaten erzeugter Kälteperiode.

Auch innerhalb dieser extremen Kälteperiode kann in den Systemsimulationen sowohl die Anforderung für Raumwärme (20 °C Solltemperatur) als auch für Brauchwarmwasser (Gewährleistung einer Zapftemperatur von 50 °C) erfüllt werden. Der Strombedarf der Wärmepumpe und vor allem der elektrischen Heizstäbe steigt jedoch deutlich an während dieser Zeit.

2.1.7 Simulation mit nachgerüsteten Modulen

Um den thermischen Ertrag von originalen PVT-Modulen mit nachgerüsteten (Wärmetauscher hinter ein gewöhnliches, gerahmtes PV-Modul geklemmt) Modulen zu vergleichen, wurden Messungen mit den nachgerüsteten PVT-Modulen am PVT-Messstand ausgewertet und die Parameter für die Wirkungsgradkennlinie bestimmt (vgl. Abschnitt 2.2.3). Diese Parameter wurden dann in Polysun eingesetzt, um die nachgerüsteten Module simulieren zu können.

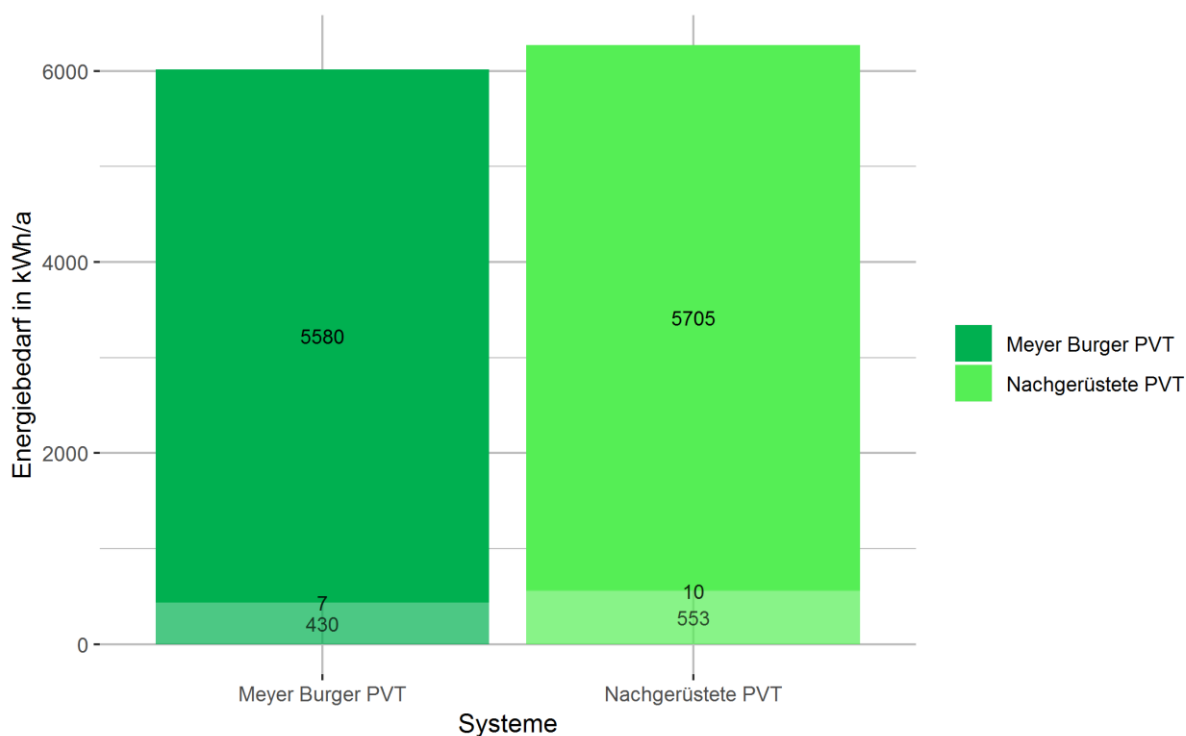


Abbildung 78: Vergleich des Energiebedarfs für originale und nachgerüstete PVT-Module.

Vergleicht man den elektrischen Energieverbrauch der Wärmeerzeuger im System mit originalen und nachgerüsteten PVT-Modulen (Abbildung 78), so wird ersichtlich, dass die Wärmeerzeuger im System mit den nachgerüsteten PVT-Modulen lediglich 3.8% mehr Strom verbrauchen. Auf den ersten Blick ist dieses Ergebnis überraschend, da die nachgerüsteten PVT-Kollektoren auf dem PVT-Messstand eine um 10-17% geringere Leistung zeigen als die originalen PVT-Module (siehe Abschnitt 2.2).



Abbildung 79: Kollektorfeldertrag im Vergleich für originale und nachgerüstete PVT-Module. Der Ertrag unterscheidet sich nur wenig.

Wird der jährliche Kollektorfeldertrag der beiden Systeme verglichen, so fällt auf, dass dieser bei den nachgerüsteten PVT-Modulen nur um 3% geringer ist. Auf Monatsbasis sieht man, dass die nachgerüsteten Module in allen Monaten etwas schlechter abschneiden als die originalen PVT-Module (Abbildung 79).

Vergleicht man Abbildung 80 und Abbildung 81, so wird deutlich, dass sich der Kollektorfeldertrag auch Wochenweise kaum unterscheidet. Bei der Betrachtung der Vorlauftemperaturen (blaue Linie) wird deutlich, dass diese bei den nachgerüsteten Modulen geringer sind.

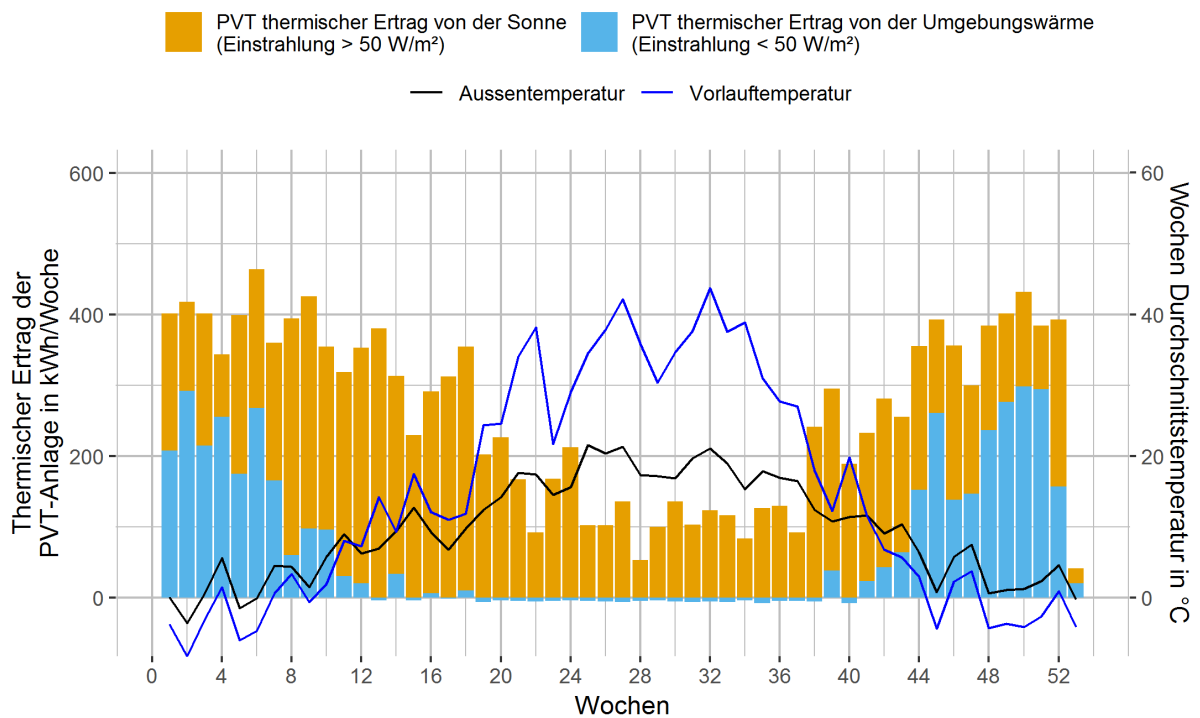


Abbildung 80: Kollektorfeldertrag pro Woche für original Meyer Burger PVT-Module, Hoher Anteil an Umgebungswärme im Winter, geringer Ertrag wegen hoher Vorlauftemperaturen im Sommer.

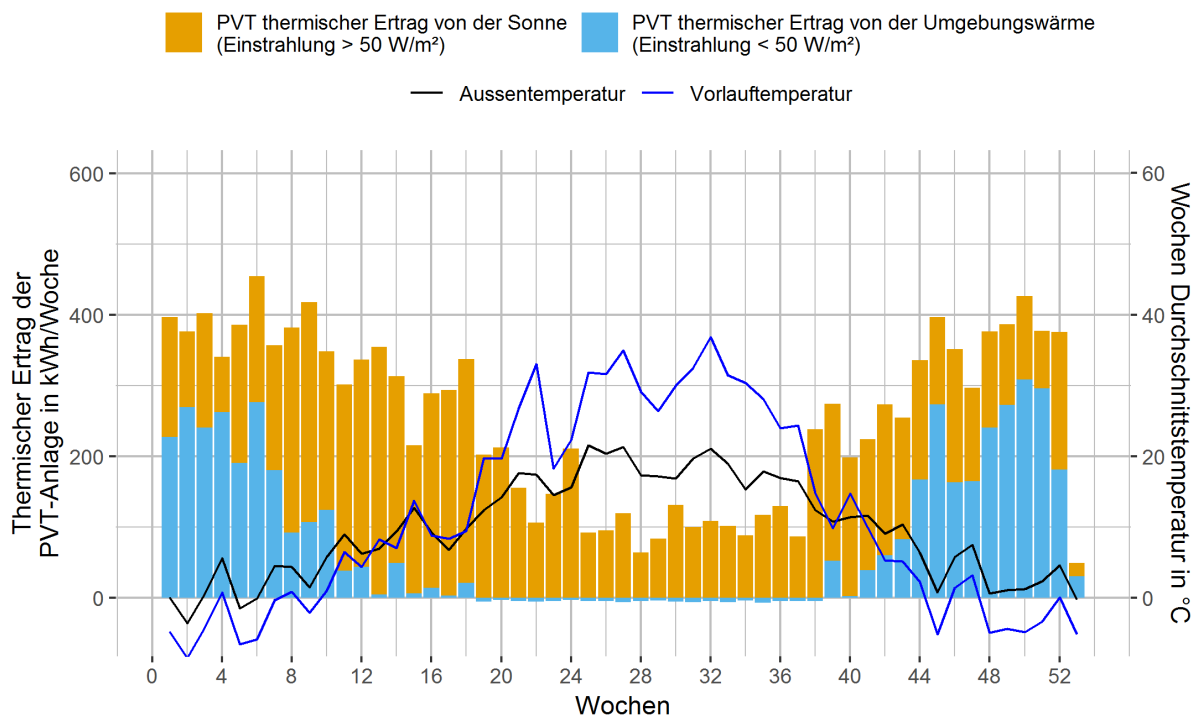


Abbildung 81: Kollektorfeldertrag pro Woche für nachgerüstete PVT-Module, Hoher Anteil an Umgebungswärme im Winter, geringer Ertrag wegen hoher Vorlauftemperaturen im Sommer.



Durch die deutlich geringere Leistung der nachgerüsteten PVT-Module können sie unter identischen Umgebungsbedingungen deutlich weniger hohe Rücklauftemperaturen erreichen als originale PVT-Module. Dadurch erwärmt sich der Speicher weniger stark und die Vorlauftemperatur bleibt tiefer. Eine tiefere Vorlauftemperatur verbessert jedoch die Leistung der Module und sorgt dafür, dass sich der Effekt der geringeren Leistung im Vergleich von ganzen Systemen viel weniger stark zeigt als im direkten Vergleich von nachgerüsteten und originalen PVT-Modulen unter identischen Bedingungen am Messstand. Abbildung 82 zeigt diese Erklärung deutlich. Die durchschnittlichen Vorlauftemperaturen sind bei den nachgerüsteten Modulen ganzjährig geringer als bei den originalen, dafür haben sie mehr Betriebsstunden. Der Kollektorfeldertrag unterscheidet sich also nicht sehr stark, findet aber auf unterschiedlichen Temperaturniveaus statt, was sich auch in der Effizienz des Systems zeigt (Tabelle 11).

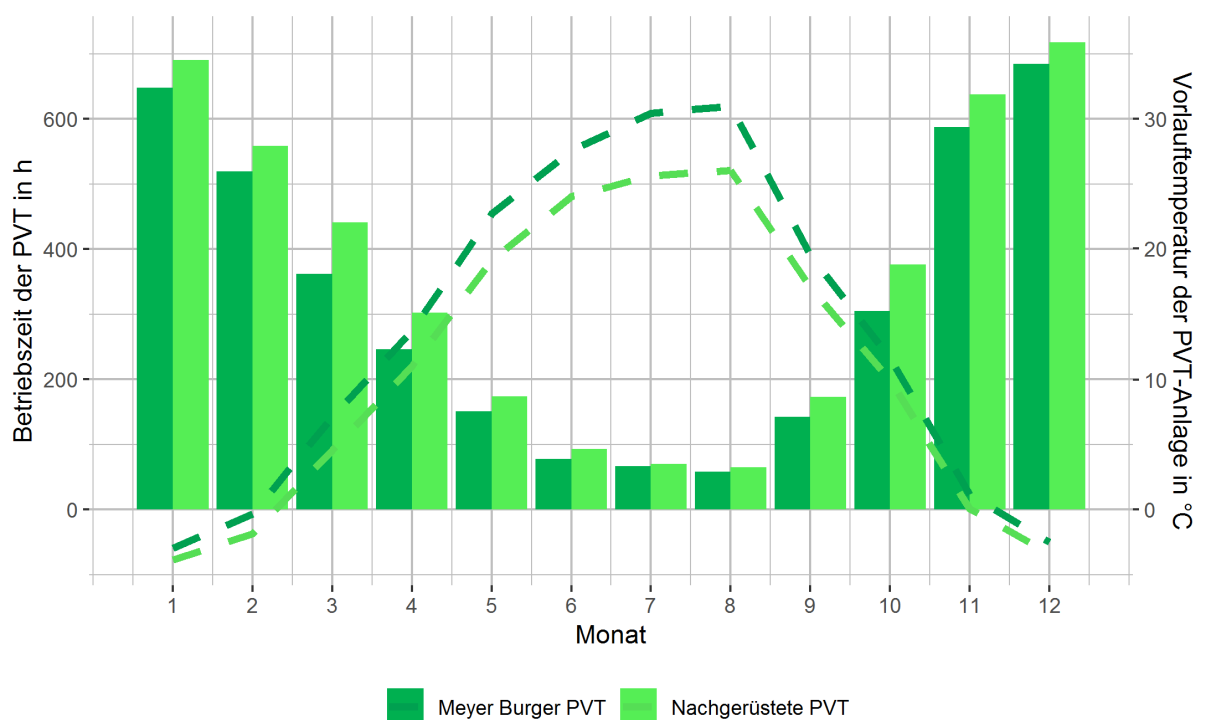


Abbildung 82: Vergleich der Betriebsstunden der originalen und nachgerüsteten PVT-Module. Ebenfalls werden die durchschnittlichen Vorlauftemperaturen der PVT-Anlagen verglichen.

Die Jahresarbeitszahlen mit Pumpenstrom unterscheiden sich deutlicher für nachgerüstete und originale Module, da durch die höhere Anzahl an Betriebsstunden bei den nachgerüsteten Modulen mehr Pumpenstrom benötigt wird.

	MB PVT	Nachg. PVT
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6'017	6'268
Nutzenergie in kWh	18'304	18'300
SJAZ (ohne Pumpen)	3.0	2.9
SJAZ	2.9	2.7

Tabelle 22: Vergleich der Jahresarbeitszahlen von L-Sol mit originalen und nachgerüsteten PVT-Modulen.



2.1.8 Simulation des kostenoptimierten Systems

In Folge der Kosten- und Nutzwertanalyse wurde ein kostenoptimiertes System berechnet, welches von den dynamischen Gesamtkosten deutlich näher an das Luft-Wasser-Wärmepumpensystem herankommt (siehe Abschnitt 2.3.3). Die kostenoptimierten Varianten werden in diesem Abschnitt im Hinblick auf ihre energetischen Aspekte untersucht und sind wie folgt definiert:

L-Sol: Definiertes Standard-System (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, in Abbildungen dunkelgrün gezeigt)

L-Sol kostenoptimiert: anstatt 30 PVT- werden 20 PVT- und 10 PV-Module verwendet

L-Sol nachgerüstet: anstatt 30 PVT- werden 30 nachgerüstete PVT-Module verwendet

L-Sol Kombi: anstatt 30 PVT werden 20 nachgerüstete PVT- und 10 PV-Module verwendet.

