



Peter Kelz, BSc

# **Ökonomische und ökologische Bewertung unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme mit thermischer Bauteilaktivierung**

## **MASTERARBEIT**

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Verfahrenstechnik

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

Betreuer

Ao.Univ.-Prof.i.R. Dipl.-Ing. Dr.techn., Hans Schnitzer

Institut für Prozess- und Partikeltechnik

DI, Thomas Ramschak  
AEE Intec

Graz, Oktober 2017

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

---

Datum

---

Unterschrift

## Kurzfassung

Im Zuge dieser Masterarbeit wurde ein Bewertungstool zur ökonomischen und ökologischen Analyse einer Simulationsstudie des IWT (Institut für Wärmetechnik) der TU Graz erstellt. Die im Projekt SolSPONGEhigh ausgeführte Simulationsstudie untersuchte die mögliche Nutzung thermisch aktivierter Bauteile in Kombination mit Solartechnologien und unterschiedlichen Wärmeerzeugern hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Ziel der Studie war es, zu untersuchen, ob man durch die thermische Nutzung der Betonmasse des Gebäudes zur kurzfristigen Speicherung von Wärme die Größe des Wasserspeichers reduzieren kann, ohne dabei den solaren Deckungsgrad, im Vergleich zu „konventionellen“ Sonnenhaussystemen, zu verringern. Sonnenhäuser sind Niedrigenergiegebäude, deren jährlich benötigte Wärme für Raumheizung und Brauchwasser mit Hilfe einer Solaranlage zu mindestens 50 % gedeckt werden können [1]. Im Rahmen des Projektes wurde dabei ein Einfamilienhaus mit 120 m<sup>2</sup> beheizter Netto-Grundfläche für 2 unterschiedliche Dämmstandards sowie 2 unterschiedliche hydraulische Verschaltungen untersucht. Als sekundärer Wärmeerzeuger diente entweder eine Wärmepumpe (Sole oder Luft) oder eine E-Patrone. Als Solarsystem wurde entweder eine Solarthermieanlage oder eine PV-Anlage bei unterschiedlichen Kollektorflächen simuliert.

Zur ökonomischen Analyse wurde die Kapitalwertmethode, festgelegt für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, angewandt. Kennzahlen wie der solare Deckungsgrad, die Systemjahresarbeitszahl und die Wärmegegestehungskosten wurden definiert und entsprechend der festgelegten Systemgrenzen berechnet. Für die ökologische Analyse wurden der Primärenergieverbrauch und das theoretische CO<sub>2</sub>-Äquivalent der OIB-Norm entsprechend berechnet.

Aufgrund der momentan niedrigen Strompreise und der geringen Kosten der E-Patrone selbst haben sämtliche Systeme mit E-Patrone wirtschaftlich vorteilhaft, aber wegen der schlechten Energieumwandlung ökologisch schlechter abgeschnitten als Systeme mit Wärmepumpen. Eine Kombination von E-Patrone und Solarthermie erscheint sinnvoll. Es wurde festgestellt, dass eine direkte Beladung der Bauteile eine Effizienzsteigerung gegenüber der indirekten Beladung ermöglicht. Allgemein konnte ein ökonomischer und ökologischer Nutzen der TAB, besonders in Kombination mit PV-Kollektoren, gegenüber Systemen mit Fußbodenheizung festgestellt werden.

## Abstract

In this Master's thesis a tool for the economic and ecological assessment of a simulation study carried out by the IWT was developed. The simulation study of the project SolSPONGEhigh aimed to assess the possible use of thermally active building parts (TAB) in combination with solar systems and secondary heat generators. One of the goals was to achieve the same solar coverage as for conventional solar heating systems while reducing the size of the water tank by using the existing concrete mass within the building for short term storage. The simulation was carried out for a single-family house with a heated net floor area of 120 m<sup>2</sup>, 2 different standards of insulation and 2 different concepts for the hydraulic set up. For the solar system either solar heat collectors or PV-collectors were proposed and as the secondary heat generator either a heat pump (air or ground) or a heating rod were simulated.

For the economic assessment the net present value was calculated over the period of 25 years. Additionally, energy prices, their rate of change, inflation and cost for maintenance for the system components were determined. Several characteristic factors such as the solar coverage, the specific solar yield, the system performance factor and the levelized cost of heat were defined and calculated according to the defined system boundaries. For the ecological assessment the primary energy demand and the theoretical CO<sub>2</sub>-equivalent were calculated according to the OIB-norm.

Due to the low electricity cost and the low cost of the heating rod itself all systems with a heating rod were economically superior to systems with heat pumps. The inefficient transformation of electricity to heat of a heating rod resulted in a larger ecological impact of systems with a heating rod compared to systems with heat pumps. The combination of a heating rod with a solar heat collector yielded in a system, which was economically good and ecologically justifiable, while granting a high solar coverage. Additionally, the hydraulic system whose thermally active building parts were charged directly has proven to be of advantage over a system with indirect charging. Generally, the TAB have proven to be of use for heating, while showing ecological and economic advantages over common heating systems. The regulation of a heating system with TAB though is rather challenging.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	3
2	Systemkomponenten der Wärmeversorgungs (WV) -Systeme .....	4
2.1	Wärmepumpen .....	4
2.1.1	Einteilung nach Funktionsweise .....	4
2.1.2	Einteilung nach Wärmequellen.....	6
2.1.3	Kennzahlen zur Bewertung von Wärmepumpen .....	8
2.2	Solarsysteme .....	10
2.2.1	Photovoltaik (PV) .....	10
2.2.2	Solarthermie (ST).....	12
2.3	Konventionelle Energiespeicher .....	15
2.4	Thermisch aktivierte Bauteile.....	16
2.5	Hydraulische Weiche .....	19
3	Berechnungsgrundlagen .....	20
3.1	Wirtschaftliche Bewertung .....	20
3.1.1	Kapitalwertmethode .....	20
3.2	Ökologische Bewertung .....	22
3.2.1	Energiebegriffe.....	22
3.2.2	Primärenergiebedarf PEB .....	24
3.2.3	Haushaltsstrombedarf HHSB .....	25
3.3	Bewertungskennzahlen .....	26
3.3.1	Solarer Deckungsgrad .....	26
3.3.2	Solarertrag .....	28
3.3.3	Systemwirkungsgrad.....	28
3.3.4	Jahresarbeitszahl des Systems.....	28
4	Simulierte Wärmeversorgungssysteme.....	30
4.1	Allgemein Systembeschreibung.....	30
4.1.1	Das Einfamilienhaus .....	30
4.1.2	Dimension der Systemkomponenten .....	30
4.1.3	Die Regelung .....	32
4.1.4	Das Basis-Versorgungssystem (Indirekt) .....	33
4.1.5	Das Komplexe-Versorgungssystem (Direkt) .....	34
4.1.6	Sonderfall Erdwärmekollektor .....	34
4.1.7	Systemgrenzen .....	35
5	Auswertung und Diskussion der Simulationsergebnisse .....	37
5.1	Kosten der Systemkomponenten.....	37
5.2	Strompreis, Änderungsraten und Betrachtungszeitraum .....	41

---

5.3	Ökonomischer und ökologischer Systemvergleich (Betrachtungszeitraum 25 Jahre).....	42
5.3.1	Vergleich: Fußbodenheizung (FBH) und TAB.....	43
5.3.2	Vergleich: Basic (indirekt) und Komplex (direkt).....	46
5.3.3	Vergleich: CO <sub>2</sub> -Äquivalent, JAZ und SD bei unterschiedlichen Dämmstandards und gleicher Kollektorfläche.....	48
5.3.4	Eigenverbrauchsoptimierung PV.....	51
5.3.5	Berücksichtigung des HHSB.....	58
5.4	Sensitivitätsanalysen.....	59
5.4.1	Änderung der Einspeisevergütung.....	59
5.4.2	Änderung der jährlichen Strompreissteigerungsrate.....	60
5.4.3	Änderung der Pufferspeichergröße.....	62
5.5	Bezugsoption: Ökostrom.....	63
6	Zusammenfassung.....	65
7	Appendix.....	68
7.1	Symbolverzeichnis.....	68
7.2	Image Index.....	70
7.3	List of Tables.....	71
7.4	List of Equations.....	71
7.5	Bibliography.....	72
7.6	Anhang.....	75

## 1 Einleitung

Als Reaktion auf den Klimawandel hat die EU 2007 Klima- und Energieziele festgelegt und 2009 rechtlich verankert. Die Kernpunkte des Paketes sind

- die Senkung der Treibhausgasemissionen um 20% (gegenüber 1990),
- die Bereitstellung von 20% der Energie in der EU aus erneuerbaren Quellen
- und die Verbesserung der Energieeffizienz um 20 %

bis 2020 [2]. Auch auf globaler Ebene wurden bei der UN-Klimakonferenz in Paris im April 2015 neue Ziele zur Reduktion der globalen Erwärmung formuliert und von 175 Staaten unterzeichnet. Die unterzeichnenden Staaten wollen dadurch die globale Erwärmung unter 2°C, idealerweise unter 1,5°C, halten. Um dieses Ziel zu erreichen muss die Nettotreibhausgasemission bis spätestens 2060 auf null reduziert werden [3]. Diese ambitionierten Ziele verlangen das Untersuchen neuer Systeme zur Energiegewinnung und –speicherung. Deshalb werden im Zuge des SolSPONGEhigh-Projektes Systeme zur Nutzung thermisch aktivierter Bauteile (TAB / FBH) in Kombination mit Solartechnologien und unterschiedlichen Wärmeerzeugern hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit untersucht. Durch die thermische Bauteilaktivierung können sämtliche Raumflächen als Wärmeabgabeflächen genutzt werden, was einerseits einen erhöhten Komfort durch die gleichmäßig im Raum verteilte Wärmeabgabe bedeutet und theoretisch die Reduktion der Größe des Wasserspeichers bei annähernd gleichem solaren Deckungsgrad ermöglicht. Die große Herausforderung des Systems ist dessen Trägheit, die eine Regelung äußerst anspruchsvoll macht. Unterschiedliche Regelungsstrategien werden während des SolSPONGEhigh-Projektes entwickelt, untersucht und optimiert. Durch Simulationen mit dem Programm TRNSYS werden auf unterschiedliche Gebäudetypen die diversen Systeme zur Energiebereitstellung angewandt. Die für ein Einfamilienhaus generierten Daten werden in dieser Arbeit zur ökonomischen und ökologischen Analyse der Systeme genutzt und sollen eine Vergleichbarkeit der Systeme untereinander ermöglichen.

## 2 Systemkomponenten der Wärmeversorgungs (WV) - Systeme

Um die in Kapitel 4 beschriebenen Systeme zu verstehen werden die Funktionsweise und technische Anwendung der wesentlichen Komponenten der unterschiedlichen Systeme erläutert.

### 2.1 Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe dient im Allgemeinen dazu, durch Zuführen von Arbeitsenergie die Temperatur von einem niedrigen auf ein höheres Temperaturniveau anzuheben und dadurch gespeicherte Wärme nutzbar zu machen. Zum Anheben des Temperaturniveaus muss extern Energie zugeführt werden. Als Wärmequelle dient meist die Umgebungsluft, Grundwasser oder das Erdreich. Eine Wärmepumpe kann nach vielen unterschiedlichen Gesichtspunkten eingeteilt werden. Eine Möglichkeit bietet die Einteilung der Wärmepumpen nach ihren Funktionsweisen. Dabei wird zwischen drei Möglichkeiten zur Wärmebereitstellung unterschieden:

1. Kompressions-Wärmepumpe
2. Absorptions-Wärmepumpe
3. Adsorptions-Wärmepumpe

#### 2.1.1 Einteilung nach Funktionsweise

##### 2.1.1.1 Die Kompressions-Wärmepumpe

Der Prozess der Wärmegewinnung mit einer Wärmepumpe ist ein Kreisprozess und besteht im Wesentlichen aus vier Schritten: Verdampfung, Verdichtung, Kondensation und Entspannung.

Das verwendete Kältemittel wird verdampft indem es der Wärmequelle Energie entzieht. Anschließend wird das Kältemittel mit einem Verdichter auf ein höheres Druckniveau gebracht, also verdichtet, und dadurch auch gleichzeitig die Temperatur des Kältemittels angehoben. Das nun energiereichere Kältemittel wird in einen Kondensator geführt, wo es die Wärme an die Wärmesenke abgibt. Durch eine Drossel wird das Kältemittel anschließend wieder so weit entspannt, dass das ursprüngliche Druck- bzw. Temperaturniveau erreicht wird. In Abbildung 1 ist der ideale Kreispro-



zess der Wärmegewinnung in einem T-s-Diagramm dargestellt. Die Verdampfung erfolgt von Zustand 4 nach 1, die Verdichtung von 1 nach 2, die Kondensation von 2 nach 3 und die isenthalpe Entspannung mittels der Drossel von 3 nach 4. Die Abweichung von der Idealität entsteht durch irreversible Verluste des Verdichters und der Drossel.

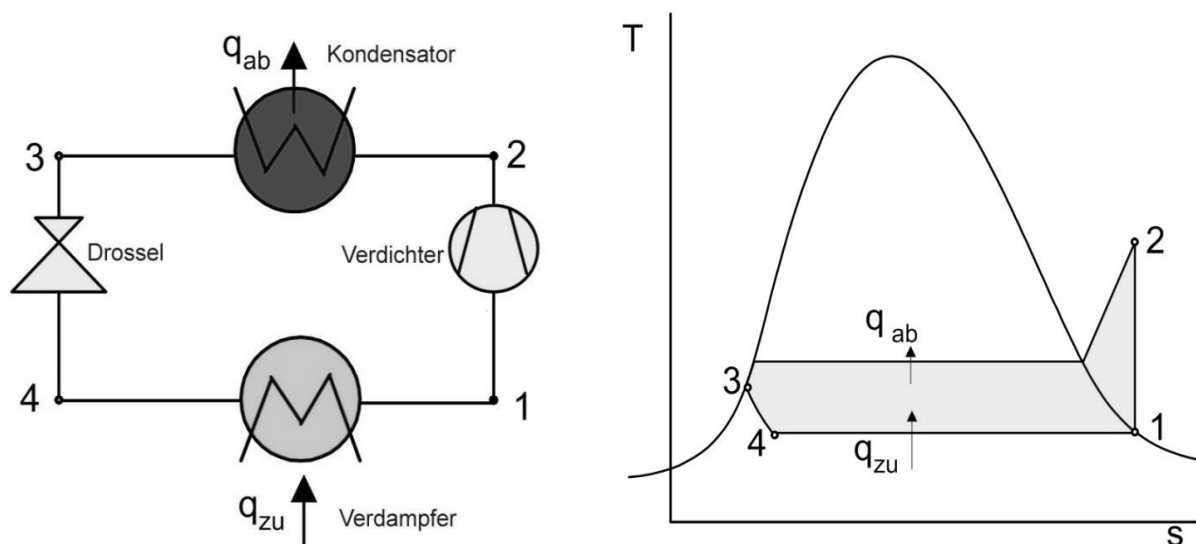


Abbildung 1 - Schaltbild einer Kompressions-WP und dazugehörige Darstellung im T-s-Diagramm [42]

### 2.1.1.2 Absorption-Wärmepumpe

Die Absorptions-Wärmepumpe hat ebenso einen Kondensator, welcher Nutzwärme abgibt, eine Drossel und einen Verdampfer, aber die Verdichtung erfolgt nicht mechanisch, sondern thermisch durch den „Lösungskreis zwischen Austreiber und Absorber“ [4]. Das verdampfte Arbeitsmittel wird vom Lösungsmittel im Absorber gelöst, wodurch Wärme frei wird (Nutzenergie), verdichtet und anschließend in den Austreiber gepumpt. Dort wird die Lösung erhitzt (Antriebsenergie) und in Folge dessen das Arbeitsmittel ausgetrieben. Während das Arbeitsmittel in den Kondensator geführt wird, wird das Lösungsmittel vom Absorber in den Austreiber rückgeführt und dort erneut mit dem Arbeitsmittel vermischt.

### 2.1.1.3 Adsorptions-Wärmepumpe

Die Adsorptions-Wärmepumpe gibt die durch Adsorption des Arbeitsmittels an einem festen Sorptionsmittel freiwerdende Wärme ab. Der wesentliche Unterschied von diesem Prinzip gegenüber den zwei vorangegangenen ist, dass das Sorptionsmittel

nicht umgewälzt werden kann und somit die Adsorptions-Wärmepumpe diskontinuierlich arbeitet.

## 2.1.2 Einteilung nach Wärmequellen

Eine weitere Möglichkeit der Einteilung von Wärmepumpen ist die Einteilung anhand der genutzten Wärmequelle.

### 2.1.2.1 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Der große Vorteil der Luft-Wasser-Wärmepumpe ist das Luft ein ständig vorhandenes, in großen Mengen verfügbares Medium ist und die Erschließung kaum einen Mehraufwand in Bezug auf die Kosten bedeutet. Problematisch sind jedoch der schlechte Wärmeübergangskoeffizient von Luft, was große Apparate bedingt, und die schwankenden Umgebungstemperaturen. Bei geringen Temperaturen, wenn der Heizbedarf am größten ist, ist auch der notwendige Temperaturhub am größten und somit nimmt die Effizienz der Wärmepumpe ab.

Bei der Installation der Luft-Wasser-Wärmepumpe kann zwischen drei Ausführungen unterschieden werden, die jeweils Probleme der Geräuschbildung und Vereisung unterschiedlich berücksichtigen. Die Wärmepumpe kann entweder außerhalb des Gebäudes, in einer Split-Ausführung auf innen und außen geteilt oder zur Gänze in dem zu beheizenden Gebäude aufgestellt werden. [4]

### 2.1.2.2 Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor

Die Sole-Wasser-Wärmepumpen nutzen die in der Erde gespeicherte Energie. Die Sole besteht meist aus einem Wasser-Glykol Gemisch und dient als Wärmeüberträger. Das Glykol wird hinzugefügt, um ein Gefrieren der Sole zu verhindern. Der Glykol-Anteil wird dabei in Abhängigkeit von den tiefsten zu erwartenden Temperaturen gewählt. Zur Erschließung des Erdreiches gibt es mehrere Möglichkeiten, einerseits durch die Verlegung von Kollektoren in oberflächennaher Umgebung und andererseits durch Tiefenbohrungen.