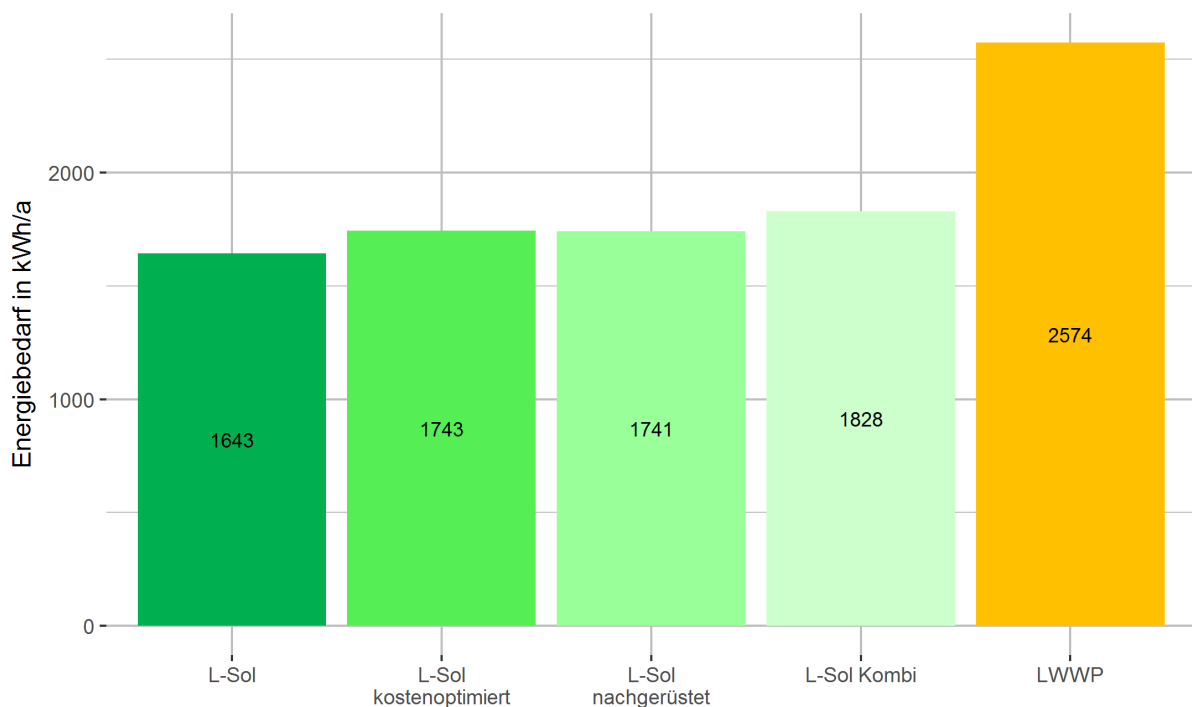


Abbildung 83: Vergleich der verschiedenen kostenoptimierten Systeme mit einem Luft-Wasser Wärmepumpensystem für ein Gebäude mit 3'000 kWh/a Heizwärmebedarf.

In Abbildung 83 wird deutlich, dass aus energetischer Sicht im Vergleich zum Luft-Wasser Wärmepumpensystem alle kostenoptimierten Varianten in Frage kommen. Bei einem sanierten Altbau mit höherem Heizwärmebedarf (siehe Abbildung 84) kommen jedoch L-Sol kostenoptimiert und L-Sol Kombi auf Grund des deutlich höheren Energieverbrauchs eher nicht mehr in Frage.

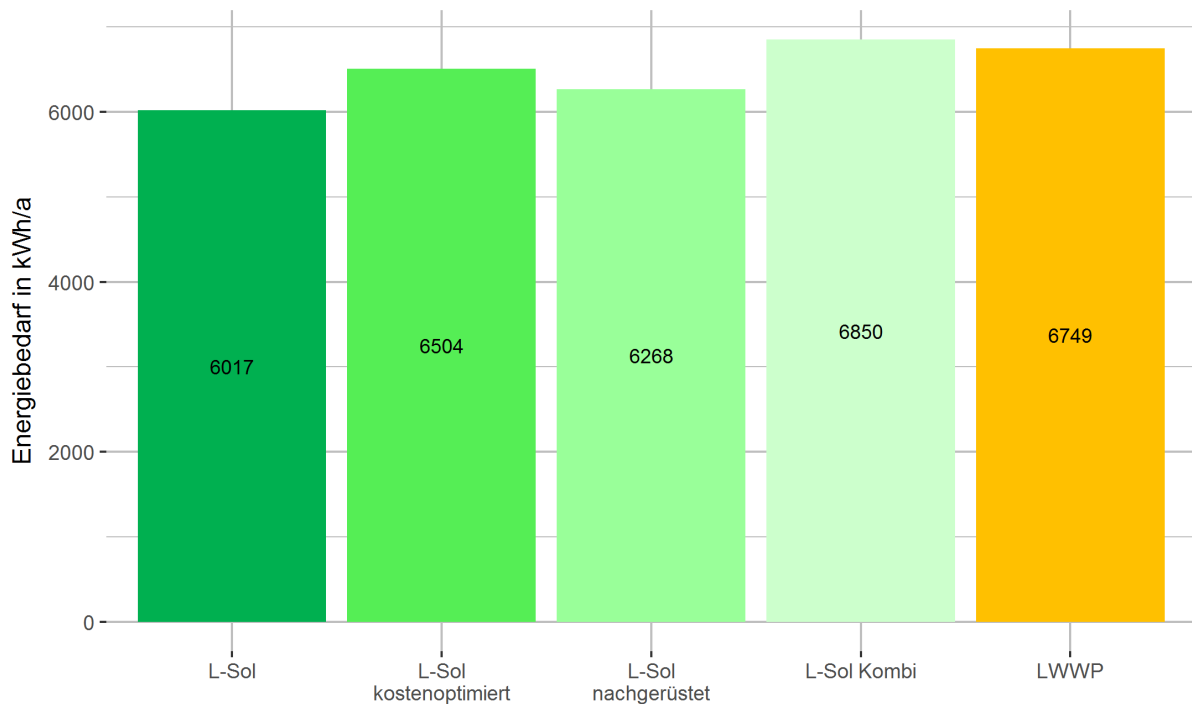


Abbildung 84: Vergleich der verschiedenen kostenoptimierten Systeme mit einem Luft-Wasser Wärmepumpensystem für ein Gebäude mit 15'000 kWh/a Heizwärmebedarf

2.2 Originale und nachgerüstete PVT-Modulen im Vergleich

Auf dem Messstand werden seit dem 14. April 2018 die mit Wärmetauschern nachgerüsteten PV Module auf Modulfeld A gemessen. Auf Modulfeld B werden zum direkten Vergleich originale PVT-Module von Meyer Burger (Hybrid 270/900) gemessen.

Da die Messungen zum Zeitpunkt der Auswertungen erst ca. zweieinhalb Monate liefen, sind alle Ergebnisse als vorläufig zu betrachten. Es ist möglich, dass sich für die Wintermonate andere Resultate ergeben als für die Sommermonate.

2.2.1 Vergleich von Standard PVT-Modulen und nachgerüsteten PVT-Modulen - Beispieltag

In Abbildung 85 bis Abbildung 87 wird die Abweichung der thermischen Leistung pro Quadratmeter zwischen Modulfeld A und Modulfeld B für einen Beispieltag (20. Mai 2018) gezeigt. Die Leistung der nachgerüsteten Module ist geringer als die Leistung der originalen PVT-Module. Die Abweichung beträgt zwischen 5 und 25% (Abbildung 86). Die sehr grossen relativen Abweichungen am späten Abend (zwischen 21:00 und 00:00 Uhr) entstehen dadurch, dass die Leistung der Module hier etwa 0 W beträgt und somit schon kleine absolute Abweichungen zu grossen relativen Unterschieden führen. Zur Einordnung der Wetterverhältnisse ist in Abbildung 88 Einstrahlung und Temperatur des Beispieltages dargestellt.

Die nachgerüsteten PVT-Module zeigen grundsätzlich sehr ähnliches Verhalten wie die originalen PVT-Module, lediglich ihr Wirkungsgrad ist geringer. Der Grund hierfür liegt sehr wahrscheinlich im schlechteren thermischen Kontakt zwischen Modulrückseite und Wärmetauscher. Der Einfluss auf die Parameter der Wirkungsgradkennlinie zur Berechnung der thermischen Leistung aus Vorlauftemperatur und Umweltbedingungen wird in Abschnitt 2.2.3 näher untersucht.

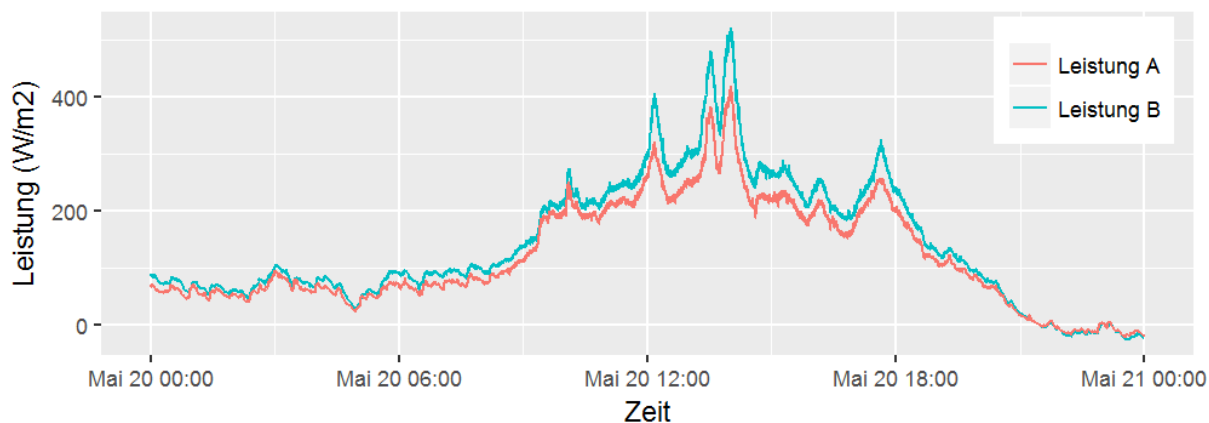


Abbildung 85: Vergleich der Leistung pro m^2 auf Modulfeld A (nachgerüstete Module) und Modulfeld B (originale PVT-Module) für einen Beispieltag (20. Mai 2018).

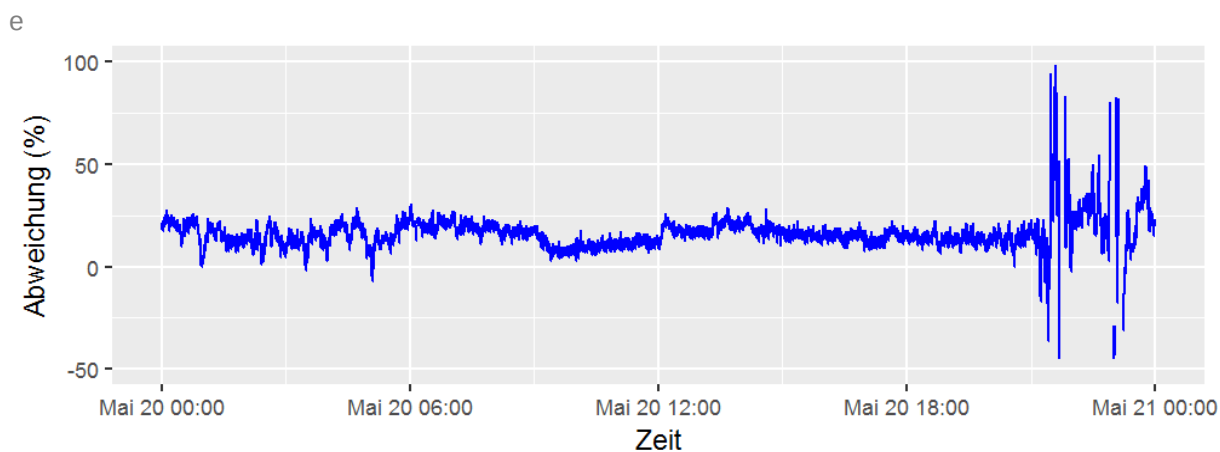


Abbildung 86: Relative Abweichung der nachgerüsteten Module von den originalen PVT-Modulen.

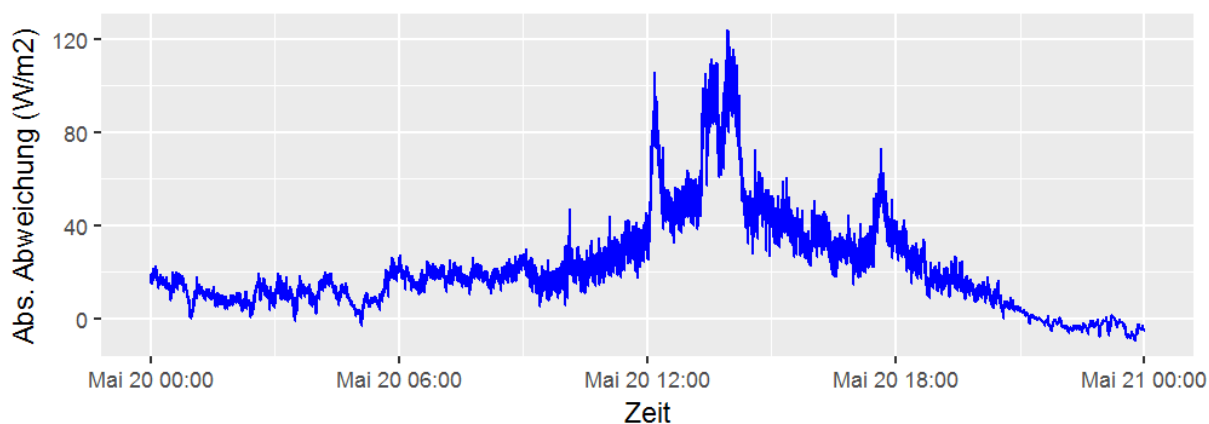


Abbildung 87: Absolute Abweichung zwischen der Leistung von nachgerüsteten Modulen gegenüber der Leistung der originalen PVT-Module. Es wird deutlich, dass die absoluten Abweichungen zwischen 21:00 Uhr und 00:00 Uhr sehr gering und die grossen relativen Abweichungen in Abbildung 6 somit irrelevant sind.

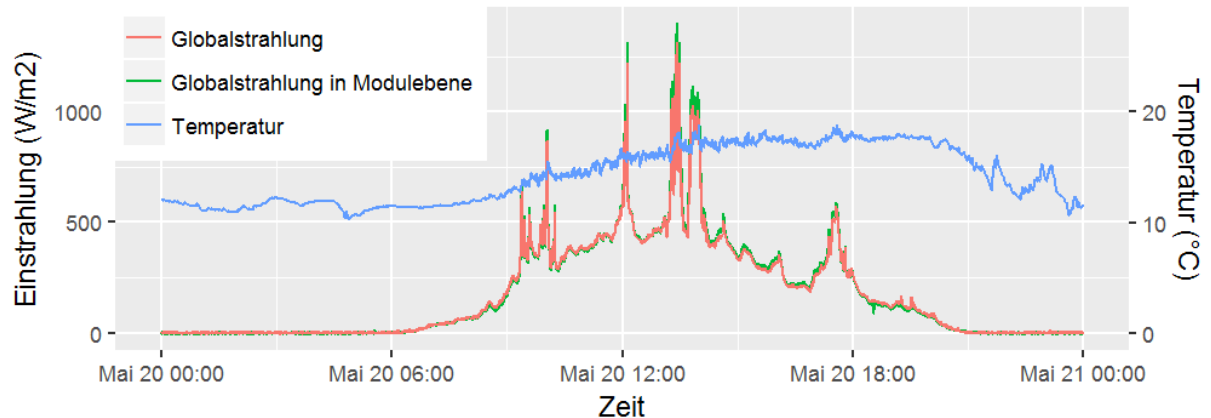


Abbildung 88: Globalstrahlung (horizontal und in Modulebene) und Aussentemperatur am Beispieltag.

2.2.2 Genauere Untersuchung der Leistung bei unterschiedlichen Bedingungen

Im Folgenden wird die Leistung der nachgerüsteten Module für verschiedene Umweltbedingungen genauer untersucht und mit dem Verhalten der Standard-PVT-Module verglichen. Dabei ist zu beachten, dass diese Auswertungen nicht abgeschlossen sind. Der bisherige Messzeitraum ist mit etwa zweieinhalb Monaten sehr kurz und beinhaltet keine Wintermonate, wodurch noch keine abschliessende Aussage über das Verhalten gemacht werden kann.

Verhalten in der Nacht (Globalstrahlung in Modulebene < 10 W/m²)

Das Verhalten der Leistung der nachgerüsteten Module ohne Einstrahlung, d.h. in der Nacht, ist in Abbildung 89 dargestellt. In der Grafik werden Bereiche verschiedener langwelliger Einstrahlung unterschieden: < 300 W/m² (klarer, wolkenfreier Himmel), 300 - 360 W/m² und > 360 W/m² (starke Bewölkung).

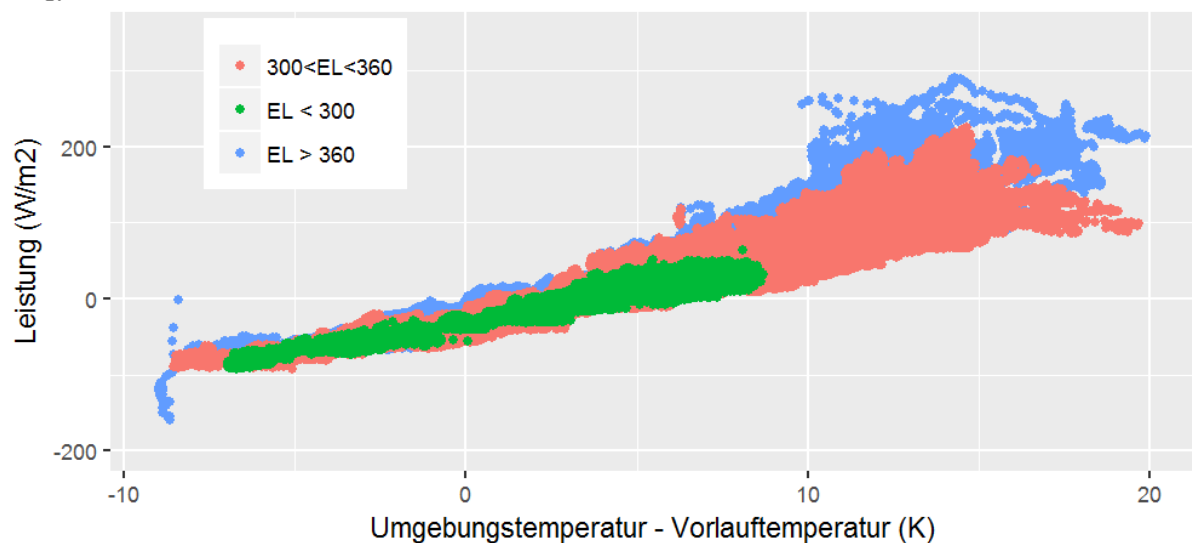


Abbildung 89: Leistung der nachgerüsteten Module in der Nacht (Globalstrahlung < 10 W/m²). Je nach Temperaturdifferenz und Intensität der langwelligen Einstrahlung liegt die Leistung bei -100 W/m² (Wärmeabgabe) und 300 W/m² (Wärmeaufnahme). Durch die Abstrahlung findet eine Abgabe von Wärme an die Umgebung auch bei positiver Temperaturdifferenz statt, also bei Umgebungstemperaturen, die über der Vorlauftemperatur liegen.



Es ist deutlich zu erkennen, dass das Sammeln von Umgebungswärme umso höhere Leistungen liefert, je stärker die langwellige Einstrahlung ist. Bei starker Bewölkung kann also besser Umgebungswärme gesammelt werden, während in klaren Nächten besser Wärme an die Umgebung abgegeben werden kann.

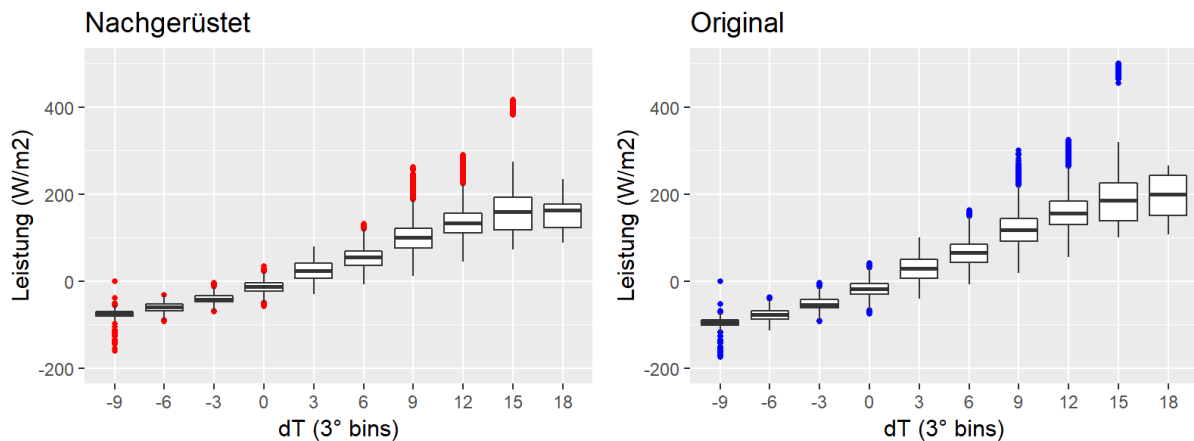


Abbildung 90: Vergleich der Leistung bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen (Umgebungstemperatur – Vorlauftemperatur) von nachgerüsteten und originalen PVT-Modulen. Der Betrag der Leistung der nachgerüsteten Module liegt unter dem Betrag der Leistung der originalen PVT-Module als Boxplot, gruppiert in Kategorien für die Differenz aus Umgebungs- und Vorlauftemperatur (dT), hier wurden Kategorien mit einer Breite von 3°C verwendet.

Zum Vergleich ist in Abbildung 90 die Leistung der originalen PVT-Module im gleichen Messzeitraum für nächtliches Sammeln von Umgebungswärme bzw. nächtliche Wärmeabgabe dargestellt. Die Beträge der Leistungen liegen jeweils leicht höher als bei den nachgerüsteten PVT-Modulen.

Verhalten bei Einstrahlung in Modulebene bis 150 W/m²

Bei Einstrahlung in Modulebene zwischen 10 und 150 W/m² zeigt sich (Abbildung 91) ein ähnliches Bild wie für die Situation in der Nacht (Abbildung 89). Allerdings ist die Leistung bei allen Temperaturdifferenzen durch die Einstrahlung entsprechend höher (bis 500 W/m² anstelle von bis 330 W/m²). Desweiteren treten höhere Temperaturdifferenzen zwischen Umgebungs- und Vorlauftemperatur auf, da tagsüber im Messzeitraum höhere Umgebungstemperaturen erreicht werden.

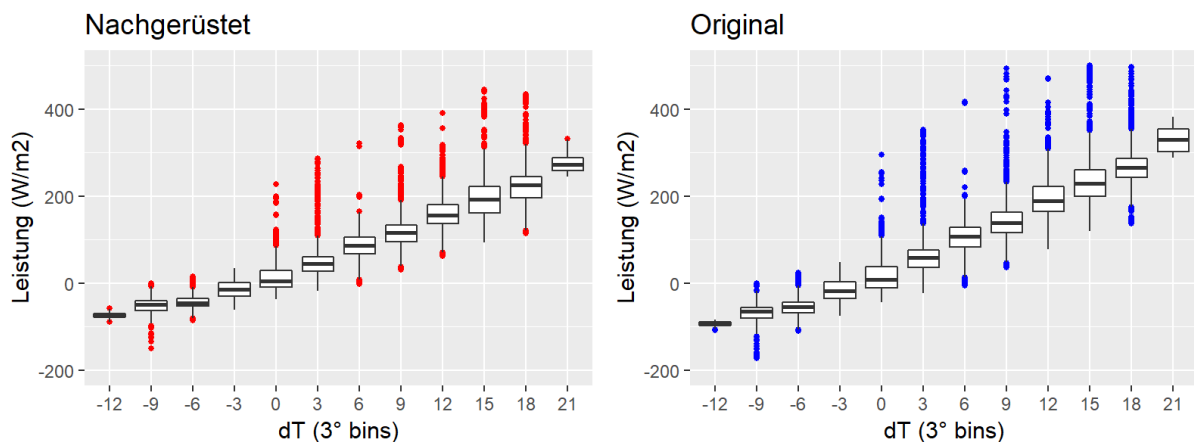


Abbildung 91: Vergleich der Leistung bei verschiedenen Temperaturdifferenzen zwischen Umgebungs- und Vorlauftemperatur für nachgerüstete und originale PVT-Module für eine Globalstrahlung zwischen 10 und 150 W/m² in Modulebene. Wie in Abbildung 90 jedoch für mittlere Einstrahlungsintensität (10 W/m² < G'' < 150 W/m²).

Auch beim Vergleich der Mittelwerte unter Berücksichtigung verschiedener Bewölkungssituationen ergeben sich sowohl für nachgerüstete als auch für originale Module höhere Leistungen. Die relativen Abweichungen liegen im Bereich von 13.5 bis 18% und- damit höher als in den gleichen Bereichen der nächtlichen Messdaten (Abbildung 90). Die höheren Abweichungen entstehen wahrscheinlich durch den schlechteren thermischen Kontakt zwischen PV-Modul und Wärmetauscher. Der thermische Kontakt hat einen grösseren Einfluss bei Wärmeerzeugung durch Einstrahlung als bei der Wärmegewinnung durch Umgebungswärme, die ja auch direkt über die Modulrückseite stattfindet und nicht primär über die PV-Oberfläche des PVT-Moduls.

Verhalten bei Einstrahlung in Modulebene über 150 W/m²

Auch bei höherer Einstrahlung in Modulebene (über 150W/m², Abbildung 92) zeigt sich ein ähnliches Bild wie in den Situationen zuvor. Die Leistung ist nun allerdings nochmals deutlich höher (bis ca. 500 W/m²).

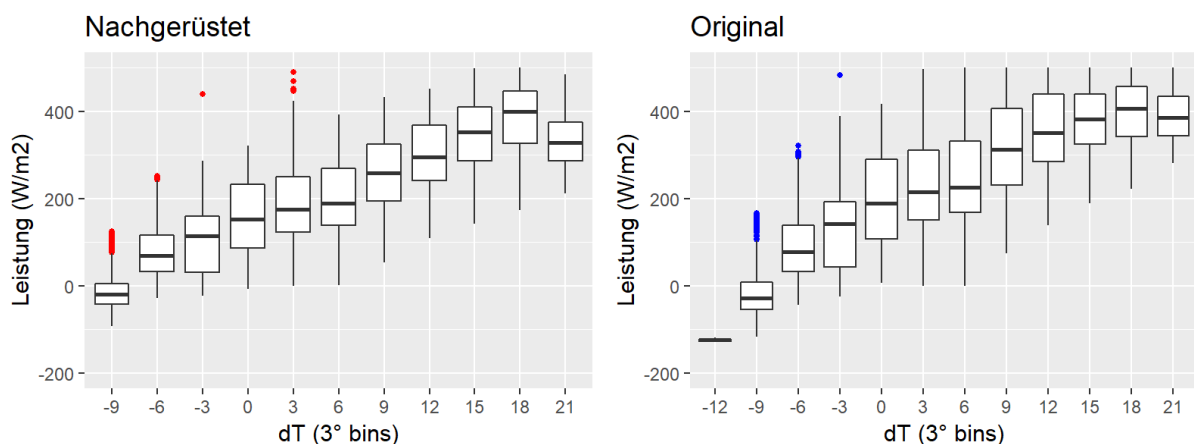


Abbildung 92: Vergleich der Leistung bei verschiedenen Temperaturdifferenzen zwischen Umgebungs- und Vorlauftemperatur für nachgerüstete und originale PVT-Module für eine Globalstrahlung von über 150 W/m² in Modulebene. Wie in Abbildung 90 jedoch für mittlere Einstrahlungsintensität (10 W/m² < G'' < 150 W/m²).



Einstrahlung in Modulebene	Wärmeaufnahme		
	Nachgerüstet	Original	
	Leistung		
150 bis 500	186.88	225.46	W/m ²
500 bis 800	277.58	334.07	W/m ²
über 800	364.79	446.28	W/m ²
	absolute Abweichung		
150 bis 500	38.58		W/m ²
500 bis 800	56.49		W/m ²
über 800	81.49		W/m ²
	relative Abweichung		
150 bis 500	17.11%		
500 bis 800	16.91%		
über 800	18.26%		

Tabelle 23: Übersicht über die Mittelwerte in den verschiedenen Bereichen Globalstrahlung in Modulebene und die absoluten und relativen Abweichungen dieser Mittelwerte.

Unter der Annahme, dass bei einer Globalstrahlung in Modulebene von über 150 W/m² die Bewölkungssituation meist unkritisch ist (klarer Himmel oder nur sehr leichte Bewölkung), wird hier auf eine Aufteilung der Mittelwerte in Bereiche mit unterschiedlicher langwelliger Einstrahlung verzichtet (Tabelle 23). Die Mittelwerte liegen sowohl für nachgerüstete als auch für originale Module wie erwartet deutlich über denen für Einstrahlung in Modulebene unter 150 W/m² (Abbildung 92). Die Abweichungen zwischen originalen und nachgerüsteten PVT-Modulen liegen hier zwischen 17 und 18% und damit leicht höher als bei Globalstrahlung unter 150 W/m², da der direkte thermische Austausch mit der Umgebung bei höherer Einstrahlung eine noch geringere Rolle spielt und damit der thermische Kontakt zwischen PV-Modul und Wärmetauscher eine grössere Bedeutung hat.

Vorläufige Beurteilung der Ergebnisse

Generell entsprechen die Ergebnisse der Messungen den Erwartungen. Die nachgerüsteten Module zeigen geringere Leistung unter allen Bedingungen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der thermische Kontakt zwischen PV-Modulrückseite und Wärmetauscher schlechter ist, da der Wärmetauscher beim Nachrüsten nur über Holzlatten verklemt wurde. Dämmende Lufteinschlüsse lassen sich bei dieser Methode des Nachrüstens kaum verhindern.

In Abbildung 89 bis Abbildung 92 wird deutlich, dass für eine bestimmte Temperaturdifferenz ein breiter Bereich an Leistungen auftreten kann. Für die nachgerüsteten Module tritt für eine Temperaturdifferenz von 10 K beispielsweise bei einer Globalstrahlung von über 150 W/m² eine Leistung zwischen 100 und 400 W/m² auf. In den Abbildungen ist nur die Abhängigkeit zwischen Temperaturdifferenz und Leistung dargestellt, ohne den Einfluss anderer Parameter, wie z.B. die Höhe der Einstrahlung oder die Windstärke zu berücksichtigen. Diese verschiedenen Einflussfaktoren werden im folgenden Abschnitt untersucht.

2.2.3 Parameter zur Leistungsberechnung nach Wirkungsgradkennlinie

Um die nachgerüsteten PVT-Module auch in Systemsimulationen abbilden zu können, wurden aus den Messdaten die Parameter für die Wirkungsgradkennlinie bestimmt, welche zur Berechnung des thermischen Ertrags von PVT-Modulen verbreitet verwendet wird (z.B. im Simulationstool Polysun).



Eine Bestimmung des zu erwartenden thermischen Ertrages innerhalb des Heizungssystems ist notwendig, um die nachgerüsteten PVT-Module abschliessend beurteilen zu können. Über die Messungen am Messstand sind lediglich Aussagen über das Verhalten im direkten Vergleich, also bei identischen Umgebungsbedingungen möglich. Diese Ergebnisse sind nicht einfach übertragbar auf das Verhalten innerhalb eines Systems, denn abhängig von der thermischen Leistung der PVT-Module werden unterschiedliche Vorlauftemperaturen erreicht, welche wiederum den thermischen Ertrag beeinflussen. Hierzu müssten Systemsimulationen oder Messreihen in realen Systemen durchgeführt werden.

Wirkungsgradkennlinie – ein Modell für PVT-Module

Ein relativ verbreitetes PVT Modell nutzt die Wirkungsgradkennlinie, um Rücklauftemperaturen und thermische Leistung von PVT-Modulen zu berechnen. Dieses Modell wird auch im Simulationstool Polysun benutzt. Um die nachgerüsteten Module innerhalb eines Systems in Polysun zu berechnen, genügt es die Parameter entsprechend in der Produktdatenbank einzugeben.

Die Leistung von PVT-Kollektoren berechnet sich über

$$P = AG''\eta,$$

wobei A die Wärmetauscher-Fläche bezeichnet und $G'' = G + \frac{\epsilon}{\alpha} (E_L - \sigma_{SB} T_{amb}^4)$ ist (Einfluss von Globalstrahlung in Modulebene und langwelliger Einstrahlung berücksichtigt). Der Wirkungsgrad berechnet sich für den PVT-Kollektor wie folgt:

$$\eta = \eta_0(1 - b_u u) + \frac{(b_1 + b_2 u)(T_{amb} - 0.5(T_{out} + T_{in}))}{G''}$$

Die Parameter beschreiben den Einfluss verschiedener Messgrössen (siehe Tabellen 4 und 5 für die Beschreibung des verwendeten Parametersets). Die Grösse u bezeichnet die Windgeschwindigkeit (auf 10 Minuten gemittelt), T_{amb} die Umgebungstemperatur, T_{out} die Rücklauftemperatur, T_{in} die Vorlauftemperatur der PVT-Module.

Einfluss der Windgeschwindigkeit	b_u und b_2
Einfluss der Temperaturdifferenz (Umgebungstemperatur zu mittlerer Kollektortemperatur)	b_1 , bei Wind zusätzlich b_2
Einfluss der langwelligigen Einstrahlung	$\frac{\epsilon}{\alpha}$
Thermischer Wirkungsgrad	η_0

Tabelle 24: Beschreibung, welche Parameter die Messgrössen beeinflussen.