#### *Oberflächennahe Kollektoren*

Das oberflächennahe Erdreich ist Schwankungen in der Temperatur, abhängig von der Jahreszeit und der solaren Einstrahlung, unterworfen (siehe Abbildung 2). Die im Winter erreichten niedrigen Temperaturen senken die Effizienz der Wärmepumpe und machen den Einsatz der Sole notwendig, um ein Gefrieren des Wärmeträgerme-

diums in den Rohrleitungen zu verhindern. Zudem muss auf eine ausreichende Regeneration des Erdreiches geachtet werden, da der Wärmeentzug ohne Regeneration die naheliegende Umwelt beeinflussen würde. Im Normalfall ist hierzu die erhöhte solare Einstrahlung und die Regeneration durch Sickerwasser in Kombination mit dem geringen Wärmebedarf im Sommer ausreichend. Ist der Kollektor jedoch unter dem Gebäude installiert, muss auf dieses Problem gesondert eingegangen werden. Die Wärmeleitfähigkeit des Bodens hängt stark von dessen Beschaffenheit ab. Feuchtigkeit, Porengröße, Feststoffzusammensetzung und –anteil haben einen erheblichen Einfluss und machen daher die Einschätzung der Bodeneigenschaften schwierig. Nach Bewertungsnormen, wie z.B. VDI 4640, kann jedoch die durchschnittlich entziehbare Wärmeleistung horizontaler Erdwärmekollektoren für unterschiedliche Volllaststunden in Abhängigkeit von der Bodenbeschaffenheit abgeschätzt werden. [4]

Der aus Kunststoffrohren bestehende Kollektor selbst wird meist horizontal in einer Tiefe zwischen 1,0 m und 1,5 m verlegt. Die deutlich reduzierten Kosten bei der Installation sind der große Vorteil des horizontal verlegten Erdwärmekollektors gegenüber der Erdwärmesonde. Alternative Einbaumöglichkeiten wie Kapillarrohrratten und Korbkollektoren sind meist nicht rentabel und nur als Sonderlösung im Einsatz. Der Grabenkollektor, bei dem die Rohre vertikal übereinander und leicht versetzt in einer Tiefe von 2 bis 3 Metern angeordnet sind, bietet jedoch eine „technisch und wirtschaftlich sinnvolle Alternative bei energieeffizienten Neubauten“ gegenüber dem herkömmlichen horizontal verlegten Kollektor. [5]

#### *Nutzung der Erdwärme durch vertikale Sonden*

Durch Bohrungen unter 10 Meter werden erst konstante beziehungsweise mit zunehmender Tiefe sogar leicht steigende Wärmequellentemperaturen erreicht, da der Einfluss der klimatischen Bedingungen an der Oberfläche in diesen Tiefen bereits nachrangig ist. Deshalb entsteht bei Erdwärmesonden jedoch auch gleichzeitig die Gefahr der Unterdimensionierung, da bei zu großem Wärmeentzug das Erdreich sich nicht selbst regenerieren kann. Des Weiteren ist die Erschließung der tieferen Erdschichten deutlich kostenintensiver als die Erdarbeiten bei horizontal verlegten Kollektoren und in gewissen Regionen, wie zum Beispiel in Schutzgebieten, nicht zuläs-

sig. Der Vorteil der Erdwärmesonden ist allerdings der deutlich geringere Platzbedarf, weshalb sie vor allem in urbanen Gebieten zum Einsatz kommen.

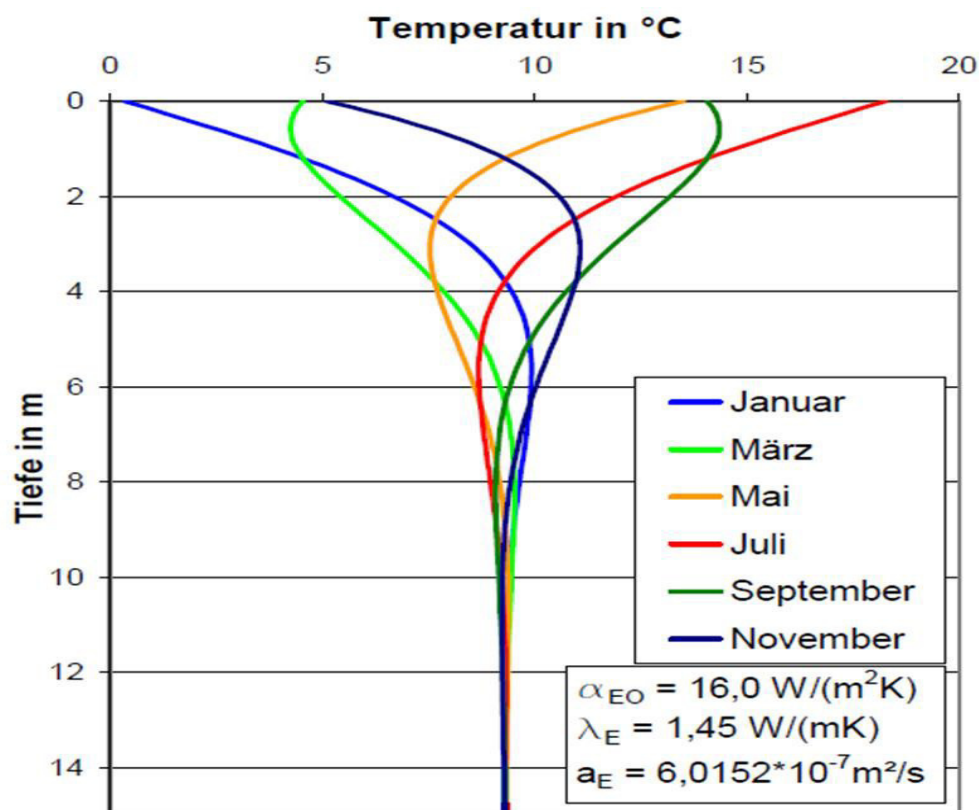


Abbildung 2 - Temperaturverlauf des oberflächennahen Erdreichs zu unterschiedlichen Jahreszeiten [5]

Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Temperatur des Erdreichs bis zu einer Tiefe von 15 Metern bei unterschiedlichen Jahreszeiten. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass unabhängig von der Jahreszeit, die Temperatur ab einer Tiefe von ca. 10 Metern annähernd konstant ist. Abbildung 2 wurde der Doktorarbeit „Bewertung und Optimierung oberflächennaher Erdwärmekollektoren für verschiedene Lastfälle“ [5] entnommen, in welcher unter anderem der Temperaturverlauf des Erdreichs simuliert wurde. Die Bedeutung der in Abbildung 2 angeführten Parameter sind dieser zu entnehmen und werden in dieser Arbeit nicht weiter erläutert.

### 2.1.3 Kennzahlen zur Bewertung von Wärmepumpen

Zum Vergleich der Effizienz mehrerer Wärmepumpen wird häufig die Leistungszahl  $\epsilon$ , in weiterer Folge die Jahresarbeitszahl  $\beta_a$ , und der Wärmepumpen-Gütegrad  $\eta_{WP}$  herangezogen. Die Leistungszahl ergibt sich aus der Heizleistung  $Q_{Kond}$ , dem äuße-

ren Verdichterwirkungsgrad  $\eta_{Verd}$  und der Arbeit des Verdichters  $P_{Verd}$  unter bestimmten Betriebsbedingungen. Hersteller geben daher die Leistungszahl ihrer Wärmepumpe immer in Kombination mit den Temperaturen der Quelle und Senke an.

$$\varepsilon = \frac{Q_{Kond} * \eta_{Verd}}{P_{Verd}} = \eta_{Verd} * \left( \frac{Q_{evap}}{P_{Verd}} + 1 \right) \quad (1)$$

Weichen die Betriebsbedingungen ab, was im realen Betrieb der Fall ist, und wird zur elektrischen Leistung des Verdichters auch noch der restliche Energiebedarf der Wärmepumpe (Regelung, Drossel, Verluste, Umwälzpumpe für Wärmequelle, etc.) addiert, wird das Verhältnis als Arbeitszahl  $\beta$  bezeichnet. Die Arbeitszahl bezieht sich auf tatsächlich in der Praxis gemessene Werte einer installierten Wärmepumpe und ist daher aussagekräftiger als die Leistungszahl, da sie abweichende Betriebsbedingungen wie schwankende Temperaturverläufe von Quelle und Senke berücksichtigt. Wird die Arbeitszahl über ein Jahr ermittelt, so wird sie als Jahresarbeitszahl bezeichnet.

Der Gütegrad ergibt sich aus dem Verhältnis der tatsächlichen Leistungszahl und der Leistungszahl des idealen Kreisprozesses  $\varepsilon_c$ . Die ideale Leistungszahl lässt sich anhand des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik, als durch den Carnot-Wirkungsgrad  $\eta_c$  begrenzten Wert, darstellen.  $T_{Senke}$  entspricht der Temperatur der Wärmesenke, also dem Verbraucher, und  $T_{Quelle}$  der Temperatur der Wärmequelle, z.B. des Erdreiches.

$$\varepsilon_c = \frac{1}{\eta_c} = \frac{T_{Senke}}{T_{Senke} - T_{Quelle}} \quad (2)$$

$$\eta_{WP} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_c} \quad (3)$$

Aus der idealen Leistungszahl wird bereits ersichtlich, dass die Effizienz einer Wärmepumpe stark vom notwendigen Temperaturhub abhängt. Bei einer geringen Differenz zwischen  $T_{Senke}$  und  $T_{Quelle}$  ist die Leistungszahl höher. Diese Erkenntnis ist in Bezug auf die Kombination einer Wärmepumpe mit TABs besonders interessant, da TABs im Vergleich zu Hochtemperatur-Wärmeabgabesystemen (z.B. Heizkörper) deutlich geringere Vorlauftemperaturen benötigen.

Die Kennzahlen sind sowohl für die Bewertung der Sorptionswärmepumpen als auch der Kompressions-Wärmepumpe gültig, müssen aber hinsichtlich ihrer Arbeits- und Nutzenergie adaptiert werden. [4]

## 2.2 Solarsysteme

Die Gesamtheit der auf der Erdoberfläche auftreffenden Sonnenstrahlen, genannt Globalstrahlung, birgt ein enormes Potential hinsichtlich ihrer Nutzung als Primärenergiequelle. Die maximale Strahlungsleistung der Globalstrahlung beträgt ca.  $1.000 \text{ W/m}^2$ . Dieser Wert ist über die gesamte Erdoberfläche gemittelt und hängt natürlich stark von der Jahreszeit und dem Breitengrad ab. Bei der Globalstrahlung muss zusätzlich noch zwischen direkter und diffuser Strahlung unterschieden werden. Durch Dunst, Staubpartikel, etc. wird ein Teil der Strahlung abgelenkt, trifft also nicht direkt auf der Erdoberfläche auf. Dieser Anteil wird als diffuse Strahlung bezeichnet und beträgt in Mitteleuropa zwischen 40 und 60% [6]. Der restliche Anteil trifft direkt auf der Erdoberfläche auf und kann technisch genutzt werden. Dazu werden zwei technisch unterschiedliche Systeme eingesetzt: Die Umwandlung der Strahlungsenergie in elektrische Energie (Photovoltaik) und die Übertragung der Strahlungsenergie in thermische Energie (Solarthermie).

### 2.2.1 Photovoltaik (PV)

Die Umwandlung der Strahlungsenergie in elektrische Energie erfolgt unter Ausnutzung des photoelektrischen Effekts durch Solarzellen. Solarzellen bestehen aus zwei Halbleiter-Schichten, welche meist aus hochreinem Silizium bestehen und gezielt durch jeweils ein weiteres Element (z.B. Bor und Phosphor) dotiert sind. Die dickere Schicht wird als p-Schicht (Basis) und die dünnere als n-Schicht (Emitter) bezeichnet. An deren Grenzschicht wirken innere elektrische Feldkräfte. Trifft Solarstrahlung auf die Solarzelle, entstehen bewegliche Elektronen und „Löcher“ im Übergang, welche durch die wirkenden Feldkräfte an der Grenzschicht in unterschiedliche Richtungen gelenkt werden. Die Elektronen werden in das p-Gebiet beschleunigt, die „Löcher“ ins n-Gebiet. Die aufgrund der Ladungstrennung entstehende elektrische Spannung kann anschließend über Metallkontakte an der Vorder- und Rückseite der Solarzelle abgegriffen und als Gleichstrom zu einem Verbraucher geführt werden.

Ohne die elektrischen Feldkräfte würde es zu einer Rekombination von Elektron und Loch kommen und die Energie als Wärme abgegeben werden [7].

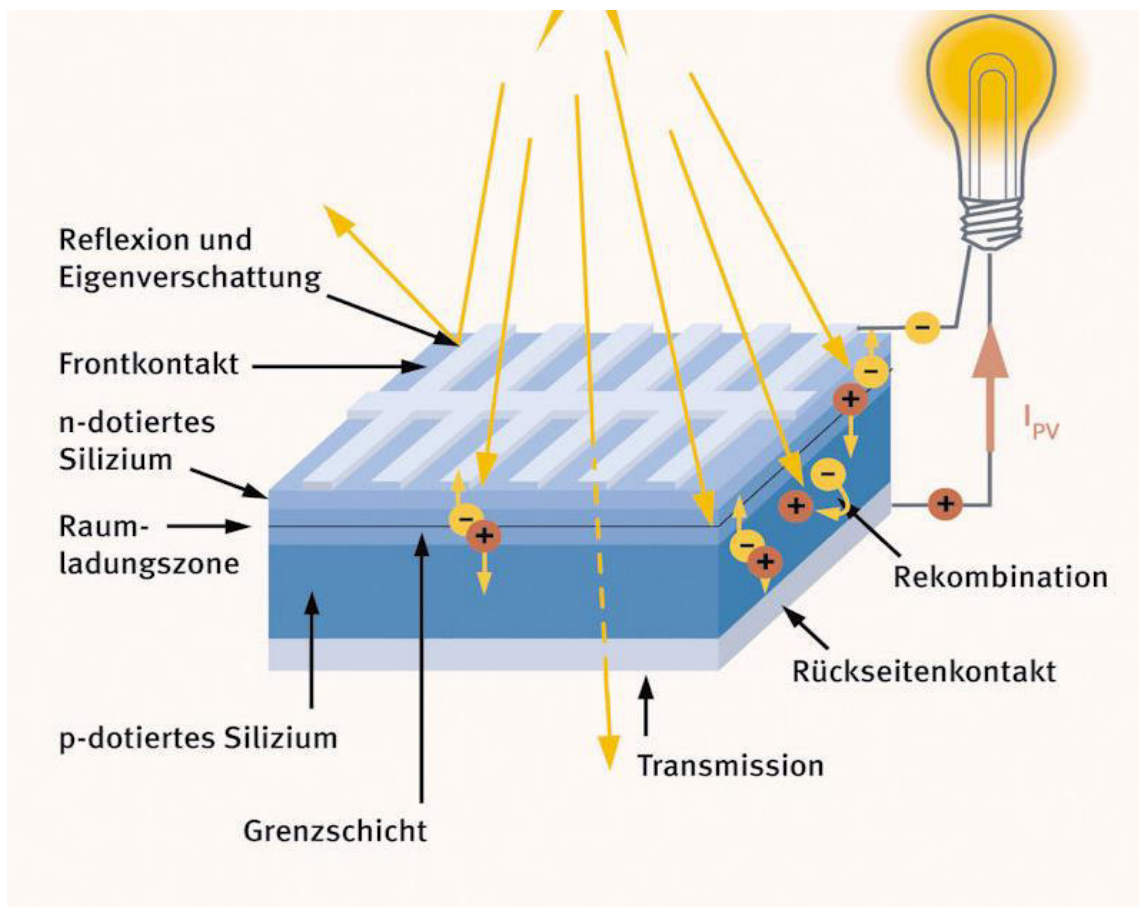


Abbildung 3 - Aufbau einer Silizium-Solarzelle [41]

In Abbildung 3 ist der schematische Aufbau einer Silizium-Solarzelle dargestellt. Um die dargestellte Reflexion zu minimieren wird eine Antireflexionsfolie auf der n-Schicht aufgetragen. Zur Reduktion der Eigenverschattung werden entweder gitterartige Kontaktsysteme auf der beschienenen Seite angebracht oder vollkommen transparente, leitfähige Schichten.

Im Jahr 2013 wurde für 90% der produzierten Solarzellen der Halbleiter Silizium verwendet [8]. Im kommerziellen Bereich wird in der Solarzellentechnologie monokristallines, polykristallines oder amorphes Silizium verwendet, was in unterschiedlichen baulichen Ausführungen (Technologien) resultiert. Die Wafer-basierte Technologie, welche kristallines Silizium verwendet, ist dabei mit 90% vorherrschend. Solarzellen, welche auf der Dünnschicht-Technologie basieren, machen etwa 10% der auf Silizium basierten Solarzellen aus und können zusätzlich auch als Cadmium-Tellurid und

CIGS-Zellen ausgeführt werden. Die unterschiedlichen Wirkungsgrade (Stand 2012) der einzelnen Solarzellen sind in Tabelle 1 angeführt.

Tabelle 1- Wirkungsgrade marktrelevanter Solarzellentypen [4]

<b>Bezeichnung</b>	<b>Kristallin</b>	<b>Dünn- schicht</b>	<b>Maximaler Zell-Wirkungsgrad im Labor [%]</b>	<b>Maximaler Zell-Wirkungsgrad Serienfertigung [%]</b>
Monokristallines	X		25	16-18
Polykristallines Sili-	X		20,4	15-16,5
Amorphes		X	12,5	7,5
Cadmium-Tellurid		X	17,3	14,4
Kupfer-Indium-		X	20,3	14,7

Weitere technische Realisierungen wie Tandem- oder Triplezellen befinden sich noch in der Entwicklung, beziehungsweise werden in kleintechnischem Rahmen produziert und finden deshalb in dieser Arbeit keine weitere Erwähnung. [4]

## 2.2.2 Solarthermie (ST)

### 2.2.2.1 Kollektorarten

Zur Umwandlung von Strahlungsenergie in thermisch nutzbare Energie existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Kollektoren, die sich in Bauweise, Einsatzbereich und Wärmeträgermedium unterscheiden. Generell kann jedoch zwischen 4 Grundbautypen unterschieden werden:

- Kunststoffabsorber ohne Abdeckung
- Flachkollektoren
- Vakuum-Röhrenkollektoren
- Compound Parabolic Concentrator (CPC) - und Optimized Parabolic Collector (OPC) -Kollektoren [4]

#### Kunststoffabsorber

Das Wärmeträgermedium Wasser wird hierbei durch dunkle Matten oder Schläuche geleitet, welche aus Kunststoff bestehen und UV-beständig sind. Dabei wird das



Wasser erwärmt und kann zum Beispiel zur Beheizung des Schwimmbades genutzt werden. Im Normalfall ist der Kunststoffabsorber nicht isoliert und daher sehr günstig in der Anschaffung. Die mittlere Arbeitstemperatur von Kunststoffabsorbern liegt zwischen 0-30°C.

#### Flachkollektoren

Der Flachkollektor, wie in Abbildung 4 dargestellt, besteht im Wesentlichen aus vier Komponenten: dem Absorber, der Glasabdeckung, der Wärmedämmung und dem Gehäuse. In das aus Blech oder Holz bestehende Gehäuse wird entlang der Rück- und Schmalseiten eine Wärmedämmung ausgelegt, um Wärmeverluste zu minimieren. Der Absorber besteht meist aus Kupfer mit hochselektiver Beschichtung und wird auf die Wärmedämmung aufgelegt. Als Wärmeträgermedium wird Wasser oder eine Wasser-Glykol-Mischung eingesetzt. Das Gehäuse wird durch ein Solarglas verschlossen, welches einen möglichst geringen Eisenanteil aufweisen sollte, damit eine hohe Durchlässigkeit für die Solarstrahlen ermöglicht wird. Zudem muss das Glas als Sicherheitsglas ausgeführt werden, um Belastungen durch z.B. Hagelkörner standzuhalten. Der Flachkollektor hat eine mittlere Arbeitstemperatur zwischen 20-80°C. Es gibt auch technische Ausführungen, bei denen der Zwischenraum von Absorber und Glasabdeckung evakuiert ist und höhere Arbeitstemperaturen (bis 120°C) erreicht werden (siehe Abbildung 6).

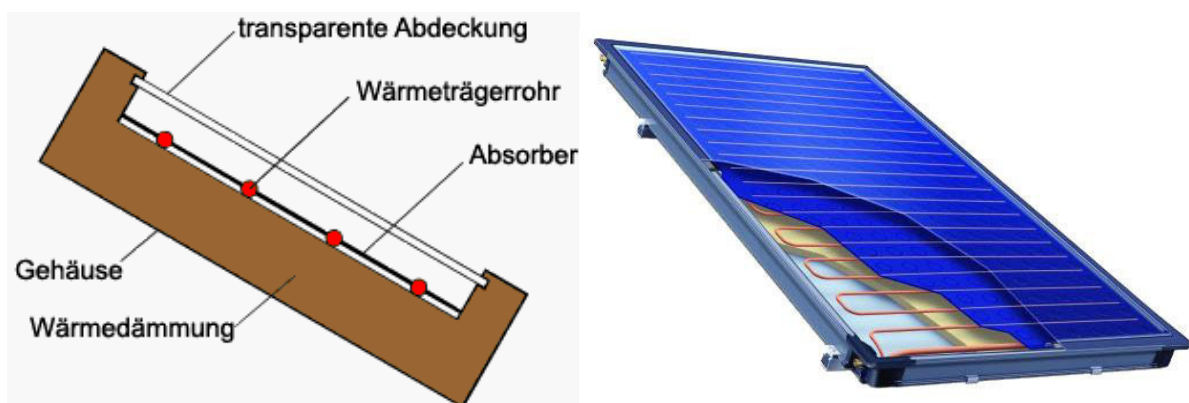


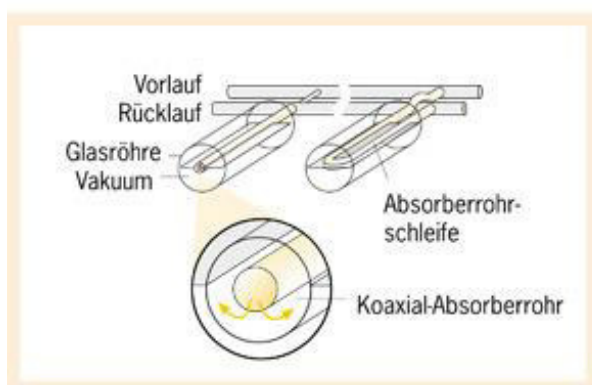
Abbildung 4 - Aufbau Flachkollektor [39], [40]

#### Vakuum-Röhrenkollektoren

Im Vakuum-Röhrenkollektor wird der Raum zwischen Glasröhre und Absorber evakuiert, wodurch die Wärmeverluste durch Konvektion erheblich reduziert und die möglichen Betriebstemperaturen gesteigert werden. In der baulichen Ausführung muss dabei zwischen direkt durchströmten und „Heat-Pipe“-Kollektoren unterschieden

werden. Die direkt durchströmten Kollektoren bieten dabei den Vorteil, dass sie keine Mindestneigung benötigen. In den Heat-Pipe-Kollektoren wird ein Medium mit geringer Siedetemperatur (häufig ein Alkohol) in kleinen Röhren verdampft. Dadurch steigt der Alkohol auf und gibt am Ende der Röhre seine Energie durch Kondensation an das eigentliche Wärmeträgermedium ab. Die kondensierte Flüssigkeit sammelt sich am Rohrende und der Kreislauf beginnt von neuem. Diese Ausführung erfordert eine Mindestneigung, hat aber den Vorteil, dass der Kollektor gegen Überhitzen eigensicher ist. [6]

#### Direkt durchströmte Vakuumröhren



#### Wärmerohr („heat pipe“)

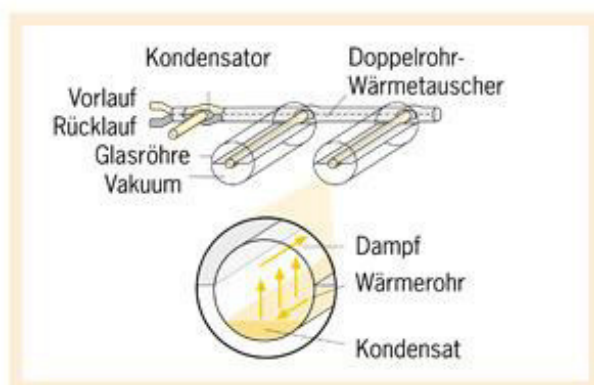


Abbildung 5 - Vakuum-Röhrenkollektoren [38]

#### Konzentrierende Kollektoren

Vakuum-Röhrenkollektoren können bei Bedarf mit konzentrierenden Spiegelflächen erweitert werden, wodurch Teile der auf die Rückseite des Absorbers einfallenden Strahlung reflektiert werden und somit die genutzte Absorberfläche erhöht wird. Abhängig von der Form der Spiegel wird zwischen „compound parabolic concentrator“ (CPC) und „optimized parabolic collector“ (OPC) unterschieden.

Allgemein ist zur Auswahl des geeigneten Kollektors vor allem der geforderte Temperaturbereich das ausschlaggebende Kriterium. In Abbildung 6 sind die Kennlinien der unterschiedlichen Kollektortypen in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebungstemperatur dargestellt.

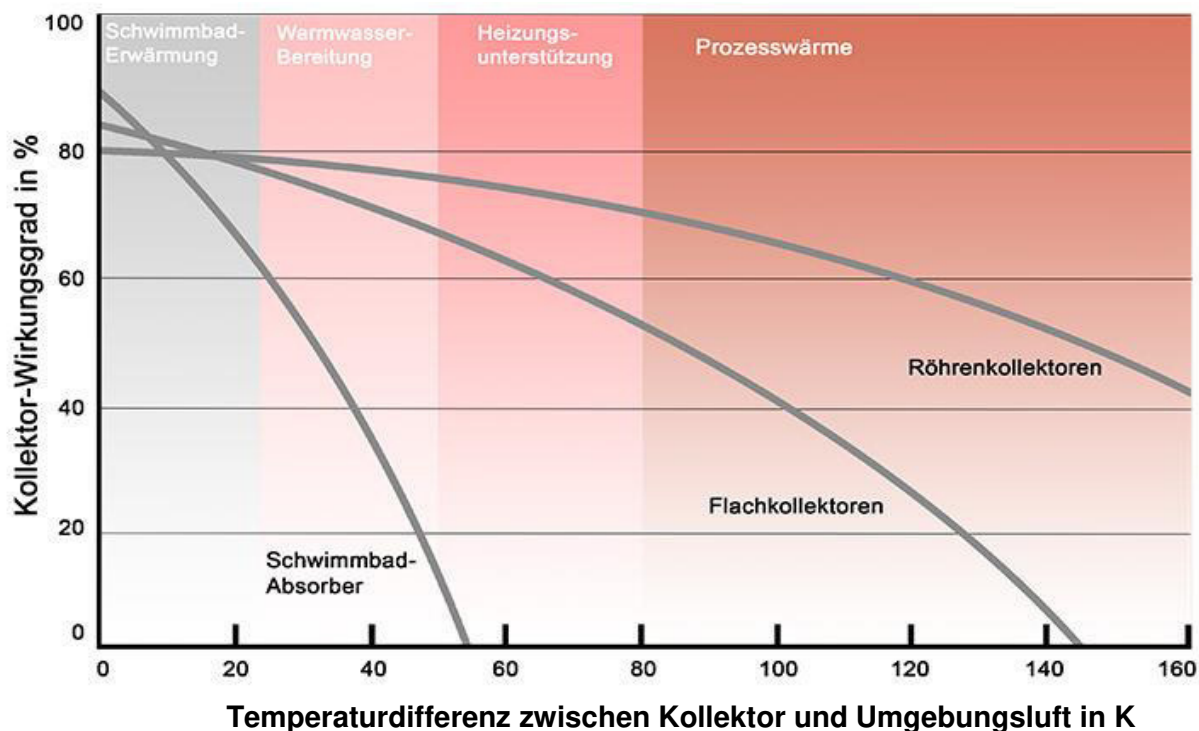


Abbildung 6 - Kennlinien und Einsatzgebiete unterschiedlicher Kollektortypen [37]

In Abbildung 6 wird ersichtlich, dass Röhrenkollektoren sowohl bei der Warmwasserbereitung, als auch bei der Heizungsunterstützung, einen höheren Wirkungsgrad als Flachkollektoren erreichen. Allerdings sind die Herstellungskosten von Röhrenkollektoren in etwa doppelt so hoch [9], weshalb der Flachkollektor die in Österreich am weitesten verbreitete Bauart von Kollektoren ist.

## 2.3 Konventionelle Energiespeicher

Die von Solarkollektoren bereitgestellte Wärme ist stark abhängig von Wetter, Tages- und Jahreszeit. Die Überschneidung von Wärmebedarf und –angebot ist gering, weshalb Solaranlagen häufig mit großen Schichtspeichern kombiniert werden. Der Speicher fungiert dabei als Wärmesenke, da er die von der Solaranlage produzierte Wärme speichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung stellen kann. Dies ist auch wichtig zur Überbrückung von Schlechtwetterperioden. Das bevorzugte Speichermedium ist Wasser, da es neben einer hohen spezifischen Wärmekapazität auch Vorteile in Kosten, Verfügbarkeit und Umweltverträglichkeit gegenüber anderen Speichermedien bietet. Durch den Dichteunterschied des Wassers bei unterschiedlichen Temperaturen kann die Wärme geschichtet in mehreren Lagen gespeichert und entnommen werden. Dies ist besonders in Kombination mit Solaran-

lagen von Vorteil, da selbst bei geringer Sonneneinstrahlung ein guter Kollektorwirkungsgrad erreicht werden kann.

Um die Verluste des Speichers möglichst gering zu halten, sind auf eine ausreichende Isolierung und adäquate Anschlüsse zu achten. Die richtige Auslegung der Anschlüsse ist für die Gewährleistung der Schichtspeicherung notwendig, was eine Reduktion der Gesamtspeicherverluste von bis zu 15 % ermöglicht [6].

In der Anwendung wird zwischen Energie- und Brauchwasserspeichern unterschieden. Reine Energiespeicher sind mit aufbereitetem Heizungswasser gefüllt und haben geringere Anforderungen an Korrosionsschutz, da der Heizkreislauf geschlossen ist und somit kein zusätzlicher Sauerstoffeintrag stattfindet. Sie dienen der Versorgung der Heizkreise oder geben ihre Wärme über Wärmetauscher an das zu erwärmende Frischwasser ab. Brauchwasserspeicher haben höhere Anforderungen an Korrosionsschutz und sind daher teurer in der Anschaffung. Sie werden in Kombination mit Solaranlagen nur für kleine Anlagen ohne zusätzliche Raumheizungsunterstützung eingesetzt.

## 2.4 Thermisch aktivierte Bauteile

Als thermisch aktivierte Bauteile bezeichnet man Systeme bei denen der bereits vorhandene Beton in Decken und Böden eines Gebäudes als Speichermasse und Wärmeübertragungsfläche genutzt wird. Dazu werden Rohrleitungen in dem Betonkern in mäander- oder spiralförmiger Rohrschlangenführung verlegt und mit Wasser als Wärmeträgermedium befüllt. Die Rohre bestehen zumeist aus Kunststoff mit einem Durchmesser zwischen 15 und 20 mm und der Verlegeabstand variiert im Normalfall zwischen 10 und 30 cm. [10] In Abbildung 7 sieht man den generellen Aufbau des Fußbodens und die unterschiedlichen Möglichkeiten, auf welcher Ebene die Rohrleitungen verlegt werden können. Im Falle dieser Arbeit wird die in Abbildung 7 dargestellte Betonkerntemperierung als TAB verstanden und die Fußbodentemperierung in weiterer Folge als Fußbodenheizung (FBH) bezeichnet.

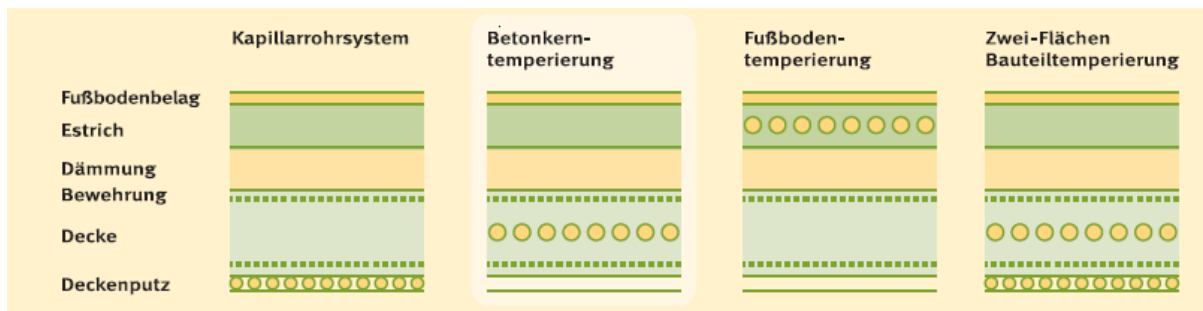


Abbildung 7 - Aufbau und Vergleich unterschiedlicher Verlegeebenen für TAB [10]

Bei dem oben dargestellten Aufbau der TAB werden in etwa 2 Drittel der Wärme über die Decke abgegeben und nur 1 Drittel über den Boden. Dies folgt, da Dämmung, Estrich und der Fußbodenbelag den Wärmefluss nach oben hin mindern. Dieses Verhalten des thermisch aktivierten Bauteils wurde auch von K. Kreč [11] simuliert und ist für den Heizfall in Abbildung 8 dargestellt. Die Dichte der Linien in Abbildung 8 (rechts) ist proportional zu dem Wärmestrom. Der Abstand zwischen 2 Linien entspricht  $0,2 \text{ W/m}^2$ . Die flächenbezogene Wärmeabgabeleistung  $q_w$  wird über die Heizmitteltemperatur  $\Theta_r$ , die Luftmitteltemperatur  $\Theta_u$  des beheizten Raumes und den flächenbezogenen Leitwert  $\Lambda_{r,u}$  ermittelt.

$$q_w = \Lambda_{r,u} * (\Theta_r - \Theta_u) \quad (4)$$

Der flächenbezogene Leitwert ist abhängig von dem Verlegeabstand der Rohrleitungen und kann bei einem Abstand von 5 cm bis 50 cm durch ein Polynom zweiten Grades angenähert werden. [11]

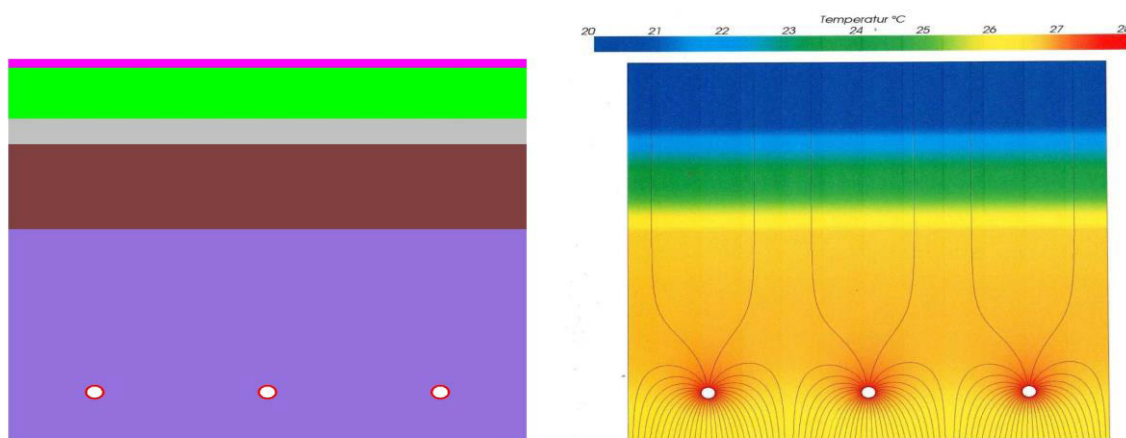


Abbildung 8 - Wärmefluss innerhalb eines thermisch aktivierten Bauteils [11]

In der Praxis werden TAB auch ohne Dämmung und Estrich ausgeführt, was in einer erhöhten Wärmeabgabe über den Boden resultiert.