Parameter für die nachgerüsteten PVT-Module

In einer ersten Analyse wurden die in Tabelle 5 aufgeführten Parameter ermittelt. Es ist zu beachten, dass diese Parameter nicht abschliessend definiert sind, da die Messungen erst Mitte April gestartet wurden. Damit standen für die Analyse nur Ergebnisse von 2.5 Monaten zur Verfügung. Eine längere Messreihe, die auch die Wintermonate miteinschliesst, könnte die ermittelten Parameter beeinflussen. Änderungen der verwendeten Parameterwerte behalten wir uns daher bis zum Projektabschluss vor. Bisher wurde lediglich versucht für den bisherigen Messzeitraum den besten Parametersatz zu finden.



	bu	b1	b2	ε/α	η_0
Nachgerüstete Module	0.007	10.5	0.2	0.85	0.41
original PVT, Meyer Burger	0.055	12.2	1.5	0.85	0.57

Tabelle 25: Gegenüberstellung der Parameter für ein original Meyer Burger PVT-Modul und das mit Wärmetauscher nachgerüstete PV-Modul.

Abbildung 93 und Abbildung 94 zeigen einen Vergleich von gemessener und berechneter Rücklauftemperatur unter Verwendung der Parameter für nachgerüstete Module (siehe Tabelle 25). Die Abweichungen sind gering und treten vor allem bei raschen Veränderungen der Einstrahlung (siehe Abbildung 93 z.B. 12:00 Uhr, zugehörige Einstrahlung siehe Abbildung 88) und bei geringer Einstrahlung auf (siehe Abbildung 94 morgens und abends).

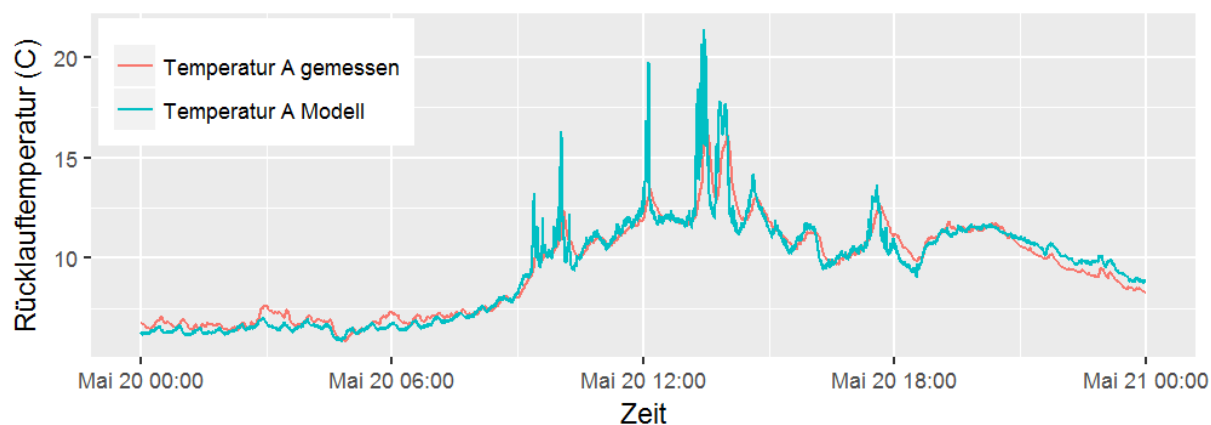


Abbildung 93: Vergleich von gemessener und berechneter Rücklauftemperatur an einem Beispieltag mit wechselnder Bewölkung für Modulfeld A, d.h. für die nachgerüsteten Module.

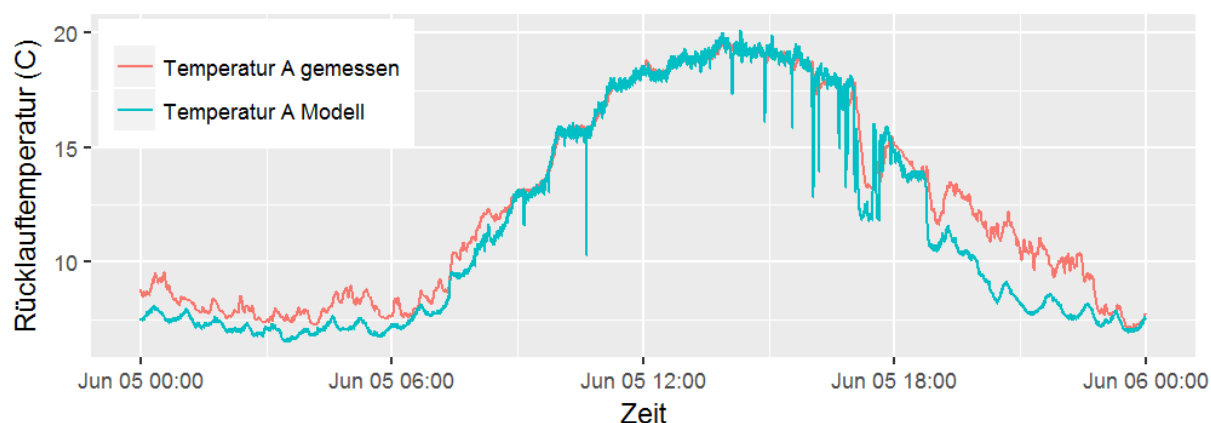


Abbildung 94: Vergleich von gemessener und mit dem Modell berechneter Rücklauftemperatur an einem Beispieltag mit sonnigem Wetter für Modulfeld A, d.h. für die nachgerüsteten Module. Die kurzzeitigen Temperaturrückgänge, die vom Modell berechnet aber nicht gemessen werden kommen daher, dass in der Modellrechnung die Trägheit des Systems nicht berücksichtigt ist.



Bei fehlender Einstrahlung passt das Modell weniger gut zu den Messdaten. Dieses Verhalten konnte allerdings nur auf Kosten der Modellgüte bei vorhandener Einstrahlung verbessert werden. Für eine bessere Abbildung der Rücklauftemperaturen durch ein Modell müssten wahrscheinlich noch andere Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Weiterhin sollte das Sammeln von Umgebungswärme und die Wärmeabgabe in kühlen Nächten wahrscheinlich getrennt voneinander betrachtet werden.

In Abbildung 95 ist zum Vergleich und zur Einordnung der Verhältnisse die Globalstrahlung in Modulebene sowie die Temperatur abgebildet. Die kurzfristigen Einbrüche in den Temperaturen, die in Abbildung 94 bei der berechneten Rücklauftemperatur, nicht aber bei der gemessenen Rücklauftemperatur zu sehen sind, deuten auf Einbrüche in der Intensität der Einstrahlung hin (vgl. Abbildung 95). Diese kurzfristigen grossen Abweichungen zwischen Modell und Messung haben ihren Grund in der Trägheit des realen Systems. Im Modell wird lediglich die aktuelle Situation (Temperaturen, Einstrahlung, Wind) berücksichtigt, nicht aber die vorhergehenden Verhältnisse. Im realen System beeinflussen jedoch die vorhergehenden Verhältnisse die aktuellen Temperaturen. Wenn die Sonne für einen Moment verdeckt ist, führt dies in der Messung nicht zu einem Temperaturrückgang, während es in der Modellrechnung zu einem deutlichen Rückgang der Temperatur führt.

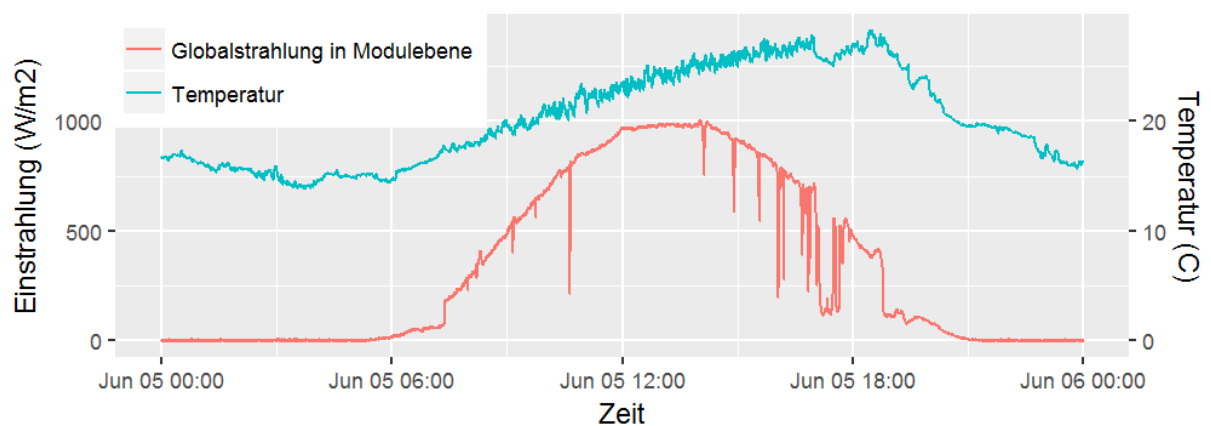


Abbildung 95: Zum Vergleich Einstrahlung in Modulebene und Temperatur für den sonnigen Beispieltag. Zu erkennen sind deutlich die kurzzeitigen Einbrüche in der Intensität der Einstrahlung, die im Modell zu einer kurzfristigen starken Leistungsabnahme führen, im realen System jedoch auf Grund der Trägheit nicht.

Die Abweichungen zwischen gemessener und berechneter Rücklauftemperatur für originale PVT-Module sind eher grösser (Parameter für diese Module aus SPF-Prüfbericht, Vergleich siehe Abbildung 96). Hier kommen die grösseren Abweichungen wahrscheinlich durch eine Überschätzung des Windeinflusses zustande. Die Parameter, welche den Windeinfluss beschreiben, wurden bei den nachgerüsteten Modulen stark verkleinert, um eine möglichst gute Anpassung des Modells an die Messdaten zu erreichen. Auch in diesem Vergleich wird die fehlende Berücksichtigung der Trägheit des thermischen Systems durch das Modell deutlich.

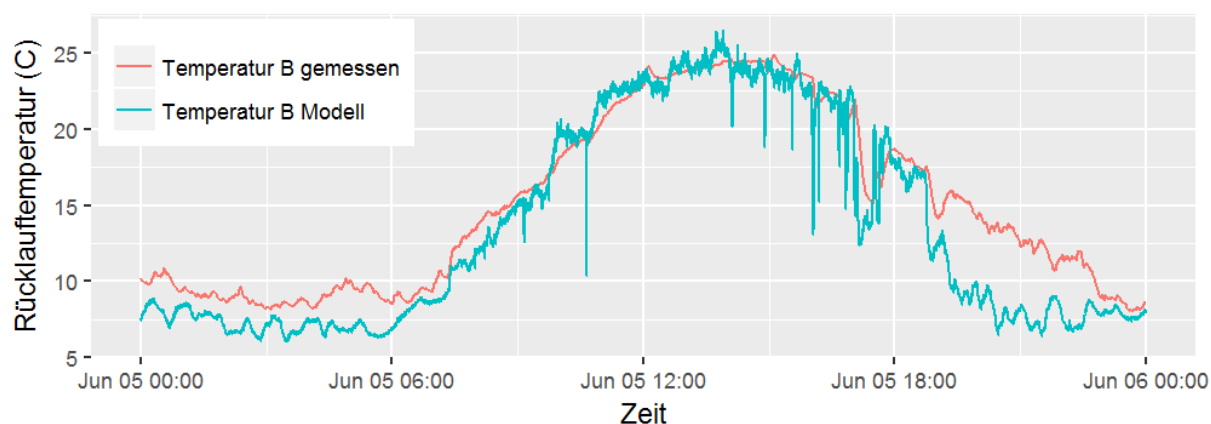


Abbildung 96: Vergleich von gemessener und mit dem Modell berechneter Rücklauftemperatur an einem Beispieltag mit sonnigem Wetter für Modulfeld B, d.h. für die originalen Module.

Zur Beurteilung des Verhaltens der nachgerüsteten PVT-Module, wenn sie in ein System eingebunden sind, lassen sich erste Rechnungen mit einer Simulationssoftware durchführen. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die Parameter nach einem Messzeitraum, welcher auch den Winter miteinschliesst, allenfalls korrigiert werden müssen.

2.3 Bewertung und Nutzwertanalyse

2.3.1 Datengrundlage

Investitionskosten: Die Investitionskosten wurden zu einem grossen Teil mit Hilfe von zwei Planungsbüros mit Erfahrung im Bereich des Heizungsersatzes bestimmt. Die Zahlen basieren auf Schätzungen der Kosten, wie sie für Offerten gemacht werden und haben deswegen eine Unsicherheit von +/- 25%. Sie enthalten alle Material- und Installationskosten, um eine schlüsselfertige Heizungsanlage zu erhalten. Die Kosten für den Eisspeicher konnten nicht durch die beiden Planungsbüros geschätzt werden, dazu wurde der Bericht im Auftrag von EnergieSchweiz zu den Kosten von Eisspeichersystemen aus dem Jahr 2016 (Minder u. a. 2016) hinzugezogen. Die beiden dort verwendeten Eisspeicher-Grössen stimmen gut mit denen der Simulationen für das L-Sol Projekt überein. Für die PV-Anlage des LWWP-Systems wurde pauschal mit 2'000 CHF/kWp gerechnet. Nicht in den Kosten enthalten ist das Glykol für den kalten Speicher im System L-Sol sowie für die Erdwärmesonde und den Eisspeicher. Dieses wurde mit einem Preis von 5 CHF pro Liter Glykol dazugezählt. Für den 2'000 l umfassenden kalten Speicher des L-Sol Systems wurde mit einem Glykolanteil von 35% gerechnet um die tiefen zugelassenen Temperaturen im Speicher zu ermöglichen. Für das 2-Sol System wird zusätzliches Glykol für die Erdsonde (geschätztes Volumen 120 l) benötigt. Da dort die Temperaturen nicht so tief fallen, ist ein Glykolanteil von 20% ausreichend. Für den Wärmeaustausch mit dem Eisspeicher werden die gleichen Glykolkosten wie für 2-Sol angenommen. Da die Kosten im Vergleich zu den restlichen Investitionskosten verschwindend klein sind, wurden diese nicht genauer bestimmt. Daraus ergeben sich die in Tabelle 26 aufgelisteten Kosten der verschiedenen Komponenten.

	3'000 kWh Heizwärmebedarf [CHF]	15'000 kWh Heizwärmebedarf [CHF]	Bemerkung
PVT-Komponenten	44'280	44'280	900 CHF pro m ²
PV-Komponenten	16'200	16'200	2'000CHF pro kWp



Wärmepumpe	9'000	22'500	
LW-Wärmepumpe	15'500	33'750	
Erdwärmesonde	11'305	16'150	85.- pro m
Eisspeicher	30'000	47'000	
kalter Speicher	2'500	5'000	nur für System L-Sol
Pufferspeicher	500	750	
BWW-Speicher	750	750	
Pumpe PVT-Kreis	2'000	2'000	
Pumpe WP Sekundär	1'400	1'400	
Pumpe WP Primär	1'150	1'150	nur für Systeme L-Sol und Eisspei- cher
Pumpe WP Primär (2-Sol)	2'250	2'250	nur für 2-Sol System
Glykol kalter Speicher	1'750	3'500	35% Glykol
Glykol 2-Sol/Eisspeicher	120	120	20% Glykol

Tabelle 26: Investitionskosten der verschiedenen Komponenten für die vier Heizungssysteme bei einem Heizwärmebedarf von 3'000 und 15'000 kWh.

Die Zusammensetzung der Investitionskosten für die vier Heizungssysteme wird in Abbildung 97 gezeigt. Das Glykol ist in der Abbildung nicht separat ausgewiesen, sondern in den Kosten vom kalten Speicher, der Erdwärmesonde und dem Eisspeicher integriert. Die teuersten Komponenten in den Systemen sind die PVT-Komponenten sowie die Kosten für den Eisspeicher. Dabei wurde für die PVT-Komponenten mit PVT-Modulen von Meyer Burger gerechnet, das Dach wurde vollständig mit PVT-Modulen bedeckt. In einem späteren Kapitel wird aufgezeigt wie sich die Kosten verändern, wenn günstigere Module verwendet werden oder die PVT-Anlage kleiner dimensioniert wird.

Die Kosten für die Brauchwarmwasser- (BWW) und Pufferspeicher sind für alle Systeme fast vernachlässigbar. Die Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWWP) ist deutlich teurer als die Wärmepumpen in den drei anderen Systemen, die Kosten beinhalten nicht nur die Wärmepumpe selber, sondern auch Wärmetauscher und Leitungen um ein funktionierendes Heizungssystem zu erhalten. Insgesamt sind die Investitionskosten beim LWWP System am tiefsten, das System L-Sol ist 29'000 CHF teurer. Das 2-Sol System ist rund 8'000 CHF teurer als L-Sol, das Eisspeicher-System 26'000 CHF.