TAB können im Allgemeinen sowohl zur Heizung, als auch zur Kühlung verwendet werden, während die Fußbodenheizung nur begrenzt für die Kühlung der Räume genutzt werden kann. Das Verhalten von TAB kann dabei modellhaft in 3 Phasen aufgeteilt werden: *Laden*, *Speichern* und *Entladen*.

Während der *Beladung* durchströmt das Wärmeträgermedium die Rohrleitungen und in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen Wasser und Beton (Heizfall) steigt die Temperatur des Betons. Durch die langsame Wärmeabgabe kann die untertags erzeugte, im Bauteil gespeicherte Wärme zu einem späteren Zeitpunkt noch genutzt werden. Die Phasen *Speichern* und *Entladen* finden simultan statt, da bei einer vorhandenen Temperaturdifferenz zwischen Raumluft und Speichermasse immer ein Wärmeaustausch stattfindet. Aber durch die langsame Wärmeabgabe kommt es zu einer Verschiebung der thermischen Lasten in die Nachtstunden. Der Anteil der Wärmeabgabe der TAB an den Raum durch Strahlung beträgt 60% und durch Konvektion 40% [10]. Aufgrund dieser Trägheit kann der Raumnutzer keinen direkten Einfluss auf die Raumtemperatur nehmen, weshalb eine intelligente Regelung unabdingbar ist, um Temperaturen innerhalb des Komfortbereichs zu garantieren, wenn kein zusätzliches System zur Raumkühlung/-heizung installiert ist. Die Trägheit der TAB ist dabei deutlich höher, als jene der Fußbodenheizung.

Ein großer Vorteil der TAB sind die großen Übertragungsflächen, welche die Beheizung mit verhältnismäßig niedrigen Temperaturen (max. 29°C) [10] im Vergleich zu konventionellen Wärmeabgabesystemen, wie z.B. Heizkörpern, ermöglichen. Dies ermöglicht eine effiziente Kombination von TAB mit Wärmeerzeugern wie Solarkollektoren oder Wärmepumpen. Durch die niedrigen Vorlauftemperaturen verringert sich der notwendige Temperaturhub und steigert somit, im Falle der Wärmepumpe, die Effizienz (höhere JAZ) und verringert dadurch gleichzeitig deren elektrischen Energiebedarf. Im Falle der Solarthermie lässt sich die Nutzung niederenergetischer Temperaturbereiche realisieren. Ein weiterer Vorteil ist die gleichmäßige Temperatur über den gesamten Raum und die geringe Temperaturdifferenz zwischen Oberfläche und Raumluft, welche als angenehm empfunden wird. [12]

## 2.5 Hydraulische Weiche

Eine hydraulische Weiche dient der Entkopplung von Primär- und Sekundärkreis und wird vorwiegend bei Heizungsanlagen eingesetzt. Diese Entkopplung ist notwendig, wenn unterschiedliche Volumsströme zwischen Primär- und Sekundärkreis auftreten können. Die Entkopplung verhindert eine Unterversorgung der einzelnen Heizkreise, macht aber eine Umwälzpumpe für jeden Heizkreis notwendig. Im einfachsten Fall ist eine hydraulische Weiche eine Rohrleitung mit großem Innendurchmesser und Anschluss zu Vor- bzw. Rücklauf von beiden Heizkreisen. Aufgrund des Dichteunterschieds des Wassers innerhalb der hydraulischen Weiche, verursacht durch die unterschiedlichen Temperaturen, stellt sich eine Temperaturschichtung ein. An der Oberseite wird im Regelfall der warme Vorlauf geführt, auf der Unterseite der kalte Rücklauf. Ist der Volumsstrom des Primärkreises gleich dem des Sekundärkreises, so bleiben die Temperatur des Vorlaufs bei Ein- und Austritt gleich (siehe Abbildung 9 (a)). Im Falle Abbildung 9 (b) ist der Volumsstrom des Vorlaufs größer, weshalb ein Teil des Vorlaufvolumenstroms  $V_1$  mit dem Rücklauf  $R_1$  wieder abgeführt wird und sich somit die Temperatur  $T_{R1}$  erhöht. In Abbildung 9 (c) findet genau der gegenteilige Prozess statt. Der Volumsstrom des Rücklaufes ist größer, weshalb er mit  $V_2$  vermengt wird und die Temperatur  $T_{V2}$  herabsenkt. Um einen großen Druckverlust innerhalb der hydraulischen Weiche zu vermeiden, wird bei der Dimensionierung darauf geachtet, möglichst geringe Strömungsgeschwindigkeiten in der Ausgleichsleitung zu erhalten. Mit dem maximalen Durchsatz und der maximalen Geschwindigkeit der Ausgleichsströmung von 0,2 m/s lässt sich der notwendige Durchmesser der hydraulischen Weiche abschätzen. Aufgrund dieser geringen Strömungsgeschwindigkeiten eignet sich eine hydraulische Weiche auch zur Schlammabscheidung.[13]

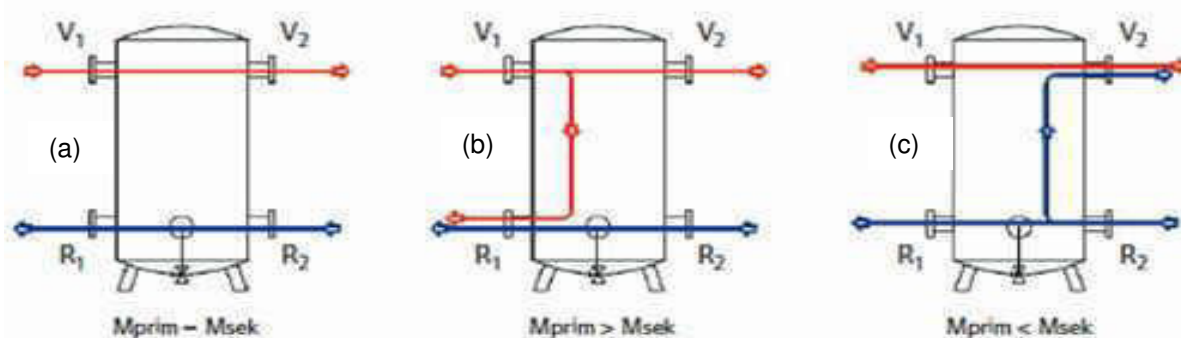


Abbildung 9 - Betriebszustände einer hydraulischen Weiche (a), (b) und (c) [36]

## 3 Berechnungsgrundlagen

Um die unterschiedlichen Systeme untereinander vergleichbar zu machen, werden sie sowohl ökonomisch als auch ökologisch bewertet. Die daraus gewonnenen Ergebnisse werden anschließend verglichen und ermöglichen es, die beste Variante für die gegebenen Bedingungen zu ermitteln.

### 3.1 Wirtschaftliche Bewertung

Zur wirtschaftlichen Bewertung wird die Kapitalwertmethode verwendet. Diese Methode ist eine dynamische Investitionskostenanalyse, bei welcher die Investition über einen längeren Zeitraum in periodischen Schritten betrachtet und ausgewertet wird. Dies ermöglicht den direkten Vergleich unterschiedlicher Investitionen.

#### 3.1.1 Kapitalwertmethode

Die Kapitalwertmethode dient der Bewertung einer Investition und berücksichtigt dabei sämtliche Barwerte von Ein- und Auszahlungen, die dieser Investition zugerechnet werden können. Der Barwert bezeichnet dabei den gegenwärtigen Wert einer zukünftigen Zahlung. Die Summe dieser auf den Anfangszeitpunkt  $t_0$  diskontierten Zahlungen wird als Kapitalwert, oder auch Nettobarwert, bezeichnet und stellt die Summe des erwirtschafteten Überschusses/Defizites dar. [14] Mit dem Kalkulationszinssatzes  $i$ , der Anfangsinvestition  $A_0$  zum Zeitpunkt  $t_0$  und den Ein- und Auszahlungen ergibt sich für den Kapitalwert über den Zeitraum  $TN$  folgende Formel:

$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^{TN} \frac{E_t - A_t}{q^t} \quad (5)$$

$E_t$  bezeichnet dabei die Summe aller Einnahmen,  $A_t$  die Summe aller Ausgaben zum Zeitpunkt  $t$  und  $q$  den Aufzinsungsfaktor. Da beinahe sämtliche Zahlungen auch Preisänderungen, wie z.B. durch Inflation oder Energiepreissteigerungen, unterworfen sind, müssen sämtliche Zahlungen auch noch zusätzlich mit einem Preisänderungsfaktor  $r$  bedacht werden. Dadurch ergibt sich der Kapitalwert wie folgt:

$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^{TN} \frac{(E_t - A_t) * r^{t-1}}{q^t} \quad (6)$$



Der verwendete Kalkulationszinssatz ist abhängig von der Art der Finanzierung. Um eine Investition durch eine Fremdkapital-, Eigenkapital- oder Mischfinanzierung richtig abzubilden wird der reale Kalkulationszinssatz aus dem jeweiligen Anteil  $c_i$  der Finanzierungsart am Gesamtinvestitionskapital und dem realen Kalkulationszinsfuß der jeweiligen Finanzierungsart berechnet.

$$i_{real} = c * i_{FK,real} + (1 - c) * i_{EK,real} \quad (7)$$

$$i_{i,real} = \frac{(1 + i_{i,nominal})}{(1 + i_{inflation})} - 1 \quad (8)$$

Des Weiteren müssen bei einer wirtschaftlichen Betrachtung über einen längeren Zeitraum die Lebensdauer der einzelnen Komponenten berücksichtigt werden. Ist die Lebensdauer einer Komponente  $LD_i$  kleiner als der betrachtete Zeitraum  $TN$ , muss diese Komponente erneut gekauft werden. Der ursprüngliche Kaufpreis der Komponente muss wie in Gleichung (6) mit Aufzinsungsfaktor und Preisänderungsfaktor  $q$  zum Zeitpunkt  $t=LD_i+1$  erweitert werden. Dies entspricht dem Ersatzwert  $EW$ . Ist die Lebensdauer größer als der Zeitraum der Nutzung  $t_{nutz}$ , wird der Komponente ein Restwert  $RW$  zugeschrieben. Dieser ergibt sich durch lineare Abschreibung des Ausgangswertes. [15]

$$RW_i = A_{0,i} * \left(1 - \frac{t_{nutz}}{LD_i}\right) \quad (9)$$

$$t_{nutz} = TN, \text{ wenn } LD > TN \quad (10)$$

$$t_{nutz} = LD - TN, \text{ wenn } LD < TN \quad (11)$$

Restwert beziehungsweise Ersatzwert fließen als Einnahmen beziehungsweise Ausgaben in die Berechnung mit ein. Durch Vergleich der Kapitalwerte der unterschiedlichen Systeme kann eine Auswahl für das wirtschaftlich günstigste Konzept getroffen werden, unter der Annahme, dass der Energiebedarf des betrachteten Hauses für alle Systeme gleich beziehungsweise ähnlich ist.

#### *Levelized Cost of Electricity/Energy LCOE*

Eine weitere Vergleichsmöglichkeit der unterschiedlichen Systeme bietet die Berechnung der LCOE (Wärme- oder Energiegestehungskosten). Dabei wird der ermittelte

Kapitalwert  $K$  ins Verhältnis zur diskontierten Nutzenergie gesetzt. Die Diskontierung der Nutzenergie ist laut ISE eine Folge finanzmathematischer Umformungen. „*Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht.*“ [16] Dadurch ergibt sich folgende Gleichung:

$$LCOE = \frac{K}{\sum_{t=1}^{TN} \frac{Q_{\text{nutz}}}{q^t}} \quad (12)$$

## 3.2 Ökologische Bewertung

Die ökologische Analyse dient dazu eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Systems hinsichtlich ihrer  $\text{CO}_2$ - bzw. Treibhausgasemission und ihres Primärenergieverbrauchs herzustellen. Um die ökologische Analyse durchzuführen, ist es zuvor notwendig die Energiebegriffe Primär-, Sekundär-, End- und Nutzenergie zu definieren.

### 3.2.1 Energiebegriffe

Unter *Primärenergie* versteht man sämtliche Energieformen, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden. In diese Kategorie fallen Rohsteinkohle, Rohbraunkohle, Roherdöl, Rohbiomasse, Windkraft, Solarstrahlung und Erdwärme. [17]

Als *Sekundärenergie* bezeichnet man jene Energieformen, die durch Umwandlung in technischen Anlagen aus Primärenergie- oder anderen Sekundärenergieträgern hergestellt worden sind. Zu den Sekundärenergieträgern zählen z.B Steinkohlebriketts, Benzin, Heizöl, Rapsöl und elektrische Energie. Die Umwandlung selbst ist stets mit Verlusten behaftet.

Werden die Primär- oder Sekundärenergieträger zum Verbraucher geführt, so werden diese als *Endenergieträger* bezeichnet. Die tatsächliche *Nutzenergie* entspricht dann dem, um die Verluste der Umwandlung beim Endverbraucher, reduzierten Wert. [18]

Um die Terminologie verständlich zu machen dient folgendes Beispiel: Solarstrahlung (Primärenergie) wird durch eine abseits vom Haus stehende PV-Anlage in elektrische Energie (Sekundärenergie) umgewandelt. Die elektrische Energie wird an-

schließlich unter Verlusten zum Haus geführt (Endenergie) und dort mit einer Glühbirne unter Wärmeverlusten in Licht (Nutzenergie) umgewandelt.

Die Abbildung 10 stellt den Zusammenhang der unterschiedlichen Energiebegriffe grafisch dar.

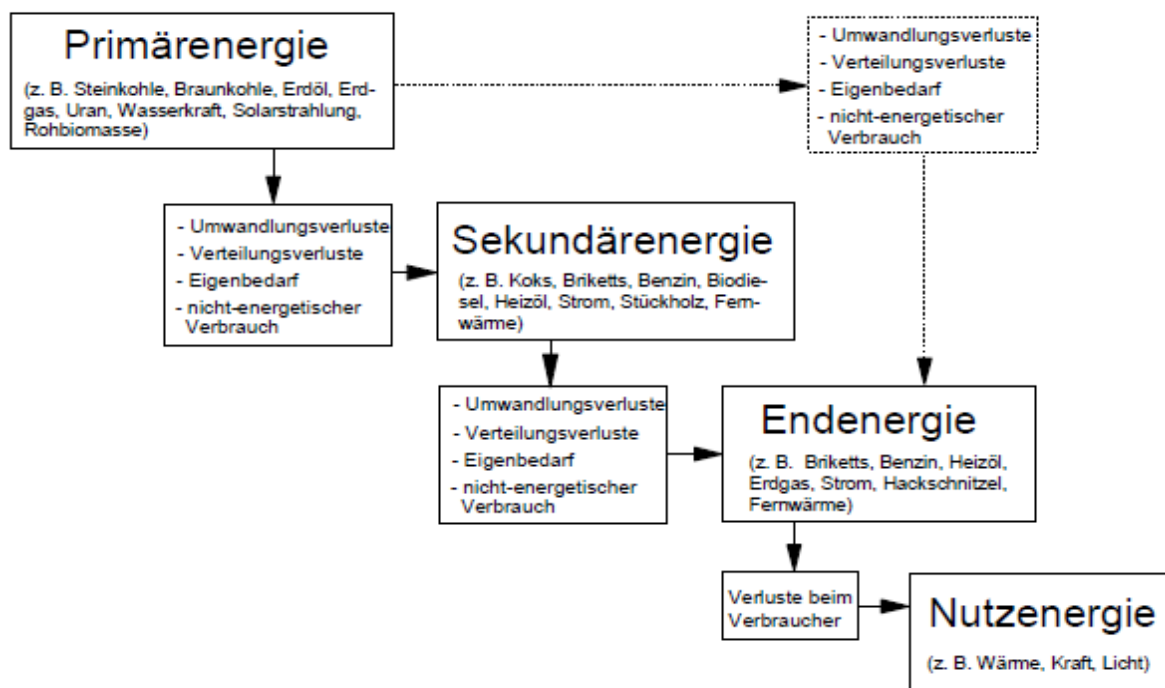


Abbildung 10 - Energieumwandlungskette [17]

Für sämtliche in Kapitel 4 beschriebenen Systeme wird die thermische Nutzenergie des Haushaltes wie folgt definiert:

$$Q_{Nutz} = Q_{DHW} + Q_{Geb} \quad (13)$$

$Q_{DHW}$  beschreibt dabei den Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung und  $Q_{Geb}$  den Wärmebedarf zur Raumheizung, jeweils gemessen an der Wärmesenke.

Die Endenergie, unterteilt in elektrische und thermische, wird wie folgt definiert:

$$W_{el,sys} = W_{end,el} = W_{el,WE} + W_{el,Pumpen} + W_{el,Regelung} \quad (14)$$

$$Q_{end,th} = Q_{solar,nutz} + Q_{WE,nutz} \quad (15)$$

$W_{end,el}$  beschreibt dabei den gesamten Strombedarf des Wärmeversorgungssystems inklusive etwaiger Verluste.  $Q_{solar,nutz}$  bezeichnet den Solarenergieertrag und  $Q_{WE,nutz}$

den Wärmeeintrag der Wärmeerzeuger, jeweils gemessen bei den Sekundärverbrauchern. Für Varianten mit einer PV-Anlage reduziert sich der elektrische Energiebedarf um den von der PV-Anlage produzierten und genutzten Energieeintrag  $W_{el,PV,nutz}$ .

### 3.2.2 Primärenergiebedarf PEB

Zur Ermittlung des PEB eines Systems wird die verbrauchte Endenergie mit dem der Energieform zugehörigen Primärenergiefaktor  $f_{PE}$  multipliziert.

$$PEB_i = W_{End,i} * f_{PE,i} \quad (16)$$

Der Primärenergiefaktor selbst ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen eingesetzter Primärenergie und abgegebener Endenergie. Je höher der Faktor und damit der PEB sind, desto schlechter ist ein System ökologisch zu bewerten. Dabei wird noch zusätzlich zwischen fossilem, erneuerbarem und gesamtem Primärenergiefaktor unterschieden. Für den fossilen Primärenergiefaktor wird nur der fossile Anteil der Energieträger berücksichtigt, für den erneuerbaren nur die erneuerbaren Energieträger und das gibt in Summe den gesamten Primärenergiefaktor. Die Faktoren können unter anderem den OIB-Richtlinien entnommen werden oder mit Programmen, wie z.B. GEMIS, berechnet werden. In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die für die Berechnung verwendeten Primärenergiefaktoren, laut OIB 6 [19], abgebildet.

Tabelle 2 - Primärenergiefaktoren laut OIB 6 (2015) [19]

	<b>Primärenergiefaktor gesamt [-]</b>	<b>Primärenergiefaktor fossil [-]</b>	<b>CO<sub>2</sub> – Äquivalent [g/kWh]</b>
Strom	1,91	1,32	276
Heizöl	1,23	1,23	311
Biomasse	1,08	0,06	4
Gas	1,17	1,32	236

Die Umweltenergien Solarenergie, Geothermie und Erdwärme, sowie Umgebungswärme und –kälte werden als energetisch gratis betrachtet und erhalten deshalb in der Primärenergieanalyse einen Primärenergiefaktor von 0.

Des Weiteren wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoß je kWh verbrauchter Endenergie berechnet. Das niedrige CO<sub>2</sub>-Äquivalent der Biomasse ergibt sich, da die zum Heizen primär verwendete pflanzliche Biomasse während des Wachstums CO<sub>2</sub> in O<sub>2</sub> umwandelt.

### 3.2.3 Haushaltsstrombedarf HHSB

Für die in Kapitel 4 vorgestellten Systeme wurde der elektrische Verbrauch des Haushalts in der Simulation nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund wurde der durchschnittliche Verbrauch von Einfamilienhaushalten in Deutschland für sämtliche Berechnungen herangezogen. Als Quelle dient dabei eine Erhebung der Energieagentur NRW, welche in Summe den Verbrauch von 552.529 Haushalten ausgewertet hat [20]. Der durchschnittliche, jährliche Stromverbrauch wurde dabei abhängig von der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen und der Art der Warmwasserbereitung ermittelt. In Tabelle 3 wird der durchschnittliche HHSB für ein Einfamilienhaus in Deutschland dargestellt.

*Tabelle 3 - Durchschnittlicher Haushaltsstrombedarf von Einfamilienhäusern in Deutschland [20]*

<b>Haushaltsgröße [Personen]</b>	<b>Durchschnitt [kWh/a]</b>	<b>Ohne elektrischer Warmwasserberei- tung [kWh/a]</b>	<b>Mit elektrischer Warmwasserberei- tung [kWh/a]</b>
1	2.229	1.714	2.280
2	3.202	2.812	3.781
3	4.193	3.704	5.053
4	4.955	4.432	6.130
5	5.928	5.317	7.130

Da der Stromverbrauch auch abhängig von der Jahreszeit ist, wurde für die stündliche Bilanzierung das in der Masterarbeit „Untersuchungen zur Integration von Solarthermie und Photovoltaik in Anlagen zur Wärmebereitstellung nach wirtschaftlichen und klimarelevanten Kriterien - Stepan Schmitzberger“ [21] ermittelte Stromprofil herangezogen und an den durchschnittlichen Verbrauch eines 4 Personen Haushalts ohne elektrische Warmwasserbereitung angepasst.

Tabelle 4 - Durchschnittlicher, monatlicher HHSB für einen 4-Personen Haushalt ohne elektr. WWB

Monat	Stromverbrauch [kWh]	Anteil [%]
Jänner	452,65	10,21
Februar	396,53	8,95
März	411,03	9,27
April	371,27	8,38
Mai	346,92	7,83
Juni	312,05	7,04
Juli	309,57	6,98
August	315,70	7,36
September	325,98	7,36
Oktober	368,91	8,32
November	383,51	8,65
Dezember	437,79	9,88
<b>Jahres</b>	<b>4432,00</b>	<b>100</b>

### 3.3 Bewertungskennzahlen

#### 3.3.1 Solarer Deckungsgrad

Für den solaren Deckungsgrad gibt es keine eindeutige, aber einige gängige Definitionen, weshalb zur Bewertung der Systeme die folgenden verwendet wurden.

Der solare Deckungsgrad  $SD$  setzt die vom Solarsystem erzeugte und an die Speicher (FBH/TAB und Pufferspeicher) gelieferte Energie  $Q_{solar,nutz,eff}$  ins Verhältnis mit der Summe aus  $Q_{solar,nutz,eff}$  und dem Energieeintrag in die Speicher durch einen konventionellen Wärmeerzeuger  $Q_{konv.WE,nutz}$ .

$$SD_{th} = \frac{Q_{solar,nutz,eff}}{Q_{solar,nutz,eff} + Q_{konv.WE,nutz}} \quad (17)$$

Verluste nach dem Pufferspeicher werden bei dieser Definition nicht berücksichtigt, da um die Speicher bilanziert wird.

Während der solare Deckungsgrad auf die Systeme mit Solarthermie leichter anwendbar ist, muss er für sämtliche Systeme mit Photovoltaikanlagen modifiziert werden. Da thermische und elektrische Energie nicht direkt miteinander zu vergleichen sind, wurde der solare Deckungsgrad für die PV-Anlage über die Stundenarbeitszahl der Wärmepumpe bzw. den Wirkungsgrad der E-Patrone und den Strombedarf des jeweiligen Wärmeerzeugers berechnet. Der Strombedarf des Wärmeerzeugers muss dabei unterteilt werden in jenen Anteil, der direkt von der PV-Anlage, und jenen, der durch externe Stromzufuhr, gedeckt wird.

$$SD_{th} = \frac{\sum W_{el,WE,PV} * \beta}{\sum W_{el,WE,PV} * \beta + \sum W_{el,WE,ext} * \beta} \quad (18)$$

Da die Arbeitszahl abhängig vom Betriebszustand der Wärmepumpe ist, darf diese nicht gekürzt werden. Durch diese Modifikation des solaren Deckungsgrades werden die Systeme untereinander vergleichbar gemacht. Der Zähler der Gleichung (18) entspricht dabei dem  $Q_{solar,nutz,eff}$  der Wärmeversorgungssysteme mit PV-Anlagen.

Die zweite Definition des solaren Deckungsgrades  $SD'$  zieht den Nutzenergieverbrauch und die von den Solarsystemen an den Speicher gelieferte, thermische Energie zur Bewertung der Solarsysteme heran.

$$SD'_{th} = \frac{Q_{solar,nutz,eff}}{Q_{nutz}} \quad (19)$$

Diese Definition des Deckungsgrades bevorzugt jedoch die Solarsysteme, da sämtliche Verluste des Speichers und der Rohrleitungen nach dem Speicher dem jeweiligen Wärmeerzeuger (siehe Kapitel 4) zugerechnet werden. Folglich ermöglicht diese Auslegung des Deckungsgrades keine faire Bewertung der Wärmeversorgungssysteme.

Für sämtliche Systeme mit Photovoltaikanlagen wurde die solare Nutzenergie analog zu Gleichung (18) ermittelt. [6]

Für sämtliche PV-Wärmeversorgungssysteme wurden noch zusätzliche der elektrische, solare Deckungsgrad  $SD_{el}$  und der Eigenverbrauch ermittelt.

### 3.3.2 Solarertrag

Der spezifische Solarertrag setzt den solaren Energieeintrag auf der Sekundärseite mit der Bruttokollektorfläche  $F_{\text{Kollektor}}$  ins Verhältnis. Daraus kann man erkennen, wie viel kWh Energie pro Quadratmeter Kollektorfläche an den Speicher geliefert werden.

$$SE_{\text{speicher}} = \frac{Q_{\text{solar,nutz,eff}}}{F_{\text{Kollektor}}} \quad (20)$$

Für Systeme mit Photovoltaik wurde der Solareintrag analog zu Gleichung (18) wieder mit dem externen Stromverbrauch der Wärmepumpe und der Arbeitszahl ermittelt.

Analog zu Gleichung (20) wurde auch ein gesamter  $SE_{\text{ges}}$  ermittelt, welche die direkt nach dem Kollektorfeld gemessene Wärme ins Verhältnis zur Kollektorfläche setzt.

### 3.3.3 Systemwirkungsgrad

Zur Bewertung der Verteilungsverluste des Systems wird der Systemwirkungsgrad herangezogen. Er setzt die Nutzwärme ins Verhältnis mit der von den Wärmeerzeugern gelieferten Energie.

$$SW_{\text{ges}} = \frac{Q_{\text{nutz}}}{Q_{\text{konv.WE}} + Q_{\text{solar}}} \quad (21)$$

Zur Bewertung der Effizienz des Speichers wird analog zu Gleichung (21) die Nutzenergie ins Verhältnis mit der von den Wärmeerzeugern an den Speicher gelieferten Energie gesetzt.

### 3.3.4 Jahresarbeitszahl des Systems

Die Jahresarbeitszahl für Wärmepumpen-Kombi-Systeme (SolPumpeff 2013) [22] ermöglicht einen weiteren Vergleich der unterschiedlichen Systeme bei Betrachtung des jeweiligen Gesamtsystems. Dabei wird die Nutzenergie ins Verhältnis zur benötigten Endenergie gesetzt. Die erneuerbaren Energien werden wiederum als energetisch kostenlos angesehen, wodurch sich der notwendige Endenergiebedarf auf den extern zugeführten Strom reduziert. Die entstehenden Verluste des Wärmeversorgungssystems sind hierbei berücksichtigt, da nur die tatsächlich genutzte Wärme dem Endenergiebedarf des Systems gegenübergestellt wird.



$$JAZ_{EEB} = \frac{Q_{DHW} + Q_{Geb}}{W_{el,sys}} \quad (22)$$

Eine weitere Adaptation der JAZ ist es, die gesamte Nutzenergie (thermisch und elektrisch) ins Verhältnis zum Gesamtprimärenergiebedarf des Systems zu setzen. Dabei ist zu erwähnen, dass die Vermischung der unterschiedlichen Energieformen physikalisch nicht korrekt, in der Praxis (z.B. Energieausweis für Gebäude) aber durchaus gebräuchlich ist.

$$JAZ_{PEB} = \frac{Q_{DHW} + Q_{Geb} + HHSB}{PEB_{ges}} \quad (23)$$

## 4 Simulierte Wärmeversorgungssysteme

Das Institut für Wärmetechnik (IWT) der TU Graz hat für ein Einfamilienhaus (EFH) insgesamt 3 unterschiedliche Wärmeerzeuger entweder mit einer Solaranlage oder mit einer PV-Anlage kombiniert und diese Systeme mit der Software TRNSYS simuliert. Dabei wurden sämtliche Systeme mit 2 unterschiedlichen Wärmeabgabeflächen (FBH/TAB) simuliert.

### 4.1 Allgemein Systembeschreibung

#### 4.1.1 Das Einfamilienhaus

Das EFH setzt sich aus 6 Grundmodulen, die im Zuge des SolSPONGE-Projektes definiert wurden, zusammen. Das Grundmodul hat eine Abmessung von 5,0 x 6,0 x 2,8 m mit einer Nettogeschossfläche von 30 m<sup>2</sup> und einem Nettovolumen von 84 m<sup>3</sup>. Je 2 Module ergeben ein Stockwerk mit einer Abmessung von 12,0 x 5,0 m. In der Simulation werden nur das Obergeschoss (OG) und das Erdgeschoss (EG) beheizt, während der Keller unbeheizt bleibt und somit den HWB des Hauses nur geringfügig beeinflusst. Somit ergibt sich eine beheizte bzw. aktivierte Fläche von 120 m<sup>2</sup>. Im Falle der Fußbodenheizung sind jeweils der Boden des Erdgeschosses und des Obergeschosses die Wärmeabgabeflächen und bei den TAB sind es die Decken der beiden Geschosse. Die Wärmedämmung des Gebäudes wurde nach OIB-Normen ausgelegt und für einen Heizwärmebedarf von entweder 15 kWh/m<sup>2</sup>a (17 kWh/m<sup>2</sup>a bei  $T_{\text{Raum}} = 22^{\circ}\text{C}$ ) oder 35 kWh/m<sup>2</sup>a (42 kWh/m<sup>2</sup>a bei  $T_{\text{Raum}} = 22^{\circ}\text{C}$ ) simuliert.

#### 4.1.2 Dimension der Systemkomponenten

Die drei unterschiedlichen Wärmeerzeuger sind eine E-Patrone, eine Luftwärmepumpe oder eine Erdwärmepumpe mit oberflächennahen Kollektoren. Für sämtliche Systeme, außer für das System mit einer Erdwärmepumpe, wurde jeweils die Beheizung der Räume mit TAB oder mit Fußbodenheizung simuliert. Die simulierte Kollektorfläche der Solarsysteme wird von 0 bis 60 m<sup>2</sup> variiert. Dadurch ergibt sich die in Abbildung 11 dargestellte Matrix simulierter Systeme. In sämtlichen Systemen erfolgt die Brauchwarmwasserbereitung durch eine Frischwasserstation (maximales Schüttvolumen 27 l/min), welche mit der Wärme aus dem Pufferspeicher versorgt wird.

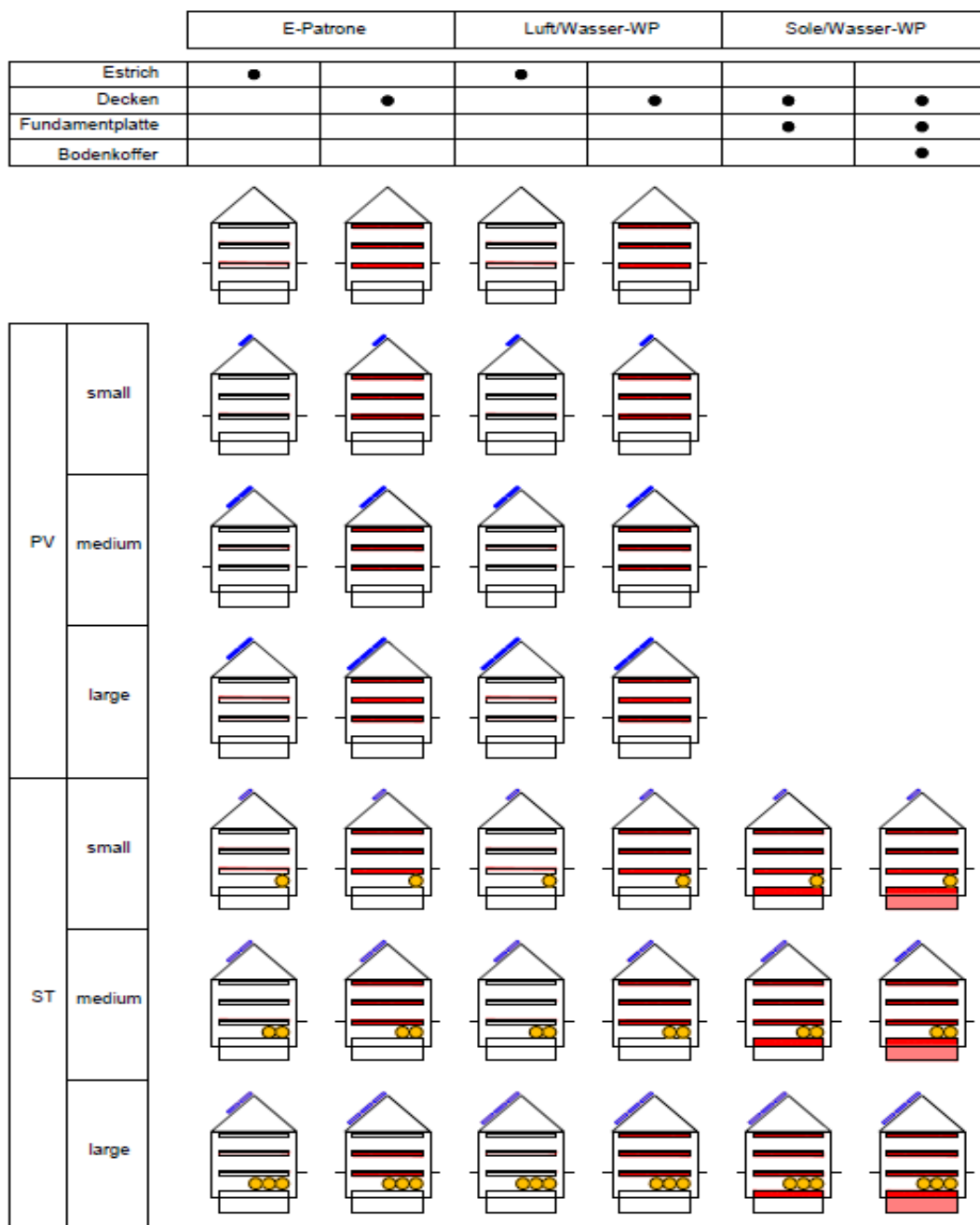


Abbildung 11 - Matrix der simulierten Wärmeversorgungssysteme

Bei den ersten 4 Zeilen der Abbildung 11 erfolgt die Wärmeversorgung zur Warmwasser- und Raumheizung monovalent. Die Größe des Pufferspeichers der ersten 4 Zeilen beträgt 350 l. Für die Systeme der Zeilen 2 bis 4 wird der vom System benötigte Strom, optional inklusive Haushaltsstrombedarf, zu Teilen von der PV-Anlage bereitgestellt. Bei Überschuss wird der Strom ins Netz eingespeist, bei zusätzlichem Bedarf extern bezogen.