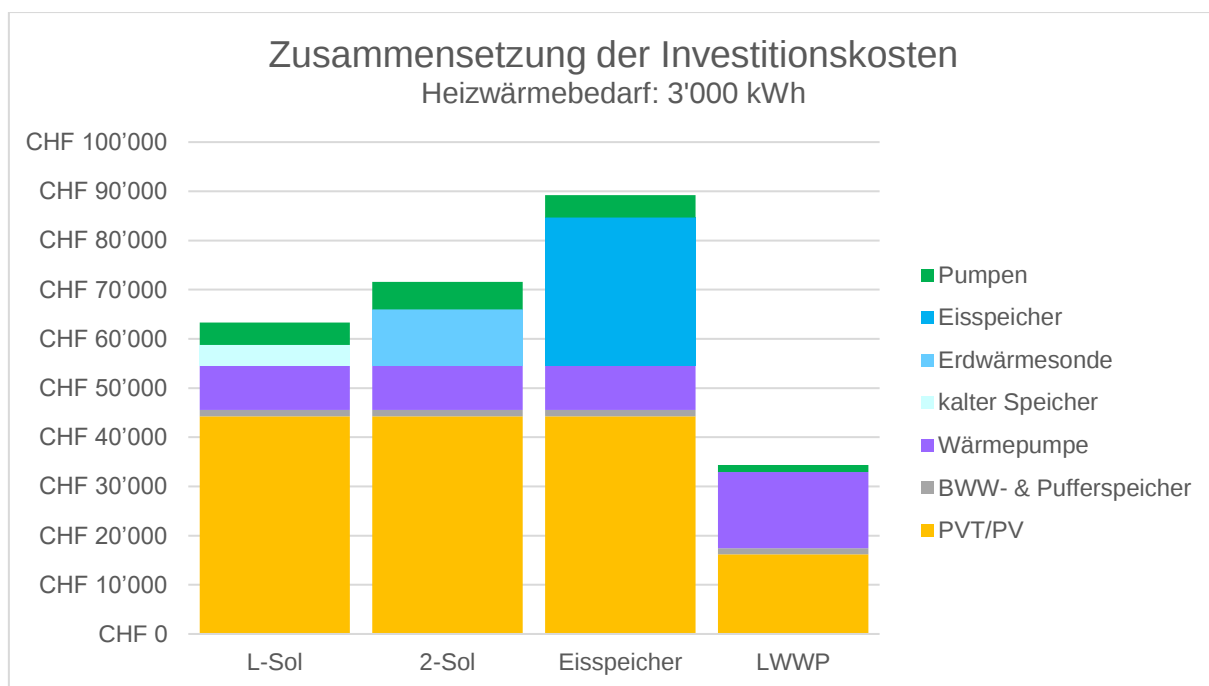


Abbildung 97: Zusammensetzung der Investitionskosten bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh.

Bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh müssen einzelne Komponenten der Systeme grösser dimensioniert werden, um den höheren Wärmebedarf decken zu können. So werden leistungsstärkere Wärmepumpen und ein fast doppelt so grossen Eisspeicher benötigt. Die PVT-/PV-Anlagen behalten die gleiche Grösse wie bei einem Heizwärmebedarf von 3'000 kWh, da die Dachfläche des Gebäudes gleich gross bleibt. Dadurch ergibt sich die in Abbildung 98 gezeigte Zusammensetzung der Investitionskosten. Das LWWP-System ist insgesamt auch hier das kostengünstigste System (52'850 CHF). L-Sol ist hier 28'500 CHF teurer als das LWWP System. Das System 2-Sol kostet aufgrund der Erdwärmesonde 9'000 CHF mehr als das System L-Sol, das System mit Eisspeicher ist mit 119'950 CHF klar das teuerste System.

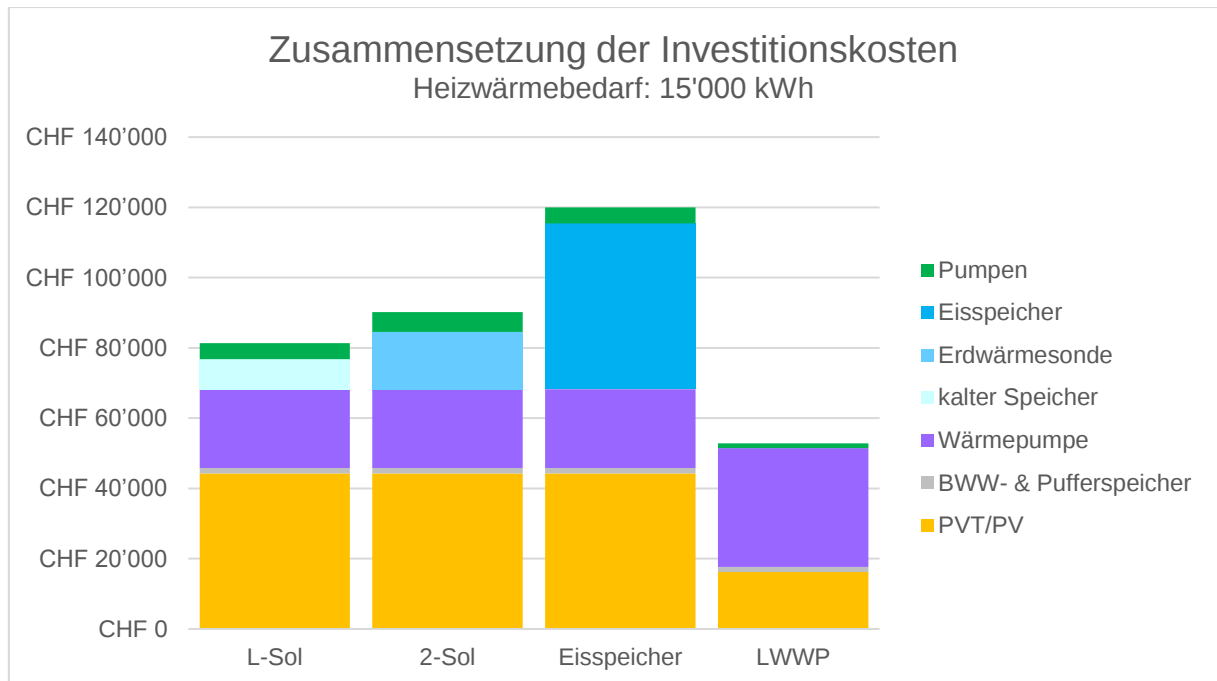


Abbildung 98: Zusammensetzung der Investitionskosten bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.

Betriebskosten: Die Betriebskosten bestehen aus den Stromkosten. Der Strom wird für den Betrieb der Wärmepumpe, den Betrieb der hydraulischen Pumpen und für bestimmte Systeme für den Betrieb des Heizstabs im Speicher benötigt. Dieser Verbrauch stammt aus den Polysun-Simulationen und wurde nach Hoch- und Niedertarif mit den Tarifen des Elektrizitätswerks Jona und Rapperswil (16.39 resp. 13.48 Rp./kWh) mit einem speziellen Wärmepumpentarif berechnet. Diese Kosten und die Einteilung in Hoch- und Niedertarif können je nach Standort und gewählttem Stromprodukt unterschiedlich sein. Die Stromtarife des EW Jona und Rapperswil sind im schweizweiten Vergleich eher tief.

Wartungskosten: Die Annahmen zu den Wartungskosten sind in Tabelle 27 aufgeführt. Die Wartungskosten der Heizsysteme wurden aus der Eisspeicher-Studie und dem WWF-Rechner (WWF Schweiz 2016) abgeleitet. In der Eisspeicher-Studie betragen die Wartungskosten für ein System mit einer LWWP 250 CHF pro Jahr. Die Wartungskosten für die PV-Anlage werden auf 3 Rp./kWh festgelegt (Stettler u. a. 2008). Bei dem Heizungssystem mit Eisspeicher und Solarkollektoren geht die Studie von Wartungskosten von 350 CHF pro Jahr aus, welche so übernommen wurden. Bei der Wartung des elektrischen Teils der PVT-Komponenten wird von einer Synergie mit der Wartung des Heizsystems gerechnet, weswegen die Kosten auf 2 Rp./kWh verringert wurden. Damit die höhere Stromproduktion der PVT-Systeme durch die Kühlung der Module nicht die Wartungskosten erhöhen, wurde für alle Systeme mit der Stromproduktion der PV-Anlage des LWWP-Systems gerechnet.



	L-Sol	2-SOL	Eisspeicher	LWWP
Wartungskosten Heizsystem [CHF] ¹⁾	300	300	350	250
Wartungskosten PV/PVT [CHF] ²⁾	155	155	155	232

Tabelle 27: Annahmen zu den jährlichen Wartungskosten der vier Heizsysteme.

1) Eisspeicher-Studie (Wärmepumpe 250 (alle gleich), höher für L-Sol und 2-SOL durch zusätzliche Solarkollektoren und noch höher für Eisspeicher; WWF-Rechner

2) Wartung PV (Glykolkreislauf von PVT schon in der Wartung des Heizsystems integriert) auf 3 Rp./kWh gesetzt

2.3.2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Annahmen für die Wirtschaftlichkeits-Berechnung: Es wird eine jährliche Teuerung der Strompreise von 2% eingerechnet, welche auch für die Vergütung des verkauften Stroms von 12.5 Rp./kWh eingerechnet wird. Als interner Zinssatz wurden 3% gewählt.

Gebäude mit jährlichem Heizwärmebedarf von 3'000 kWh

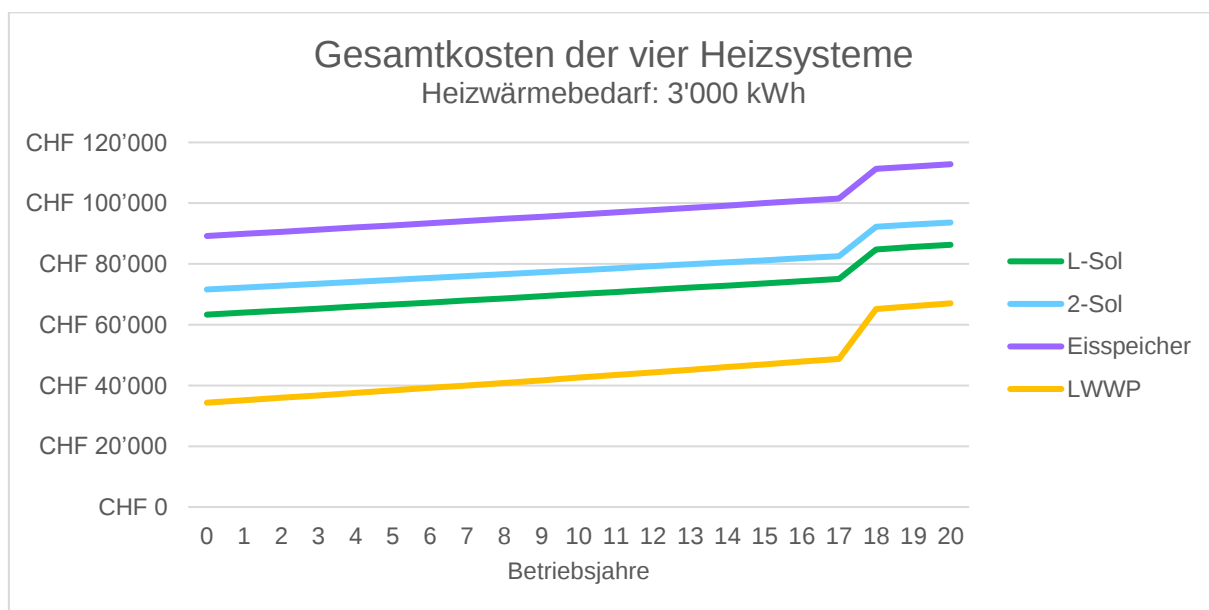


Abbildung 99: Gesamtkosten der verschiedenen Heizsysteme über 20 Jahre (statisch), exkl. Verkauf des überschüssigen Stroms bei 3'000 kWh Heizwärmebedarf.

In Abbildung 99 sind sowohl die Investitionskosten (in Jahr null) als auch die jährlich anfallenden Kosten für den Bezug von Strom und die Wartung der Systeme ersichtlich, der Verkauf des überschüssigen PV-Stroms wurde hier für die bessere Übersicht noch nicht eingerechnet. Das LWWP System hat mit 34'350 CHF die deutlich tiefsten Investitionskosten. Die Strombezugskosten sind für das LWWP System am höchsten, dies zeigt sich am steileren Anstieg der Gesamtkosten über die 20 Jahre verglichen mit den anderen drei Systemen. Im Jahr 18 werden alle Wärmepumpen ersetzt, wodurch ein



sprunghafter Anstieg der Kosten entsteht. Durch den geringen Energiebedarf des Gebäudes insgesamt bleibt das LWWP System aber sowohl über 10 als auch über 20 Jahre das kostengünstigste Heizsystem in diesem Vergleich. Sensitivitätsanalysen zeigten, dass die Investitionskosten der ausschlaggebende Faktor für die wirtschaftliche Bewertung der vier Systeme sind. Betriebs- und Wartungskosten haben nur einen sehr begrenzten Einfluss.

Da einige Komponenten eine längere Lebensdauer als 10 oder 20 Jahre haben, wurden zudem die jährlichen Kosten des Systems mit der Annuitäten-Methode berechnet. Damit kann berücksichtigt werden, dass zum Beispiel der Eisspeicher eine Lebenserwartung von 50 Jahren aufweist und ein genaueres Bild zum Wert der vier Systeme liefern. Die angenommene Lebensdauer für die Systemkomponenten befinden sich in

	Lebensdauer (Jahre)
PVT	25
PV	25
Wärmepumpe	18
Erdwärmesonde	50
Eisspeicher	50
Wärmespeicher	30
Pumpen	30

Tabelle 28: Lebensdauer der verschiedenen Heizungskomponenten (Quelle: Minder u. a. (2016); WWF Schweiz (2016)).

Die Annuitäten wurden für 10 und 20 Jahre aufsummiert, um die Kosten der Systeme zu den beiden Zeitpunkten zu zeigen (Abbildung 100). Neben den Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten wurde hier auch der Verkauf vom produzierten PV-Strom eingerechnet. Dazu wurde der Teil des PV-Stroms, welcher nicht direkt durch das Heizsystem verbraucht werden kann, zum Einspeisetarif des Elektrizitätswerks Jona Rapperswil von 12.5 Rp./kWh eingerechnet. Ein Verbraucherprofil des Haushaltstroms wurde in diesem Fall nicht einbezogen, da die Steuerung noch nicht auf einen erhöhten Eigenverbrauch optimiert ist und keine grösseren Unterschiede durch den Einbezug des gleichen Verbrauchsprofils für alle vier Heizsysteme erwartet wird. Da die Einnahmen aus dem Stromverkauf nicht die Gesamtkosten des Heizungssystems decken können, sind alle Annuitäten negativ.

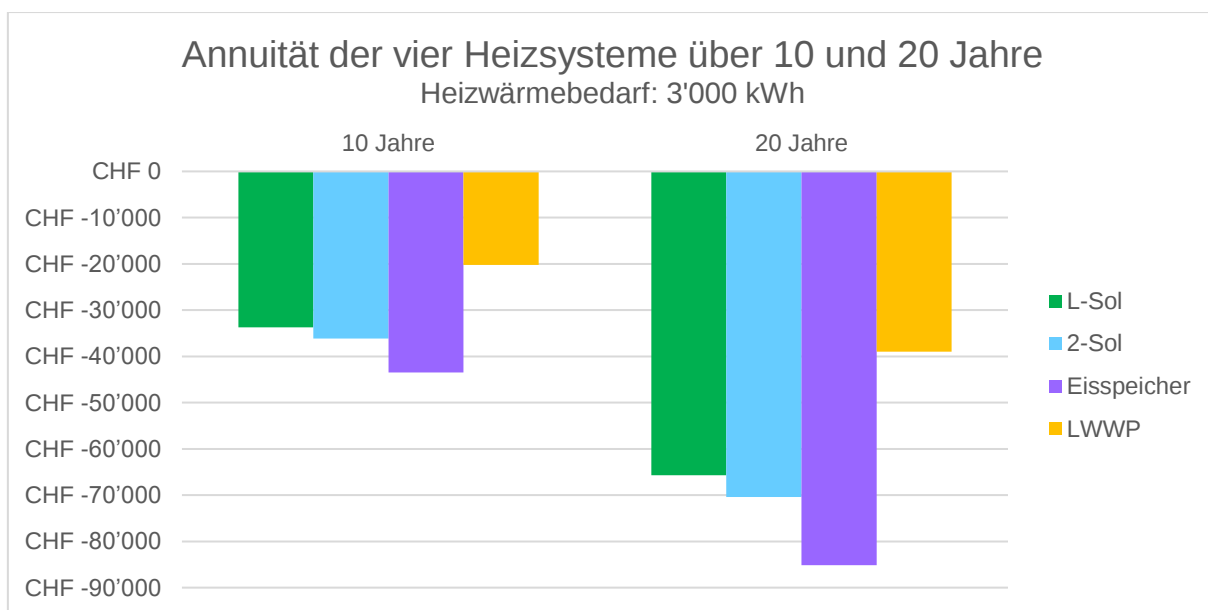


Abbildung 100: Übersicht der Summe der Annuitäten über 10 und 20 Jahre bei einem Heizwärmebedarf von 3'000 kWh pro Jahr.