Für die Systeme von Zeile 5 bis 7 der Abbildung 11 erfolgt die Wärmeversorgung zur Warmwasser- und Raumheizung bivalent und der Strom wird ausschließlich extern bezogen. Die Größe des Brauchwasserspeichers beträgt 1000 Liter.

Die Leistung der Wärmeerzeuger ist in sämtlichen Varianten konstant und kann der nachfolgenden Tabelle 5 entnommen werden.

*Tabelle 5 - Leistung der Wärmeerzeuger*

<b>Wärmeerzeuger</b>	<b>Leistung [kW]</b>	<b>Größe Erdkollektor [m<sup>2</sup>]</b>
E-Patrone	6	-
Luftwärmepumpe	9	-
Erdwärmepumpe	6	72

In Abhängigkeit von der Komplexität der hydraulischen Schaltung wird von einem Basis-Versorgungssystem (siehe 4.1.4) und einem Komplexen-Versorgungssystem (siehe 4.1.5) gesprochen.

### 4.1.3 Die Regelung

Die Regelung für die Beladung der TAB/FBH erfolgte über 2 Parameter, die mittlere Tages-Außenlufttemperatur und die Oberflächentemperatur der Decke/des Fußbodens. Für den kältesten Tag der Simulation, mit einer mittleren Außenlufttemperatur von -12°C, wurde für TAB als Einschaltkriterium eine Oberflächentemperatur von 25°C gewählt und als Ausschaltkriterium eine Oberflächentemperatur von 29°C. Die maximale Vorlauftemperatur des Heizmediums betrug dabei 35°C und änderte sich, wie in Abbildung 12 ersichtlich, wiederum mit der Außenlufttemperatur. Die grüne Linie in Abbildung 12 stellt die maximale Oberflächentemperatur dar, über welcher die Heizung abgeschaltet wird. Die blaue Linie zeigt die Untergrenze der Oberflächentemperatur. Wird diese unterschritten, wird die Heizung wieder aktiviert. Die rote Linie stellt die Vorlauftemperatur der TAB in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur dar. Für Systeme mit FBH ist die maximal und minimal zugelassene Bodentemperatur um jeweils 2°C niedriger als für Systeme mit TAB.

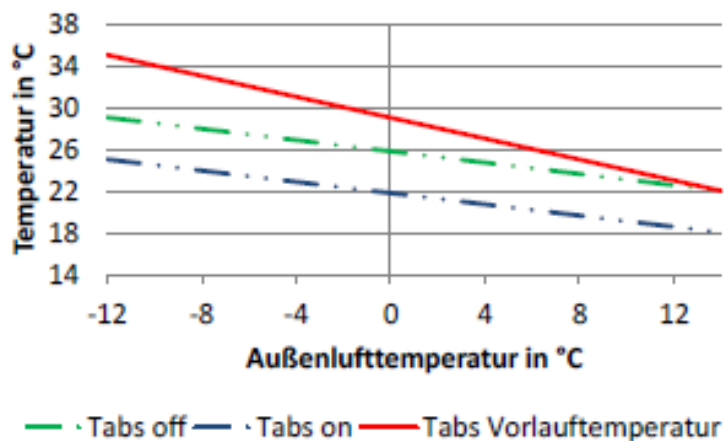


Abbildung 12 - Regel- bzw. Heizungsvorlauftemperaturen

#### 4.1.4 Das Basis-Versorgungssystem (Indirekt)

Im Falle des Basisversorgungssystems ist der Pufferspeicher für die Wärmeerzeuger und die Solaranlage die einzige Wärmesenke und fungiert als Zwischenspeicher für die weitere Versorgung des Warm- und Heizwasserbedarfes des Hauses. Das Temperaturniveau, mit welchem der Speicher versorgt wird, liegt dabei über 40 °C, mit einem Maximum von 60°C. In Abhängigkeit des Temperaturniveaus kann die erzeugte Wärme in zwei unterschiedlichen Höhen in den Speicher eingeschichtet werden. Abbildung 13 zeigt exemplarisch das Basissystem mit bivalenter Wärmeversorgung durch eine Solaranlage und eine Erdwärmepumpe.

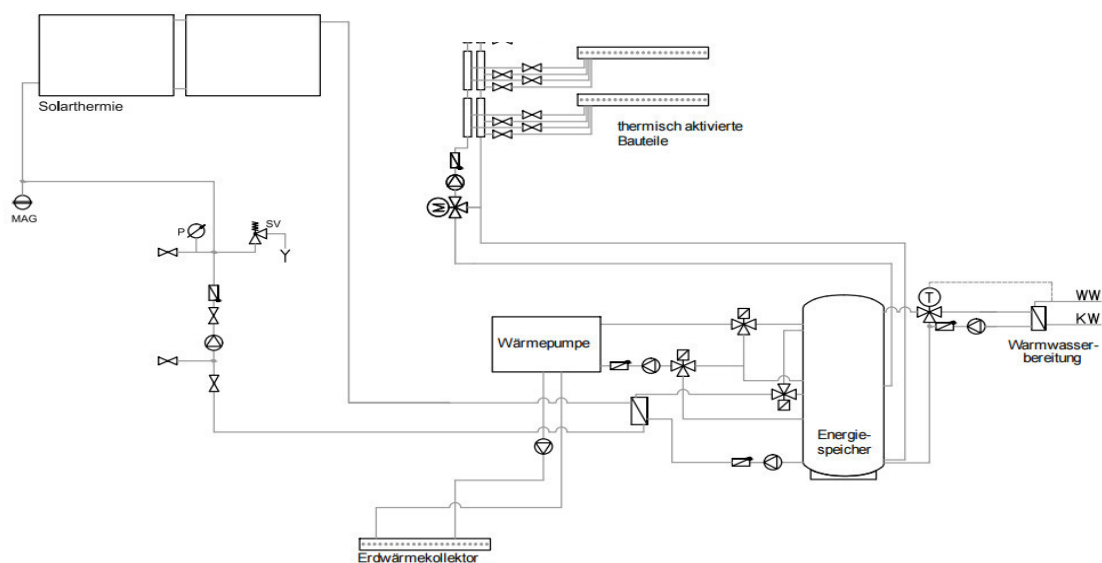


Abbildung 13 - Basisversorgungssystem: Erdwärmepumpe und Solarthermie

### 4.1.5 Das Komplexe-Versorgungssystem (Direkt)

Durch eine Erweiterung der hydraulischen Verschaltung, wie in Abbildung 14 dargestellt, wird die Nutzung von Wärme mit einem Temperaturniveau kleiner  $40^{\circ}\text{C}$  ermöglicht. Das Hydraulikkonzept des Solarsystems im Komplexen-Versorgungssystem wurde so konzipiert, dass die Kombination von drei (ggf. vier) Wärmesenken (Speicher, TAB, Wärmepumpe, ggf. Erdreich) in Kaskadenschaltung mit unterschiedlichen Temperaturniveaus ermöglicht wird und dadurch eine maximale Energieausbeute der Solarthermie erreicht werden kann. Zusätzlich kann die Wärmepumpe die TAB direkt beladen, wodurch die Verluste des Speichers umgangen und die Effizienz des Systems erhöht werden.

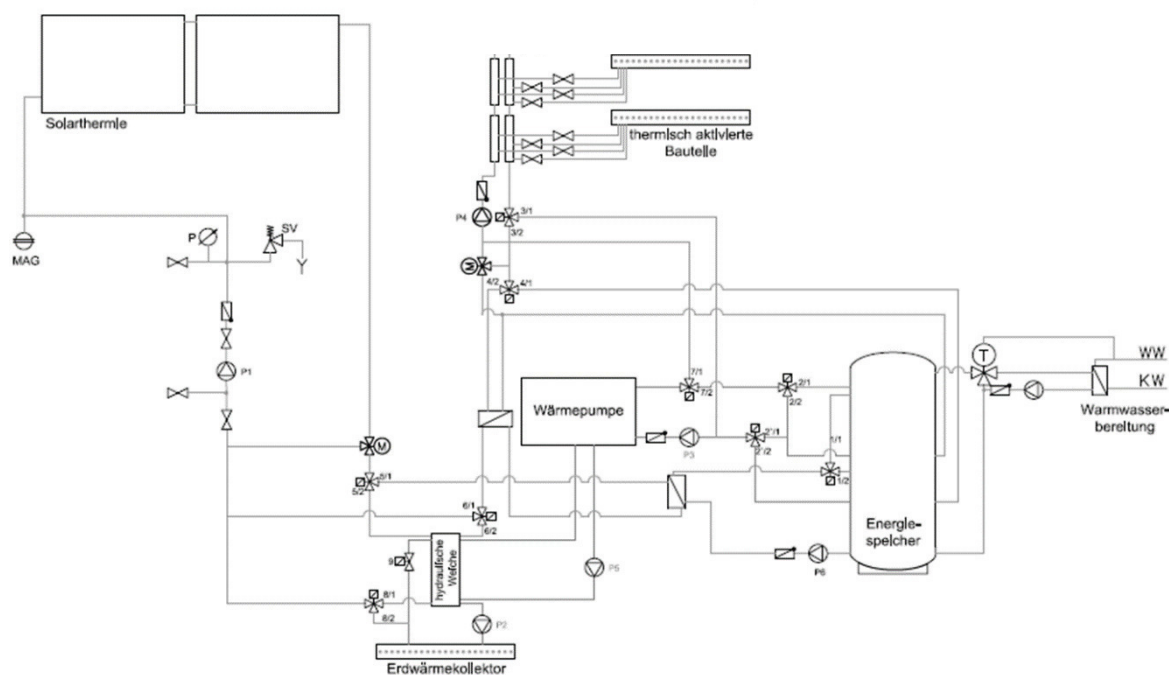


Abbildung 14 - Komplexes-Versorgungssystem: Solarthermie und Erdwärmepumpe

### 4.1.6 Sonderfall Erdwärmekollektor

Für die Wärmeversorgungssysteme mit Erdwärmepumpe (Abbildung 11, Spalte 5 und 6) ist des Weiteren zu erwähnen, dass der Erdkollektor nicht direkt im Erdreich, sondern in der Fundamentplatte des Hauses positioniert wurde. Die Dicke der Bodenplatte (inkl. Sauberkeitsschicht) wurde einmal mit  $0,35\text{ m}$  und einmal mit  $0,70\text{ m}$  simuliert. Die Bodenplatte wurde dabei in der ersten Variante nur seitlich und zum Kellergeschoss hin gedämmt (siehe Abbildung 15 (b)), in der zweiten Variante rund-

um (siehe Abbildung 15 (c)). Diese Adaptierungen waren notwendig, da das Erdreich sich nach nur wenigen Jahren nicht mehr ausreichend regenerierte. Dies ist einerseits auf die im Verhältnis zur Erdwärmepumpenleistung geringe Erdkollektorfläche und andererseits auf die „Abwesenheit“ der natürlichen Regeneration zurückzuführen.

Der Kellerbodenaufbau sämtlicher Varianten mit Luftwärmepumpe beziehungsweise E-Patrone wurde, wie in Abbildung 15 (a) dargestellt, simuliert.

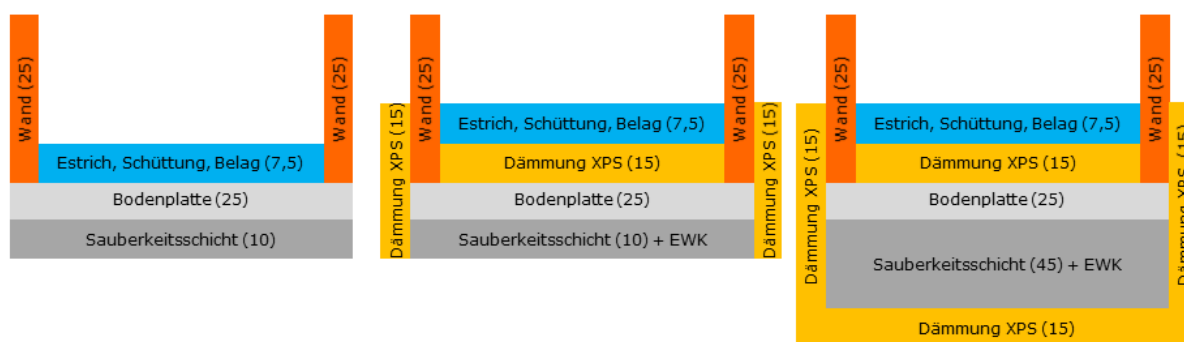


Abbildung 15 - (a) ungedämmt,  
Angaben in cm

(b) seitlich gedämmt

(c) rundum gedämmt

#### 4.1.7 Systemgrenzen

Zur Darstellung der System- und Berechnungsgrenzen (siehe Kapitel 3.3) wurden für jedes System vereinfachte Energiefließbilder erstellt. Orange Rechtecke stellen die Wärmeerzeuger dar, rote die Energiesenken, blaue den Speicher, violette die elektrischen Energiequellen und -senken und grüne die Energiequelle der Wärmepumpe. Die blaue Bilanzgrenze stellt die Speicherebene dar, welche zur Berechnung des solaren Deckungsgrades genutzt wurde. Die rote Bilanzgrenze stellt die thermische Nutzenergie und die grüne die gesamte Nutzenergie des Einfamilienhauses dar. Anhand der violetten Bilanzgrenze wird gezeigt, von welchen Komponenten der Stromverbrauch berücksichtigt wurde, während die schwarze Bilanzgrenze die gesamte, dem Haus zugeführte Energie (thermisch und elektrisch) abgrenzt. Abbildung 16 zeigt exemplarisch eine Darstellung des Komplexen-Wärmeversorgungssystem mit bivalenter Wärmeversorgung. Als Wärmeerzeuger dienen eine Luftwärmepumpe und Solarkollektoren.

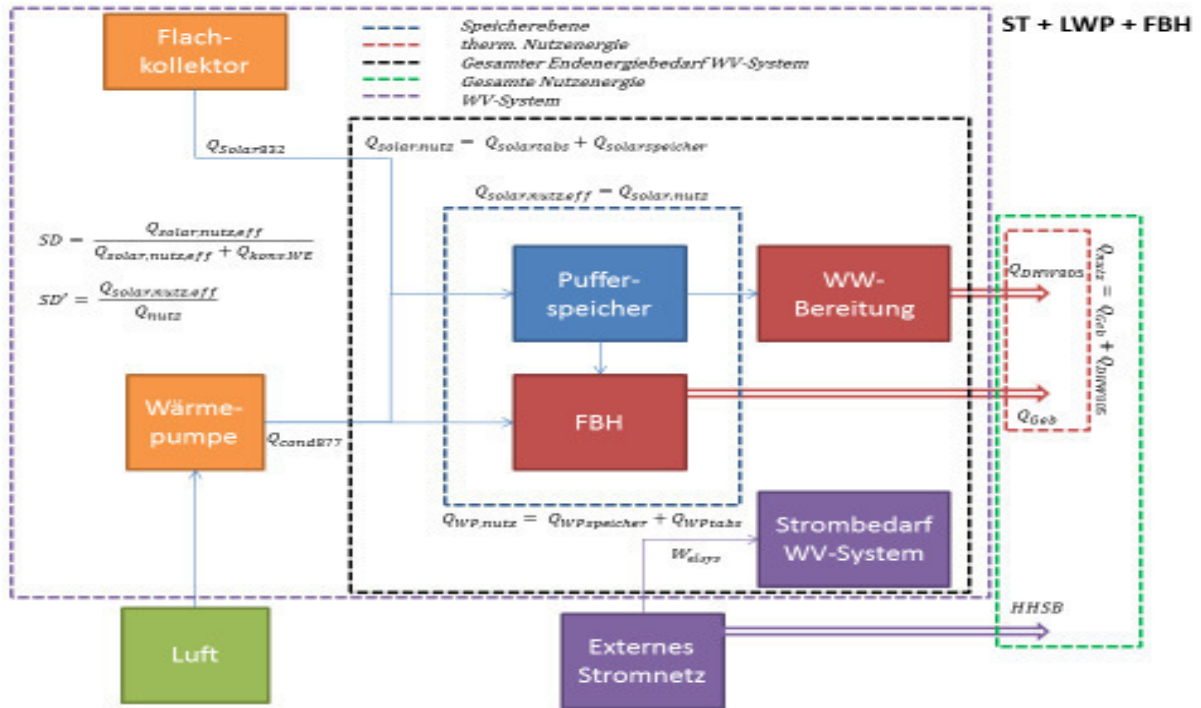


Abbildung 16 - Schematisches Energiefließbild eines komplexen WV-Systems mit bivalenter Wärmeversorgung

Abbildung 17 zeigt ein komplexes WV-System mit einer Luftwärmepumpe als Wärmeerzeuger und einer PV-Anlage.

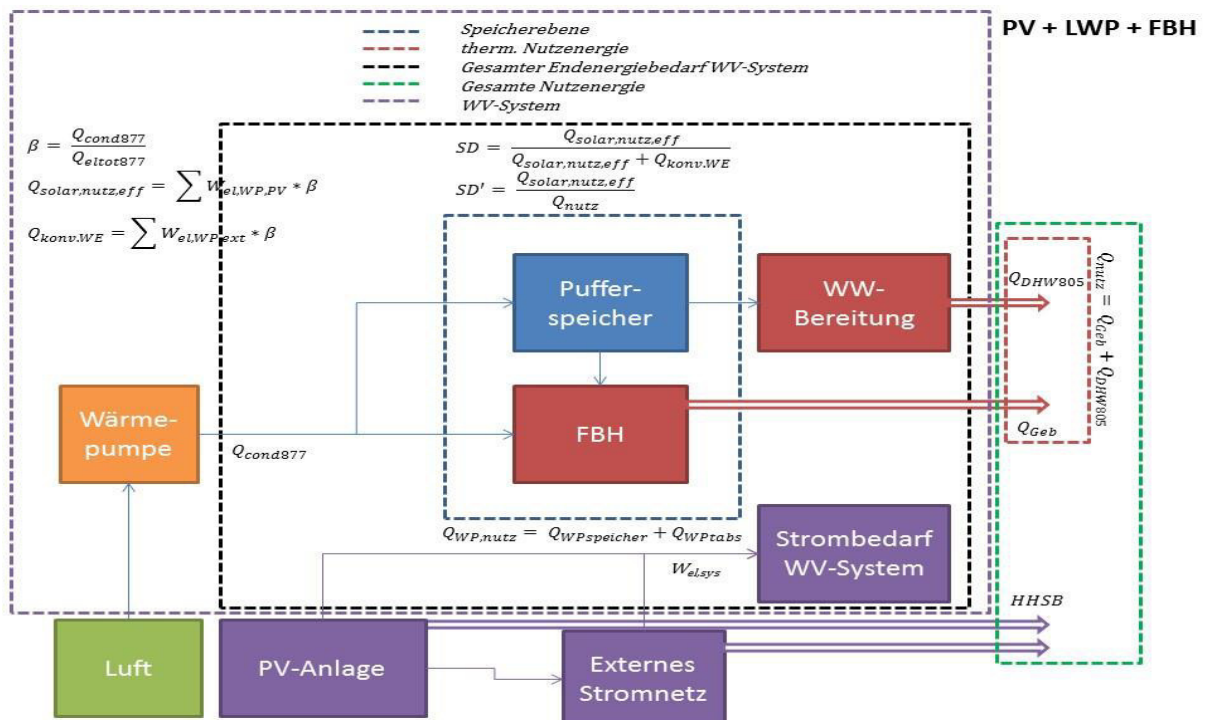


Abbildung 17 - Schematisches Energiefließbild eines komplexen WV-Systems mit monovalenter Wärmeversorgung und einer PV-Anlage



## 5 Auswertung und Diskussion der Simulationsergebnisse

Die Energieflüsse der unterschiedlichen Systeme wurden im Detail vom IWT simuliert und auf Stundenbasis ausgegeben. Dies erlaubt die ökologische und ökonomische Auswertung der einzelnen Systeme. Der Stromverbrauch der Systemkomponenten, die Verluste der Rohrleitungen und des Speichers wurden dabei ebenso abgebildet, wie der Wärmebedarf des Einfamilienhauses.

### 5.1 Kosten der Systemkomponenten

Für die ökonomische Bewertung der unterschiedlichen Systeme wurden die Systemkomponenten in Gruppen zusammengefasst und deren Investitionskosten, Wartungskosten und Lebensdauer ermittelt. Die Kosten wurden dabei von Projektpartnern wie Gasokol, Ochsner und die Haustechniker gestellt oder wurden Quellen wie dem Buch „Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit und Umweltaspekte“ [4] und dem Endbericht „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2015“ [23] entnommen und mit Erfahrungswerten der AEE INTEC verglichen. Die Lebensdauer und die Wartungskosten wurden den VDI 2067-Richtlinien [24] entnommen bzw. mussten angenommen werden. In Tabelle 6 sind die Lebensdauer und die Wartungskosten pro Jahr, bezogen auf die Investitionskosten der einzelnen Komponenten, aufgelistet.

*Tabelle 6 - Lebensdauer und Wartungskosten der Systemkomponenten*

<b>Komponente</b>	<b>Lebensdauer [a]</b>	<b>Wartungs- und Instandhaltungskosten [%]</b>	<b>Quelle</b>
Wärmepumpe	20	4,00	VDI
E-Patrone	25	1,00	VDI*
Speicher	25	1,00	VDI
Solaranlage	25	1,00	AEE Intec**
Photovoltaikanlage	25	1,00	AEE Intec**
Wechselrichter	15	1,00	AEE Intec**
TAB/FBH	30	1,00	VDI

\*Annahme: VDI 2067 [24], Warmwasserspeicher mit zentraler Warmwasserbereitung

\*\*In Anlehnung an den Endbericht „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2015“ [23]

Zu den in Tabelle 6 angeführten Komponenten wurde zusätzlich noch die Kostenrubrik „Gebäude“ eingeführt. Diese umfasst, abhängig vom System, zusätzliche Rohrleitungen, eine hydraulische Weiche, einen zusätzlichen Wärmetauscher, die Lüftung und den Aufbau des Kellerbodens.

Für Speicher, Solarsysteme und Wärmepumpen wurde je eine Kostenkurve in Abhängigkeit von Leistung beziehungsweise Größe erstellt. Tabelle 7 listet die Kostenfunktionen, deren Fehlerquadrat und den Gültigkeitsbereich auf. Zu erwähnen ist, dass sämtlichen Kostenfunktionen Montage und Installation beinhalten, außer jene für den Speicher. Für den Speicher wurden nur die Kosten des Speichers (ohne Solarregister) zur Erstellung der Kostenkurve verwendet.

*Tabelle 7 - Kostenfunktionen unterschiedlicher Systemkomponenten*

<b>Komponente</b>	<b>Größenordnung</b>	<b>Spezifische Kosten</b>	<b>Polynom y, Fehlerquadrat R<sup>2</sup></b>
Speicher (Gasokol, accuHeat)	350 - 2200 l	2,9 - 1,1 €/l	$y = 1E-04x^2 + 0,5195x + 832,19$ $R^2 = 0,9894$
Erdwärmepumpe (Ochsner GMSW)	6 - 22 kW	1670 - 776 €/kW	$y = 14,201x^2 - 28,414x + 9715,3$ $R^2 = 0,9798$
Luftwärmepumpe (Ochsner GMLW)	5 - 35 kW	2332 - 775 €/kW	$y = 499,47x + 9637$ $R^2 = 0,9911$
Solaranlage (Gasokol, Gigasol OR)	20 - 200 m <sup>2</sup>	690 - 665 €/m <sup>2</sup>	$y = -0,0442x^2 + 677,29x - 645,16$ $R^2 = 0,9995$
Photovoltaikanlage	30 - 200 m <sup>2</sup>	275 - 230 €/m <sup>2</sup>	$y = -0,0607x^2 + 265,44x + 315$ $R^2 = 1$

Die Abnahme der spezifischen Kosten Erdwärmepumpe mit zunehmender Größe ist teils damit zu begründen, dass für sämtliche Erdwärmepumpen dieselbe Erdkolllektorfläche von 72 m<sup>2</sup> angenommen wurde. Zusätzlich sollte angemerkt werden, dass die Kosten des Erdkolllektors selbst angepasst werden mussten (siehe Kapitel

4.1.6) und mit den Kosten von TAB mit einem Verlegeabstand von 30 cm berechnet wurden.

Für das Einfamilienhaus wurden die Kosten der Komponenten, mit den durch die Simulation vorgegebenen Dimensionen, wie folgt ermittelt:

*Tabelle 8 - Kosten der Systemkomponenten*

<b>Komponenten</b>	<b>Preis inkl. Installation [€]</b>	<b>Bemerkungen</b>
Gebäude	13.064– 25.330	systemabhängig
Luftwärmepumpe 9 kW	15.083	Ochsner
Erdwärmepumpe 6 kW	10.025	Ochsner
E-Patrone 6 kW	310	-
Speicher 350 l und Frischwassermodul 27 l	3.514	Gasokol
Speicher 1000 l und Frischwassermodul 27 l	4.076	Gasokol
Speicher 1000 l und Frischwassermodul 27 l	2.853	Gasokol
		<b>exkl. Installation</b>
Solaranlage 20 m <sup>2</sup>	12.883	Gasokol
Photovoltaikanlage 20 m <sup>2</sup>	5.647	-
Fußbodenheizung VA 15	3.830	120 m <sup>2</sup> aktivierte Fläche
TAB VA 15	3.470	120 m <sup>2</sup> aktivierte Fläche

In Tabelle 9 sind die Anfangsinvestitionskosten für insgesamt 6 unterschiedliche Systeme mit TAB angeführt, deren Solarsystem jeweils eine Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> aufweist. Aufgrund des geringen preislichen Unterschiedes zwischen FBH und TAB wurde auf die Darstellung der Preise für Systeme mit FBH verzichtet. Die Preise beziehen sich dabei auf ein nach OIB-Richtlinien ausgelegtes Haus mit einem Heizwärmebedarf von 17 kWh/m<sup>2</sup>a. Die angeführten Kosten beinhalten Installation und Inbetriebnahme, sind aber exklusive Mehrwertsteuer.

Tabelle 9 - Anfangsinvestitionskosten für 10 WV-Systeme mit je 20 m<sup>2</sup> Kollektorfläche

	Gebäude (inkl. Lüftung)	Wärmepumpe/ Heizpatrone	Speicher	Solaranlage	Photovoltaik	TAB/FBH	Gesamt (exkl. Mwst.)
LWP+TAB+ST 20m <sup>2</sup>	14.372	15.083	2.853	12.883	0	3.470	<b>48.661</b>
EWP010+TAB+ST 20m <sup>2</sup>	18.021	10.025	2.853	12.883	0	3.470	<b>47.252</b>
EWP070+TAB+ST 20m <sup>2</sup>	25.330	10.025	2.853	12.883	0	3.470	<b>54.561</b>
LWP+TAB+PV 20m <sup>2</sup>	13.670	15.083	4.076	0	5.647	3.470	<b>41.385</b>
E-Patrone+TAB+ ST 20m <sup>2</sup>	13.766	310	2.853	12.883	0	3.470	<b>33.282</b>
E-Patrone+TAB+ PV 20m <sup>2</sup>	13.064	310	4.076	0	5.647	3.470	<b>26.006</b>

Die in Tabelle 9 angeführten Preise sind noch einmal anschaulich in Abbildung 18 dargestellt. Dabei ist deutlich zu sehen, dass wie zu erwarten, sämtliche Systeme mit E-Patronen in der anfänglichen Anschaffung deutlich günstiger sind als alle anderen Systeme. Auch zu erkennen ist der deutlich höhere flächenbezogene Preis der Solarthermieanlage gegenüber der Photovoltaik-Anlage. Der Unterschied in der Rubrik „Gebäude“ für die WV-Systeme mit EWP ergibt sich durch den zusätzlichen finanziellen Aufwand durch die Adaptation des Bodens. Für die seitlich gedämmte Variante ergab sich ein Mehraufwand von 2.800 € und für die rundum gedämmte Variante ein Mehraufwand von 9.850 € im Vergleich zur Standard-Variante. (siehe Kapitel 4.1.6)

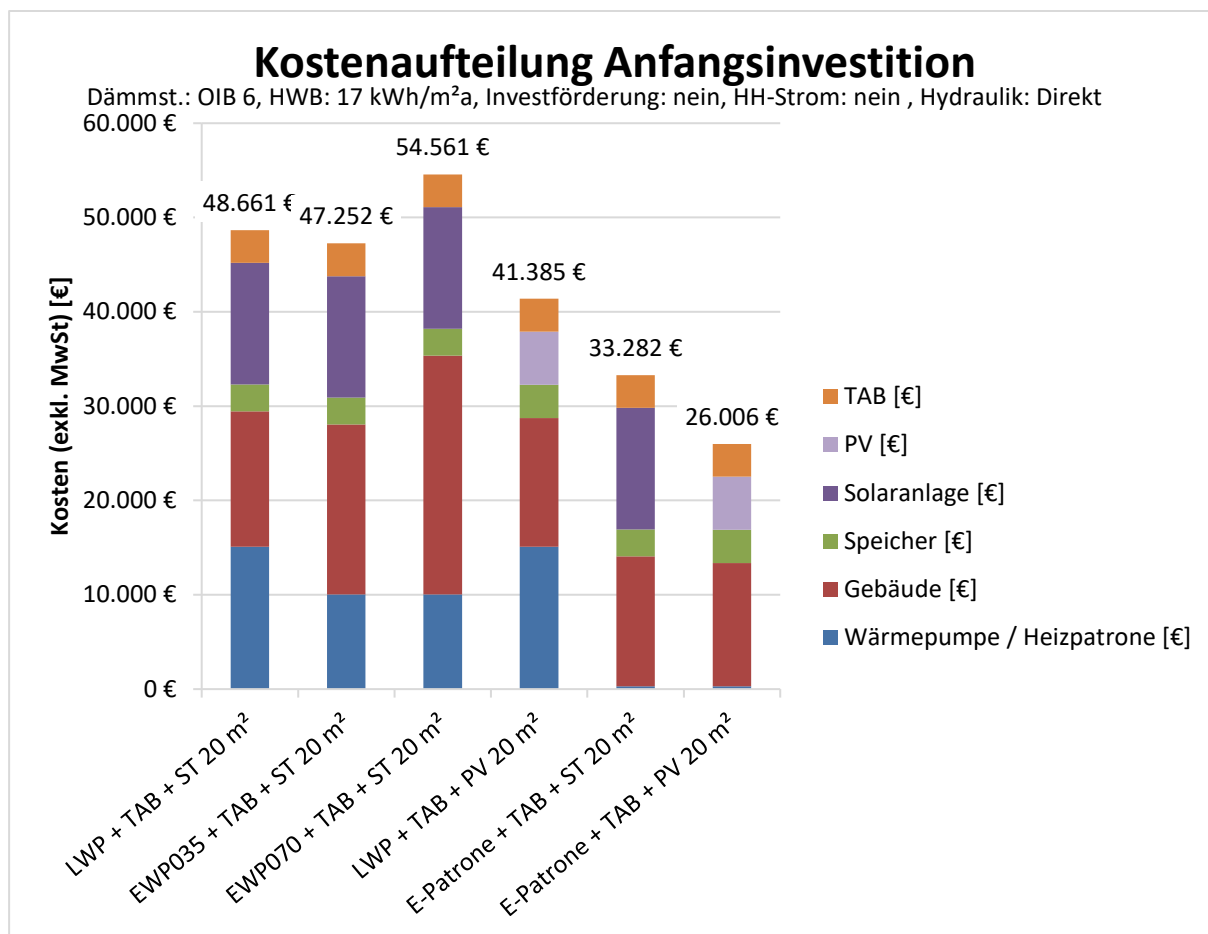


Abbildung 18 - Kostenaufteilung der Anfangsinvestition für 6 WV-Systeme mit 20 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, einer direkten Hydraulik und einem HWB von 17 kWh/m<sup>2</sup>a

## 5.2 Strompreis, Änderungsraten und Betrachtungszeitraum

Für die weitere Auswertung der Simulationsdaten mussten ein Betrachtungszeitraum festgelegt und der Strompreis, sowie diverse Änderungsraten (Inflation, Strompreis), ermittelt werden. Der Zeitraum der ökologischen und ökonomischen Betrachtung beträgt 25 Jahre. Die Preise für Strom, dessen Änderungsrate und die Quellen sind in Tabelle 10 angeführt.

Tabelle 10 - Energiepreise und Inflation

<b>Wirtschaftliche Faktoren</b>	<b>Nominal [%]</b>	<b>Real [%]</b>	<b>Quelle</b>
Inflation	1,90	-	wko.at [25]
Eigenkapitalzinsfuß	2,40	0,39	wienerboerse.at [26]

<b>Energieträger</b>	<b>Preis [€/kWh]</b>	<b>Änderungsrate nominal [%]</b>	<b>Änderungsrate real [%]</b>	<b>Quelle</b>
Strom	0,182	0,30	-1,67	iwo-austria.at [27], e-control.at [28]
Strom Einspeisung*	0,070	-	-	Innovative Energie- technologien [23]

Der Wert der Inflation entspricht dem Mittelwert der Änderungsrate des HVPI über die letzten 10 Jahre. Der HVPI ist der EU-weit einheitlich definierte und berechnete harmonisierte Verbraucherpreisindex. Für den Wert des Eigenkapitalzinsfußes wurde der Zinssatz einer Bundesanleihe mit einer Laufzeit von 21 Jahren herangezogen. Der Strompreis entspricht dem durchschnittlichen Wert von 9 Landesenergieversorgern im 3.Quartal 2016. Die Preisänderung des Stroms wurde einer Statistik von E-Control Austria entnommen und zeigt die jährliche Steigerungsrate von 2008 bis 2016, wobei 2008 als Ausgangspunkt herangezogen wurde. Der Einspeisetarif für Photovoltaikstrom ist stark abhängig vom Anbieter, der Größe der Anlage und der Menge an eingespeistem Strom. Deshalb wurde ein Mittelwert von 0,07 €/kWh angenommen, in Anlehnung an den Bericht „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2015“ [23]. Dieser bezieht sich wiederum auf eine Liste von Anbieterpreisen, welche von „Photovoltaik Austria“ [29] bereitgestellt wird.