Die Kostenunterschiede der vier Systeme treten nach 20 Jahren deutlicher zu Tage als nach 10 Jahren. Die Erkenntnisse sind die gleichen wie schon bei der statischen Kostenbetrachtung in Abbildung 99.

Gebäude mit jährlichem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh

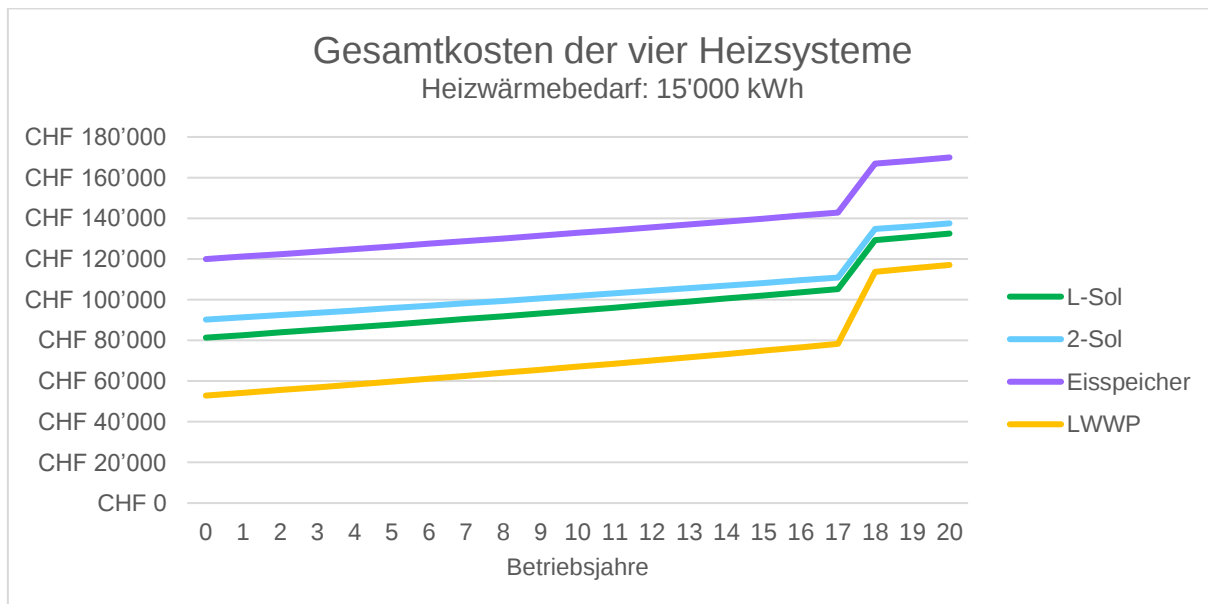


Abbildung 101: Gesamtkosten der vier Heizsysteme über 20 Jahre (statisch), excl. Verkauf des überschüssigen Stroms bei 15'000 kWh Heizwärmebedarf.

Das LWWP-System ist wiederum das System mit den deutlich tiefsten Investitionskosten, an zweiter Stelle kommt L-Sol (Abbildung 101). Über die 20 Jahre wird deutlich, dass die Stromkosten für LWWP und L-Sol höher sind als für 2-Sol, die Kurven nähern sich über die Jahre an. Allerdings werden die



höheren Investitionskosten von 2-Sol über 20 Jahre bei den getroffenen Annahmen durch die höheren Betriebskosten von L-Sol nicht ganz ausgeglichen. Durch den Ersatz der Wärmepumpen nach 18 Jahren ist das System LWWP über 20 Jahre betrachtet „nur“ noch rund 15'000 CHF günstiger als das System L-Sol. Das Eisspeicher-System ist mit Abstand das teuerste Heizsystem im Vergleich. Sensitivitätsanalysen zeigten auch in diesem Fall, dass die Investitionskosten die ausschlaggebende Grösse für die ökonomische Bewertung des Systems darstellen.

Mit der Annuitätenmethode zeigt sich ein ähnliches Bild (Abbildung 102). Die jährlichen Kosten des LWWP Systems liegen bei diesen Annahmen nach 20 Jahren 25'000 CHF tiefer als die aufsummierten Kosten des Systems L-Sol. L-Sol und 2-Sol liegen relativ nahe beieinander, der Unterschied beträgt 750 CHF, der Eisspeicher ist wiederum das teuerste System.

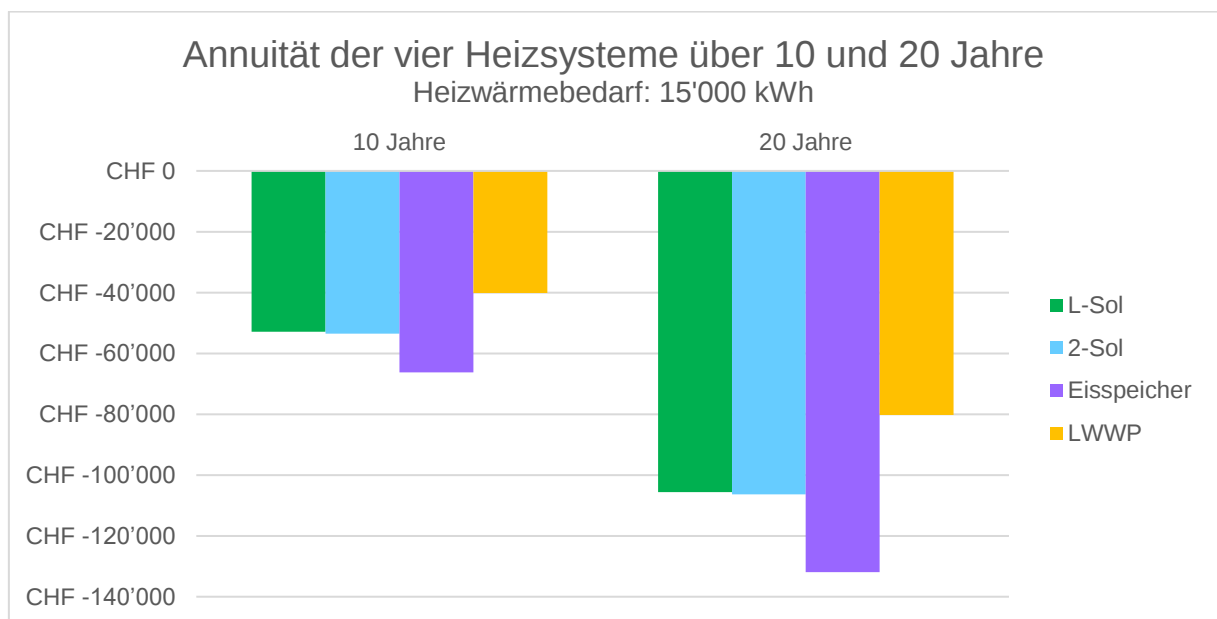


Abbildung 102: Übersicht der Annuität summiert über 10 und 20 Jahre bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.

2.3.3 Kostengünstigere Varianten des Systems L-Sol

Da die Investitionskosten der Systeme ausschlaggebend für die ökonomische Bewertung sind, werden hier drei Möglichkeiten vorgestellt, um die Kosten des Systems L-Sol verringern zu können.

Variante 1: Das PVT-Feld wird auf 20 Module verkleinert. Die Sensitivitätsanalyse zur Grösse des PVT-Feldes hat für den Heizwärmebedarf von 3'000 kWh und von 15'000 kWh ergeben, dass die Effizienz des Systems durch eine solche Verkleinerung nur um 6% resp. 8% abnimmt. Da die Kosten für die PVT-Komponenten den grössten Anteil an den Investitionskosten ausmachen, wird die mit PVT-Modulen belegte Fläche für die Kostenoptimierung verkleinert. Zudem wird mit 20% tieferen Kosten für die PVT-Komponenten gerechnet. Dies kann durch die Wahl günstigerer Module und durch zukünftige Skalen- und Lerneffekte erreicht werden. Damit das Dach trotzdem vollständig mit Modulen belegt wird, werden zusätzlich 10 PV-Module montiert, welche Strom produzieren. Dadurch verringern sich die Kosten von 44'280 CHF auf 34'920 CHF für PVT und PV. Diese Variante wird im Folgenden „**L-Sol kostenoptimiert**“ genannt.

Variante 2: Anstatt handelsübliche PVT-Module werden PV-Module so nachgerüstet und hybridisiert, dass sowohl Strom als auch Wärme produziert werden können. Dadurch sinkt die Effizienz des Systems leicht, allerdings können damit die Kosten für die PVT-Anlage stark reduziert werden. Im Moment rechnet Felix Hug, der Inhaber des Absorber-Prototypen zur Nachrüstung von PV-Modulen, mit



3'000 CHF/kWp, was Kosten von 24'300 CHF anstatt 44'280 CHF entspricht. Die Variante wird im Folgenden „**L-Sol nachgerüstet**“ genannt.

Variante 3: Variante 1 und 2 können zusammen kombiniert werden, so dass 20 nachgerüstete PVT-Module und 10 PV-Module installiert werden. Die Variante wird im Folgenden „**L-Sol Kombi**“ genannt. Die Dimensionierung der PV-Anlage für das LWWP-System bleibt bei 30 Modulen, zum einen um das Dach nicht nur teilweise mit Modulen zu belegen und da die Stromproduktion den Verbrauch des Hauses zumindest über das Jahr, wenn möglich, decken soll. Für das Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 3'000 kWh und einem angenommenen Haushaltstromverbrauch von 2'370 kWh, nur erreichbar mit sehr effizienten Geräten, ist die Anlage bezüglich Strom eher grosszügig dimensioniert. Bereits bei einem angenommenen Haushaltstromverbrauch von 5'200 kWh, dem typischen Verbrauch einer vierköpfigen Familie in einem EFH in der Schweiz, würde über das Jahr gesehen mehr Strom verbraucht als produziert.

Ergebnisse für ein Gebäude mit 3'000 kWh jährlichem Heizenergiebedarf

In diesem Unterkapitel werden die drei vorher vorgestellten Varianten des Systems L-Sol zum einen mit der ursprünglichen L-Sol Variante und zum anderen mit dem System LWWP verglichen. Die zwei Systeme 2-Sol und Eisspeicher werden zur besseren Übersicht nicht noch einmal dargestellt.

Der Vergleich der Investitionskosten zeigt, dass alle drei Varianten deutlich kostengünstiger in der Anschaffung sind als die ursprüngliche Variante. Die Variante mit den nachgerüsteten Modulen ist in diesem Fall noch 9'000 CHF teurer als das LWWP System und die kostenoptimierte Variante mit einer flächenmässig kleineren PVT-Anlage kostet 13'000 CHF mehr (Abbildung 103). Die Kombination aus den beiden Varianten kostet nur 5'600 CHF mehr als das LWWP System.

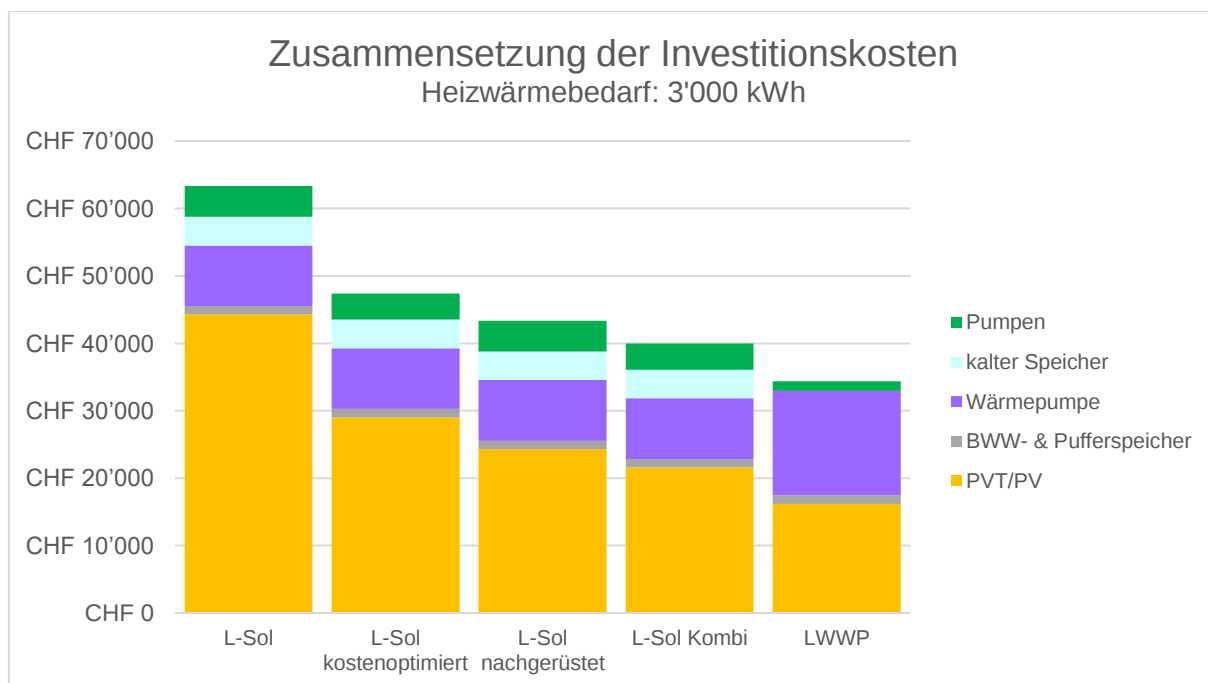


Abbildung 103: Zusammensetzung der Investitionskosten der optimierten L-Sol Varianten bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh.

Bei einer rein statischen Betrachtung der anfallenden Kosten über 20 Jahre zeigt sich, dass die Variante mit nachgerüsteten Modulen und die Variante L-Sol Kombi nach dem Ersatz der Wärmepumpen im Jahr 18 kostengünstiger sind als das LWWP System (2'200 CHF resp. 5'300 CHF). Doch auch die



Variante kostenoptimiert mit einer kleineren PVT-Anlage ist nach 20 Jahren praktisch gleich teuer wie das LWWP-System, der Unterschied beträgt nur knapp 1'400 CHF (Abbildung 104). Aufgrund der tieferen Stromkosten der drei L-Sol Varianten, werden die anfangs leicht tieferen Investitionskosten des LWWP Systems über die Jahre wettgemacht. Trotz dem Effizienzverlust durch kleinere PVT-Anlage und/oder nachgerüstete Module, benötigen die L-Sol Varianten rund 600 kWh weniger Strom im Jahr als das LWWP System.

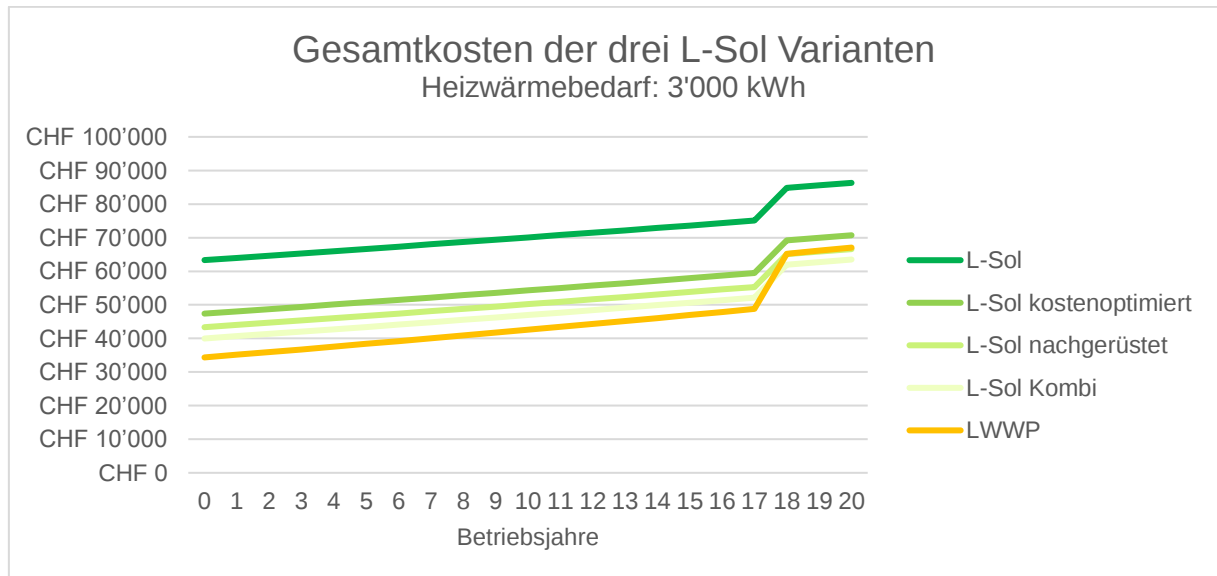


Abbildung 104: Gesamtkosten der drei kostenoptimierten L-Sol Varianten verglichen mit dem ursprünglichen L-Sol System und dem LWWP System über 20 Jahre.

Der Kapitalwert (statisch) und der Nettobarwert (dynamische Berechnung) nach 20 Jahren zeigen, dass zwischen den zwei L-Sol Varianten und der LWWP aus wirtschaftlicher Sicht keine grossen Unterschiede mehr bestehen. Ähnlich wie bei der Annuität sind der Kapitalwert und der Nettobarwert negativ, da die Kosten höher sind als die Einnahmen. Der Kapitalwert zeigt das gleiche wie für Abbildung 104 nach 20 Jahren beschrieben, allerdings werden hier auch die Einnahmen aus dem Stromverkauf einbezogen. Bei der dynamischen Betrachtung erhalten die Investitionskosten verglichen mit den später über die Jahre anfallenden Kosten und Einnahmen mehr Gewicht, weswegen das LWWP System im Vergleich wieder etwas besser abschneidet. Die Variante L-Sol Kombi ist in allen Fällen die kostengünstigste Variante.

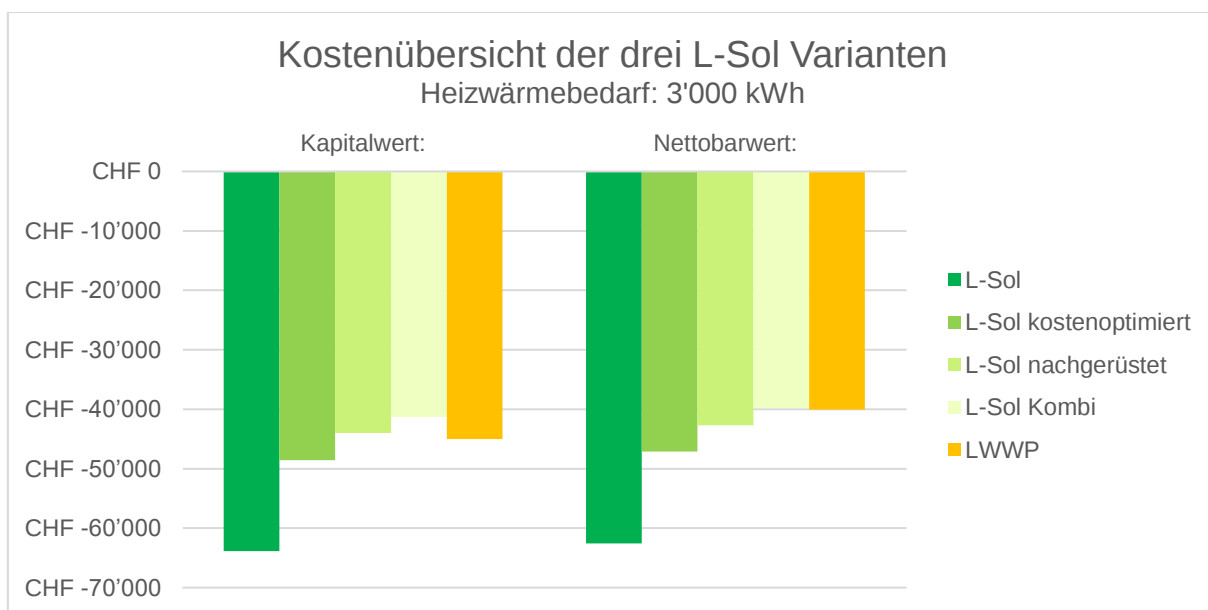


Abbildung 105: Kapitalwert und Nettobarwert für die L-Sol Varianten bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh.

Die Annuität über 10 und 20 Jahre in Abbildung 106 zeigt ein sehr ähnliches Bild wie der Nettobarwert in Abbildung 105. Allerdings ist in diesem Fall das System mit der LWWP leicht kostengünstiger als die Variante L-Sol Kombi.

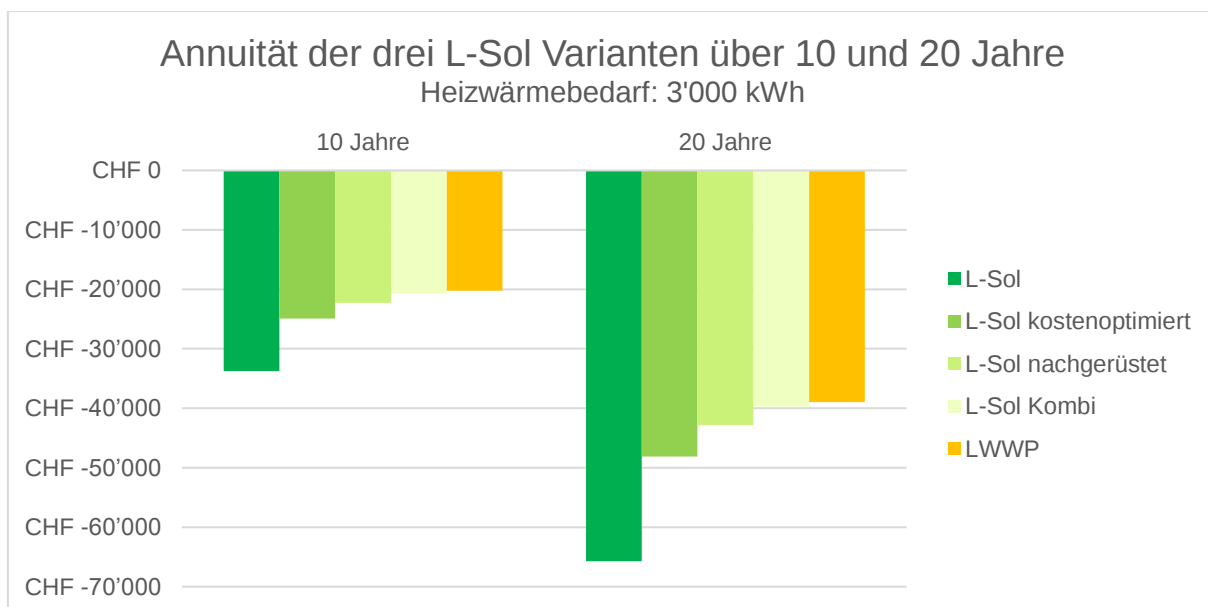


Abbildung 106: Übersicht der Summe der Annuitäten über 10 und 20 Jahre für die drei optimierten L-Sol Varianten bei einem Heizwärmebedarf von 3'000 kWh pro Jahr.



Bei einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh pro Jahr ist der Abstand zwischen den Investitionskosten ähnlich wie beim Heizwärmebedarf von 3'000 kWh (Abbildung 107). Das LWWP System kostet mit 52'850 noch CHF 8'500 CHF weniger als die Variante L-Sol nachgerüstet und 12'550 CHF weniger als die Variante L-Sol kostenoptimiert. Die Kombi-Variante ist nur 5'100 CHF teurer als das LWWP System.

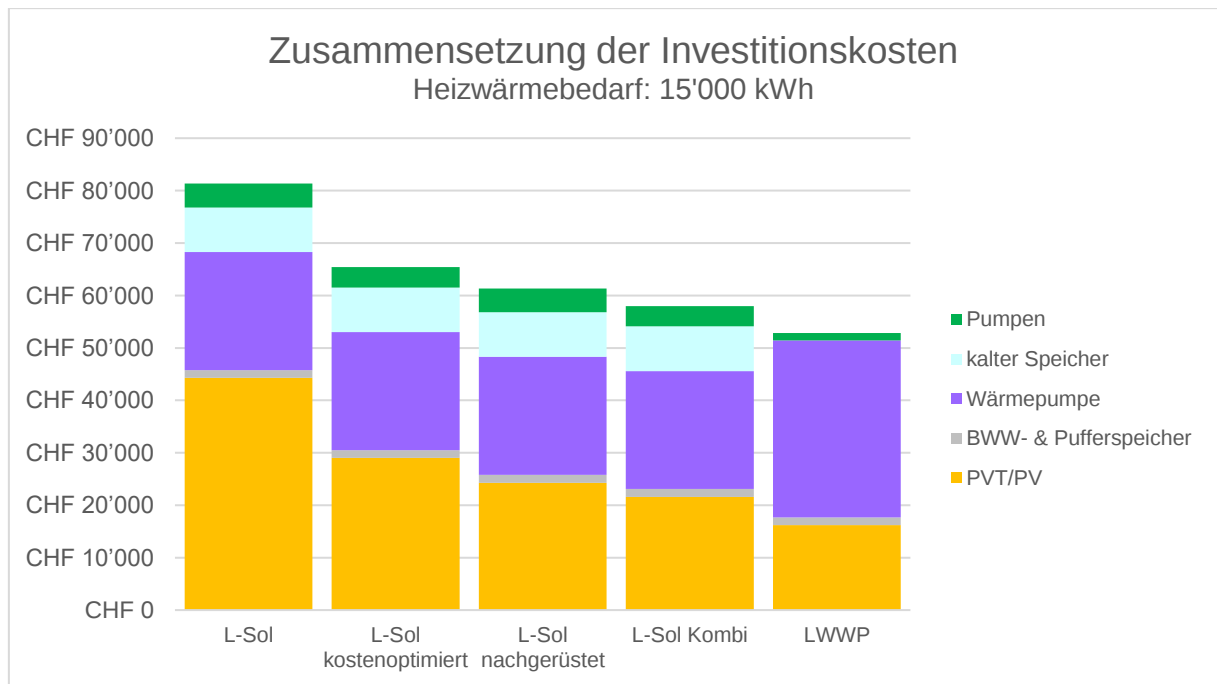


Abbildung 107: Zusammensetzung der Investitionskosten der optimierten L-Sol Varianten bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.

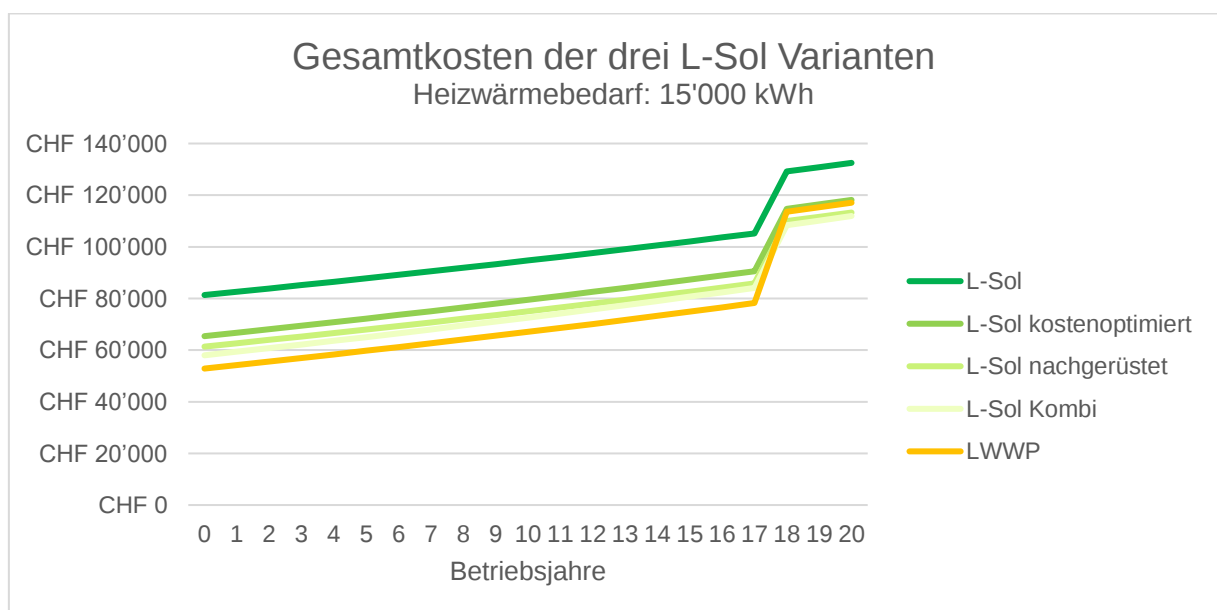


Abbildung 108: Gesamtkosten der drei optimierten L-Sol Varianten verglichen mit dem ursprünglichen L-Sol System und dem LWWP System über 20 Jahre.



Bei einer rein statischen Betrachtung der Gesamtkosten übersteigen die Kosten des LWWP Systems, nach dem Ersatz der Wärmepumpe in Jahr 18, die Kosten für die nachgerüstete und die kombinierte L-Sol Variante (Abbildung 108). Die kostenoptimierte L-Sol Variante führt nach 20 Jahren zu 1'000 CHF höheren Kosten. Die günstigste Variante L-Sol Kombi führt mit den getroffenen Annahmen zu 5'000 CHF geringeren Kosten als mit einem LWWP System. Beide Varianten benötigen aufgrund der ineffizienteren Betriebsweise durch die verkleinerte PVT-Fläche etwas mehr Strom als das LWWP System (L-Sol kostenoptimiert: +80 kWh; L-Sol Kombi: +420 kWh).

Der in Abbildung 109 gezeigte Kapitalwert zeigt ähnliche Ergebnisse wie in Abbildung 108. Auch unter Berücksichtigung der Einnahmen aus dem Stromverkauf bleiben die Varianten L-Sol Kombi und L-Sol nachgerüstet günstiger als das LWWP System.

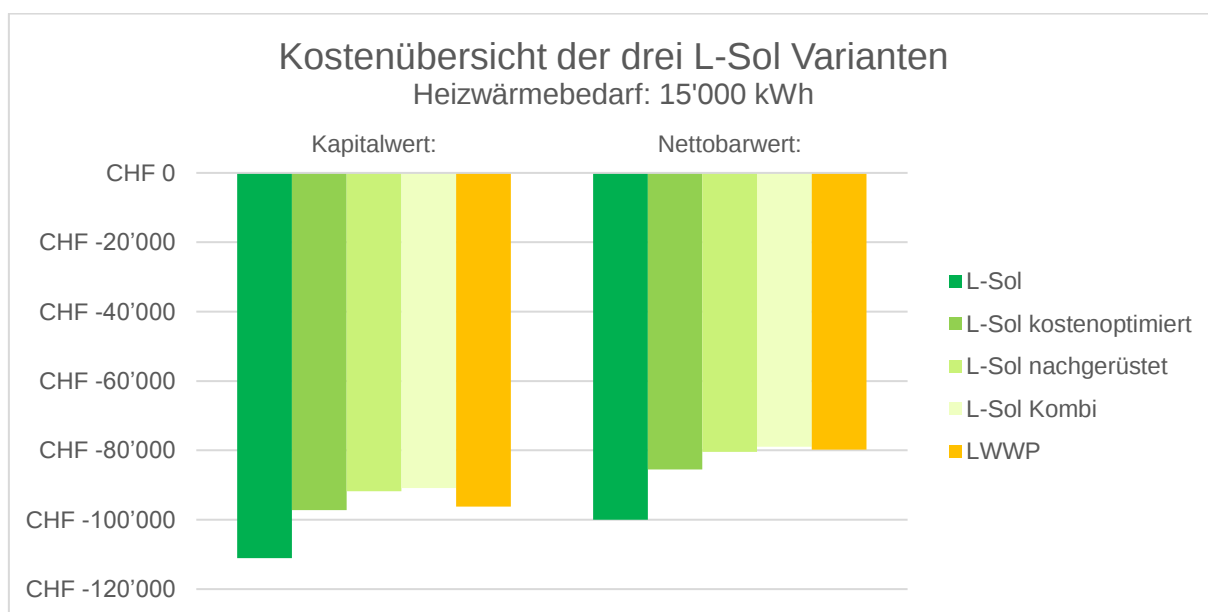


Abbildung 109: Kapitalwert und Nettoarwert für die L-Sol Varianten bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.

In der dynamischen Betrachtung mit dem Nettoarwert bleibt L-Sol Kombi die kostengünstigste Option und ist knapp 1'000 CHF günstiger als das LWWP System. Die Variante nachgerüstet ist in diesem Fall 500 CHF teurer als das LWWP System.

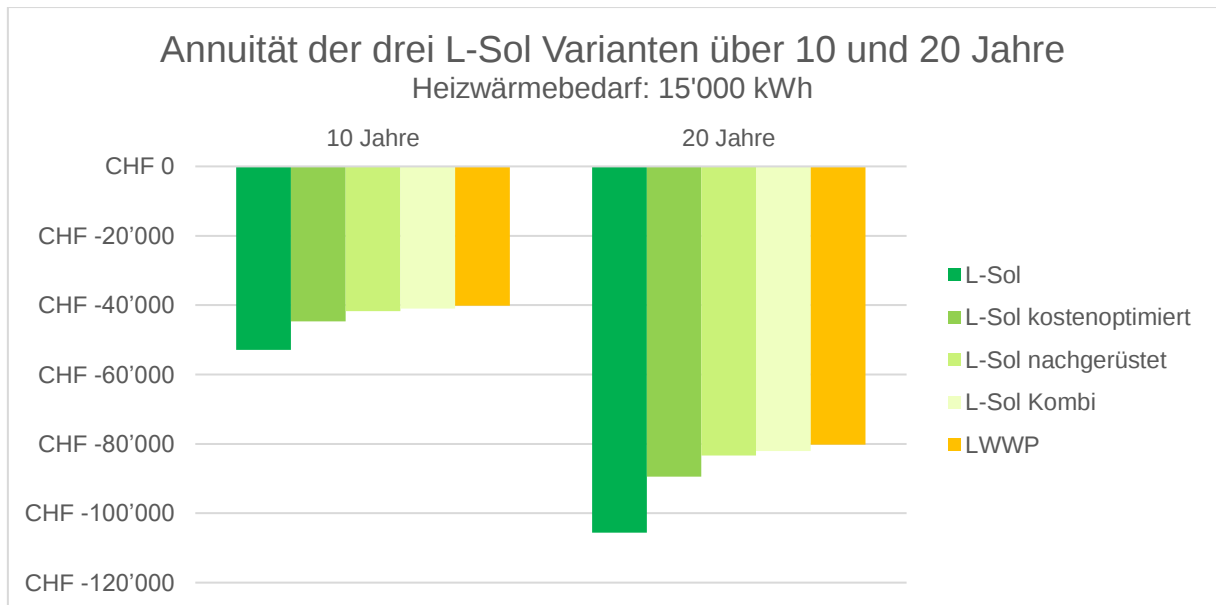


Abbildung 110: Übersicht der Summe der Annuitäten über 10 und 20 Jahre für die drei optimierten L-Sol Varianten bei einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh pro Jahr.

Die Annuität (Abbildung 110) zeigt wiederum ein ähnliches Bild wie der Nettobarwert in Abbildung 109. Die zwei Varianten L-Sol nachgerüstet und L-Sol Kombi sind sowohl nach 10 als auch nach 20 Jahren beinahe gleich teuer wie das LWWP System. Die kostenoptimierte Variante des L-Sol ist nach 20 Jahren rund 9'000 CHF teurer.

8.1.1 Nutzwertanalyse

Um sowohl ökonomische, ökologische als auch technische Aspekte der verschiedenen Systeme gewichten und als Gesamtwert miteinander vergleichen zu können, wurde eine Nutzwertanalyse gemacht. Diese enthält folgende Punkte:

Stromverbrauch: Der Stromverbrauch der verschiedenen Heizsysteme wird als ökologisches Kriterium verwendet. Je tiefer der Stromverbrauch ist desto tiefer sind die ökologischen Auswirkungen in der Betriebsphase des Heizsystems.

Stromproduktion: Die Stromproduktion wird ebenfalls als ökologisches Kriterium verwendet. Je höher die Stromproduktion desto weniger Strom aus nicht erneuerbaren Quellen wird benötigt um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken.

Investitionskosten: Die Investitionskosten werden als ökonomisches Kriterium eingeschlossen, da die am Anfang entstehenden Kosten beim Ersatz eines Heizsystems oft als Grundlage herangezogen werden um zwischen verschiedenen Systemen entscheiden zu können.

Kapitalwert (statisch): Der Kapitalwert wird als ökonomisches Kriterium verwendet um eine Gesamtbetrachtung aller Kosten und Einnahmen über 20 Jahre in die Bewertung einfließen zu lassen.

Annuität: Die über 20 Jahre aufsummierte Annuität wird ebenfalls als ökonomisches Kriterium verwendet. Wie im vorherigen Kapitel ersichtlich wurde, liegen die verschiedenen L-Sol Varianten und das LWWP System aus Kostensicht so nahe beieinander, dass die statische und dynamische Betrachtung oft zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen, weswegen beide Methoden berücksichtigt werden. Da in der Summe der Annuitäten auch der Restwert von langlebigen Anlagenkomponenten berücksichtigt wird, wird die Annuität dem Nettobarwert vorgezogen.



Geräuschemissionen: Geräuschemissionen können störend sein und zu Konflikten mit Nachbarn führen, weswegen sie in der Nutzwertanalyse unter den technischen Aspekten bewertet werden.

Bewilligungsverfahren: Nicht alle Systeme sind an allen Standorten möglich, einige brauchen eine Bewilligung um erstellt werden zu können. Diese Einschränkung wird ebenfalls unter die technischen Aspekte einfließen.

Platzbedarf: Der benötigte Platz für das Heizungssystem ist ein wichtiger Faktor, da dieser je nach Gebäude und Lage beschränkt sein kann. Dieser Aspekt fließt ebenfalls unter die technischen Aspekte in die Bewertung ein.

Die drei Hauptkategorien Ökologie, Ökonomie und Technische Aspekte wurden zuerst jeweils gleich stark gewichtet (je 1/3). In einem späteren Schritt wurde diese Gewichtung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse verändert. Auch die oben beschriebenen acht Unterkategorien wurden jeweils gleich stark gewichtet, da diese als gleichwertige Aspekte für die Bewertung des Heizungssystems angesehen werden. Einzige Ausnahme sind der Stromverbrauch und die Stromproduktion. Da alle Heizungssysteme das gesamte Dach zur Stromproduktion nutzen und somit einen grossen Beitrag zur Produktion von erneuerbaren Energien leisten, wird diese nur mit 25% gewichtet, während der Stromverbrauch der Systeme als Hauptkriterium für die ökologische Bewertung mit 75% gewichtet wird. Eine Übersicht ist in Abbildung 111 eingefügt.

	Gewichtung		Gewichtung
Ökologie	33%	Stromverbrauch	75%
		Stromproduktion	25%
Ökonomie	33%	Investitionskosten	33%
		Kapitalwert nach 20 Jahren	33%
		Annuität nach 20 Jahren	33%
Technische Aspekte	33%	Geräuschemissionen	33%
		Bewilligungsverfahren	33%
		Platzbedarf	33%

Abbildung 111: Gewichtung der drei Hauptkriterien und der auch Unterkriterien.

Für die ökologischen und ökonomischen Kriterien liegen aus den Polysun-Simulationen und den im vorherigen Kapitel gezeigten Wirtschaftlichkeits-Berechnungen konkrete Zahlen vor, welche für die Bewertung der Systeme verwendet wurden. Um jedem Aspekt einen Nutzwert zuzuweisen, werden lineare Funktionen verwendet, wobei jeweils dem besten Wert die Zahl eins und dem schlechtesten Wert die Zahl null zugeordnet wird. Den restlichen Systemen wird anhand der so entstehenden linearen Funktion ein Nutzwert zwischen null und eins zugewiesen.

Für die technischen Aspekte liegen keine so detaillierten Zahlen vor. Deswegen werden sie qualitativ mit „hoch“, „mittel“ und „niedrig“ bewertet. Da ein hoher Platzbedarf nachteilig ist, wird dafür ein Nutzwert von null zugewiesen, „mittel“ entspricht jeweils einem Nutzwert von 0.5. Beim Bewilligungsverfahren und den Geräuschemissionen wurden nur null oder eins vergeben.



Für die Sensitivitätsanalysen wurden die Gewichtungen der drei Hauptkategorien verändert. Dabei wurde darauf geachtet, dass jeweils ein Mindestwert von 10% pro Hauptkategorie nicht unterschritten wurde, da alle drei Hauptkategorien in die Entscheidung einfließen sollten und es als nicht realistisch angesehen wird, dass eine Hauptkategorie gar nicht berücksichtigt wird.

Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh

Alle vier Heizsysteme und auch die drei kostenoptimierten L-Sol Varianten werden in der gleichen Nutzwertanalyse bewertet. Werden alle Hauptkategorien wie oben beschrieben je zu einem Drittel gewichtet, so landen auf den vordersten vier Plätzen die drei L-Sol Varianten sowie das ursprüngliche L-Sol (Abbildung 112). Dies liegt daran, dass sie im ökologischen Bereich deutlich besser abschneiden als das LWWP System und ökonomisch deutlich besser abschneiden als die Systeme 2-Sol und Eisspeicher. Zudem punkten alle L-Sol Varianten mit einem mittleren Platzbedarf, tiefen Geräuschemissionen und flexiblen Einsatzmöglichkeiten ohne Baubewilligung.

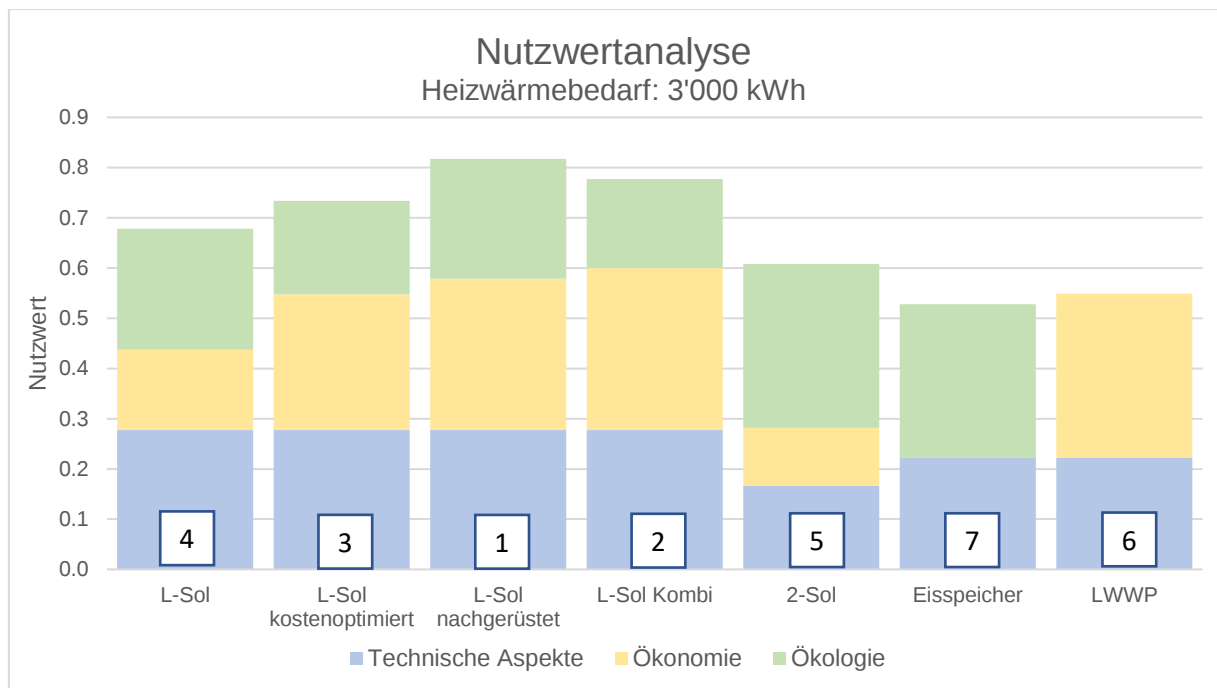


Abbildung 112: Ergebnisse der Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh.

An erster Stelle schneidet die Variante L-Sol nachgerüstet ab. Sie ist leicht teurer als die Variante L-Sol Kombi, die Effizienzsteigerung und somit die ökologische Bewertung ist aber deutlich besser. Nach den verschiedenen L-Sol Varianten auf Platz fünf liegt das System 2-Sol gefolgt von dem LWWP System und dem Eisspeicher System. Sensitivitätsanalysen in denen die Gewichtungen der drei Hauptkategorien variiert wurden zeigen, dass L-Sol nachgerüstet in den meisten Fällen auf dem ersten Platz bleibt. Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Sensitivitätsanalyse sind:

- L-Sol Kombi wird erst dann besser bewertet als L-Sol nachgerüstet, wenn die Ökonomie mehr als dreimal stärker gewichtet wird als die Ökologie (die technischen Aspekte wurden für alle L-Sol Varianten gleich gewählt und haben keinen Einfluss auf die Rangierung).
- Das ursprüngliche System L-Sol und die Variante L-Sol kostenoptimiert werden in keinem Fall besser bewertet als die Variante L-Sol nachgerüstet.



- Bis zu einer Gewichtung der Ökologie von 60% liegt immer eine der L-Sol Varianten auf dem ersten Platz, unabhängig von der Gewichtung der beiden anderen Kategorien.
- Ab einer 60%-Gewichtung der Kategorie Ökologie schneidet das System 2-Sol bei tieferen Gewichtungen der Ökonomie besser ab als die Variante L-Sol nachgerüstet.
- Erst wenn sehr viel Wert auf die Ökologie gelegt wird und diese mit 70% gewichtet wird, schneidet immer das System 2-Sol auf dem ersten Platz ab. Auch das System Eisspeicher schneidet in diesem Fall gut ab, kann aber das System 2-Sol nicht überholen.
- Das LWWP und das Eisspeicher System belegen in keinem Fall den ersten Platz.
- Die Nutzwertanalyse und die Sensitivitätsanalyse zeigen, dass sich das System L-Sol bei einer gesamtheitlichen Betrachtung unter Berücksichtigung von ökologischen, ökonomischen und technischen Aspekten gegen die anderen Systeme behaupten kann. Vor allem die beiden Varianten L-Sol nachgerüstet und L-Sol Kombi schneiden gut ab. Verbesserungspotential besteht bei den beiden Varianten vor allem im Bereich des Stromverbrauchs, wo eine Effizienzsteigerung notwendig ist um an das Verbrauchsniveau der beiden sparsamsten Systeme 2-Sol und Eisspeicher heran zu kommen.

Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh

Werden alle Hauptkategorien wie oben beschrieben je zu einem Drittel gewichtet, so landet bei einem Heizwärmebedarf von jährlich 15'000 kWh die Variante L-Sol nachgerüstet auf dem ersten Platz (Abbildung 113). An zweiter Stelle steht das System 2-Sol, knapp vor der Variante L-Sol Kombi. An vierter Stelle steht das LWWP System. Die Bewertung der technischen Aspekte ist gleich wie bei dem Gebäude mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh. Die Sensitivitätsanalyse ergab folgende Punkte:

- Die Variante L-Sol kostenoptimiert ist in keinem Fall die am besten bewertete L-Sol Variante.
- Das ursprüngliche System L-Sol schneidet als beste L-Sol Variante ab, wenn die Ökologie mehr als 70% gewichtet wird und die Ökonomie nur mit 10%.
- Bereits ab einer Gewichtung der Ökologie von 40% liegt das System 2-Sol immer vor allen L-Sol Varianten.
- Wird hingegen die Ökonomie mit 60% oder höher bewertet, liegen an den ersten beiden Stellen jeweils die Varianten L-Sol nachgerüstet und an zweiter oder dritter Stelle L-Sol Kombi und das LWWP System.
- Das LWWP System liegt nie auf dem ersten Platz.

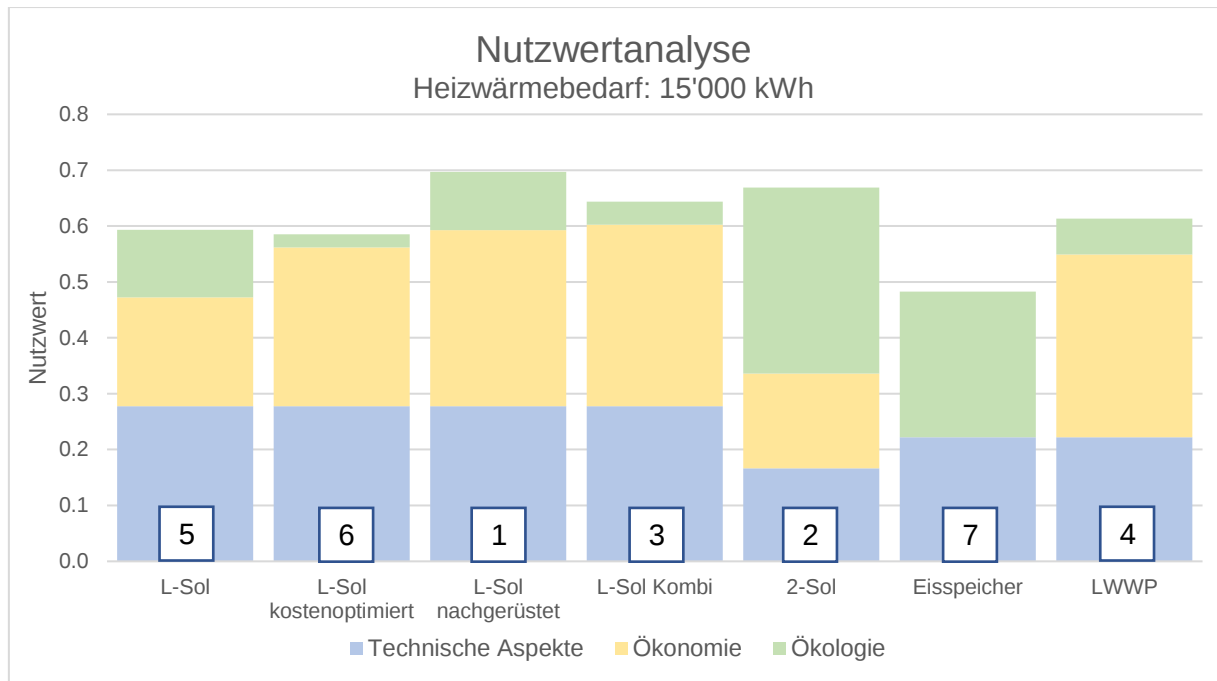


Abbildung 113: Ergebnisse der Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.