### 5.3 Ökonomischer und ökologischer Systemvergleich (Betrachtungszeitraum 25 Jahre)

Für die ökonomische, wie auch die ökologische Analyse wurden abgesehen von den Systemkomponenten selbst, die unterschiedlichen Einflussfaktoren wie der Dämm-

standard, die Kollektorgröße, der Haushaltsstrom, die Stromsteigerungsrate und der Einspeisetarif miteinander verglichen und einzeln bewertet. Nachdem die Kosten der Lüftungsanlage als einziger finanzieller Mehraufwand zwischen den unterschiedlichen Dämmstandards berücksichtigt wurden und diese für sämtliche Systeme gleich sind, wird in den nachfolgenden Vergleichen meist der Dämmstandard mit einem HWB von 42 kWh/m<sup>2</sup>a herangezogen.

### 5.3.1 Vergleich: Fußbodenheizung (FBH) und TAB

Die Auswertung der einzelnen Systeme hat gezeigt, dass der Unterschied zwischen TAB und FBH für sämtliche WV-Systeme gering war, der Vorteil aber eher auf Seiten der TAB lag. Der Heizwärmebedarf hat sich im Falle der TAB zumeist geringfügig erhöht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Regelung der Raumheizung über die Temperatur des Fußbodens bzw. der Decke gesteuert wird. Nachdem die Rohrleitungen der TAB tiefer verlegt sind als jene der Fußbodenheizung, werden Systeme mit TAB länger beladen, bis die maximal zugelassene Oberflächentemperatur erreicht wird (siehe Kapitel 4.1.3). Dieser Umstand führt auch dazu, dass der solare Deckungsgrad für Systeme mit TAB gegenüber Systemen mit Fußbodenheizung geringfügig höher ist, da die längeren Beladungszeiten auch in einer höheren Überschneidung mit dem solaren Angebot resultiert. Der größte Vorteil der TAB gegenüber der FBH konnte für das System mit LWP und PV-Anlage festgestellt werden. Dieser Umstand wird durch die nachfolgenden Abbildungen (19, 20, 21) verdeutlicht, welche 3 unterschiedliche Wärmeversorgungssysteme mit TAB bzw. FBH gegenüberstellen. In diesen Abbildungen werden LCOE, JAZ, der SD und das CO<sub>2</sub>-Äquivalent in Bezug auf die Kollektorfläche dargestellt, wobei jede Farbe einer Kennzahl entspricht. Die nachfolgenden Abbildungen (19, 20, 21) beziehen sich jeweils auf das Einfamilienhaus mit einem theoretischem HWB von 42 kWh/m<sup>2</sup>a und einer direkten Hydraulik (komplexes Versorgungssystem).

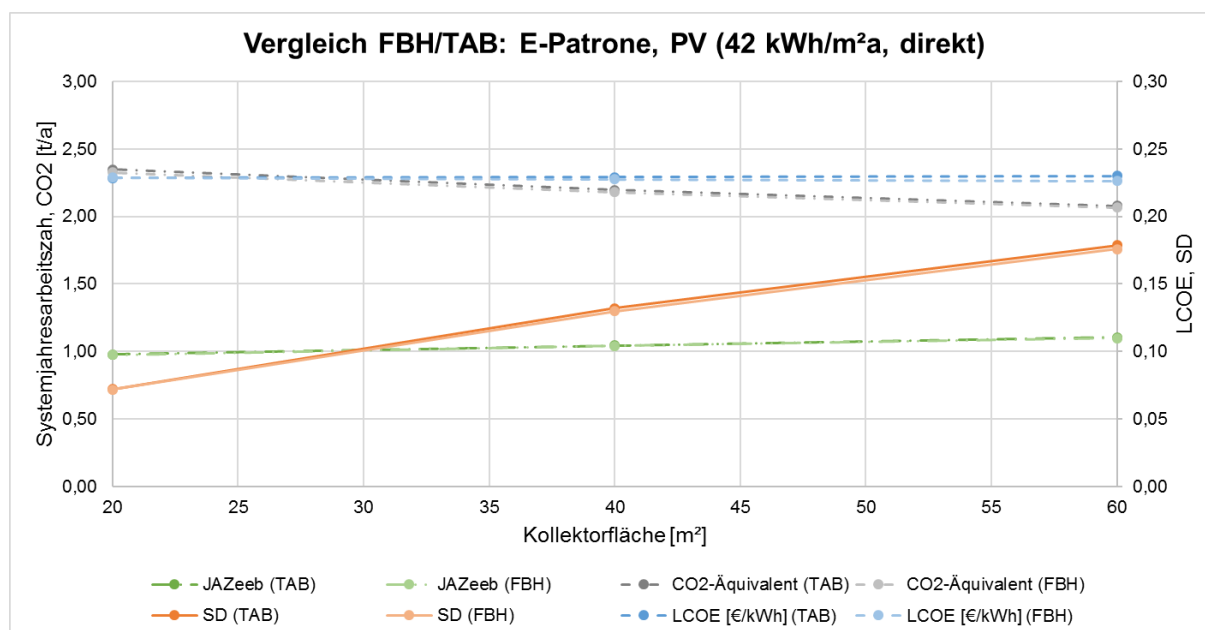


Abbildung 19 - Vergleich TAB und FBH in Kombination mit E-Patrone und PV-Anlage

Abbildung 19 zeigt, dass für das E-Patronen System mit PV-Anlage weder ökonomisch noch ökologisch ein Unterschied zwischen TAB und FBH festgestellt werden kann. Abbildung 20 zeigt einen geringen Vorteil der TAB gegenüber der FBH, sowohl ökonomisch als auch ökologisch.

Abbildung 21 zeigt ökologische und somit energetische Vorteile der TAB gegenüber der FBH für WV-Systeme mit einer LWP und einer PV-Anlage. Bei annähernd gleichem finanziellen Aufwand können für das System mit PV-Anlage und LWP höhere Jahresarbeitszahlen, höhere Deckungsgrade und ein geringerer CO<sub>2</sub>-Ausstoß festgestellt werden. Die Verbesserung des WV-Systems durch Erhöhung der Kollektorfläche ist von 20 m<sup>2</sup> auf 40 m<sup>2</sup> ausgeprägter als von 40 m<sup>2</sup> auf 60 m<sup>2</sup>. Dies ist damit zu erklären, dass die TAB aufgrund der längeren Beladungszeit eine höhere Überschneidung mit dem solaren Angebot aufweisen und die kurzzeitige Speicherkapazität des Betons die gesamte Anzahl an Beladungszyklen reduziert. Die Abflachung der Steigung von JAZ und SD von 40 m<sup>2</sup> auf 60 m<sup>2</sup>, lässt darauf schließen, dass der zusätzliche PV-Ertrag durch die Steigerung der Kollektorfläche nur mehr begrenzt zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann.



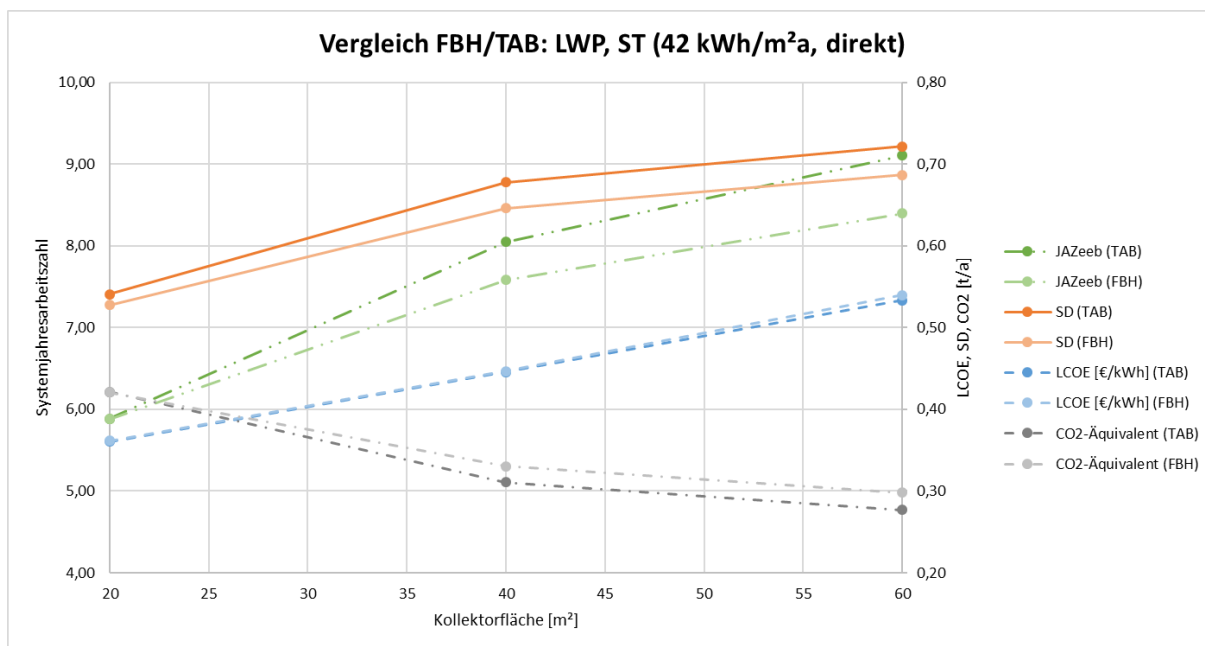


Abbildung 20 - Vergleich TAB und FBH in Kombination mit LWP und ST-Anlage

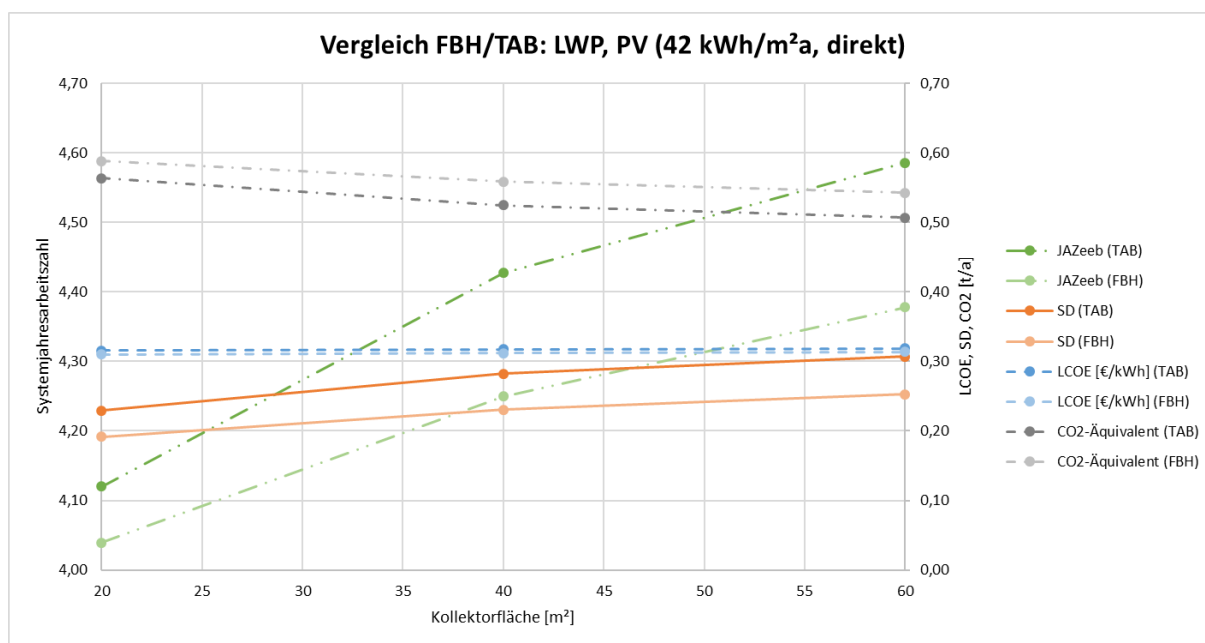


Abbildung 21 - Vergleich TAB und FBH in Kombination mit LWP und PV-Anlage

Jedoch ist zu erwähnen, dass der Aufbau der Geschossdecke gleich simuliert und nur die Verlegeebene der Rohrleitungen variiert wurde. Die Zwischendecke wurde mit einer Gesamtdicke 0,43 m simuliert. Der Beton hatte dabei eine Dicke von 0,25 m, Dämmung und Schüttung 0,1 m und der Estrich 0,08 m. Im Realfall weist die Fußbodenheizung meist eine etwas geringere Betondicke (0,15 m bis 0,20 m) auf, wodurch die Speicherfähigkeit der Fußbodenheizung gegenüber den TAB verringert

werden würde. Dies würde aber auch dazu führen, dass sich die Kosten für eine FBH reduzieren, da sich die Kosten für den Beton verringern würden. Dieser Umstand müsste in einer weiteren Simulationsstudie untersucht und ökonomisch bewertet werden.

Allgemein lässt sich jedoch bei einem identen Aufbau der Geschosdecken ein Vorteil der TAB gegenüber der FBH feststellen, wobei dieser Vorteil bei WV-Systemen mit Wärmepumpen und einer PV-Anlage am deutlichsten hervortritt. Der Vorteil ist durch die kurzfristige Speicherfähigkeit des Betons zu erklären, der eine effizientere Überbrückung zwischen solarem Angebot und der Nachfrage der Wärme ermöglicht und aufgrund des kleinen Pufferspeichers bei der Variante mit PV-System am deutlichsten hervortritt.

### 5.3.2 Vergleich: Basic (indirekt) und Komplex (direkt)

Der Nutzen einer direkten Hydraulik gegenüber einer indirekten Hydraulik in Bezug auf die Beladung der Wärmeabgabeflächen wurde untersucht und es ließ sich ein deutlicher Vorteil der direkten Hydraulik gegenüber der indirekten Hydraulik feststellen. Dieser Einfluss ist am größten in Kombination mit einer ST-Anlage, aber auch bei einer Wärmepumpe zu erkennen. Die E-Patrone befindet sich direkt im Pufferspeicher, weshalb bei einem monovalenten System mit E-Patrone nur indirekte Systeme existieren.

Der Vorteil der direkten Hydraulik lässt sich durch eine Reduktion der Speicherverluste erklären, da die Wärmeabgabeflächen direkt beladen werden können, nur das Warmwasservolumen im Speicher auf Temperatur gehalten werden muss und nur bei einem Überangebot der Speicher vollständig beladen wird. Zusätzlich werden auch die Rohrleitungsverluste durch geringere Rohrleitungslängen verringert. Ein weiterer Vorteil der direkten Hydraulik ist die Tatsache, dass die im Solarkreislauf benötigten Temperaturen reduziert werden können und somit der Kollektorwirkungsgrad erhöht wird. In Abbildung 22 sind exemplarisch die ökonomischen wie ökologischen Vorteile der direkten Hydraulik gegenüber der indirekten für das bivalente WV-System mit Luftwärmepumpe, Solarthermie und TAB abgebildet.

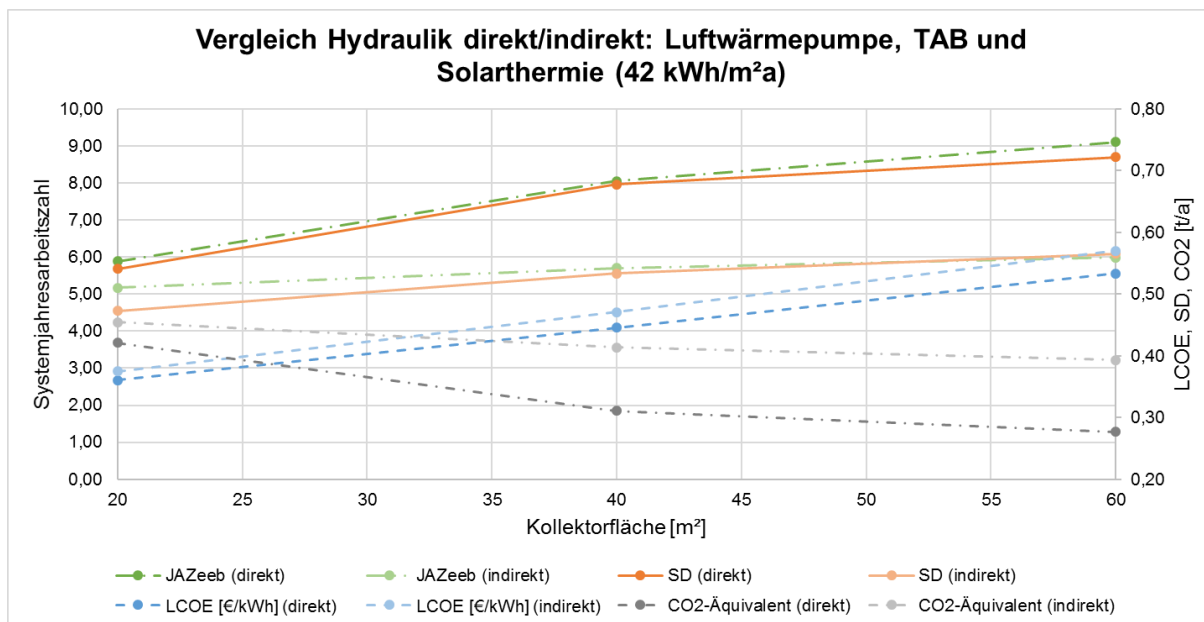


Abbildung 22 - Vergleich der indirekten mit der direkten Hydraulik für ein WV-System mit LWP und Solarthermie

### 5.3.3 Vergleich: CO<sub>2</sub>-Äquivalent, JAZ und SD bei unterschiedlichen Dämmstandards und gleicher Kollektorfläche

Mit der Erkenntnis, dass TAB Vorteile gegenüber einer Fußbodenheizung aufweisen und dass eine direkte Hydraulik die Effizienz eines WV-Systems erhöht, wurden in einer weiteren Analyse der gesamte Kapitalaufwand der einzelnen Systeme mit TAB und direkter Hydraulik über 25 Jahre in Zusammenhang mit unterschiedlichen Bewertungskennzahlen gebracht und bei gleicher Kollektorfläche verglichen.

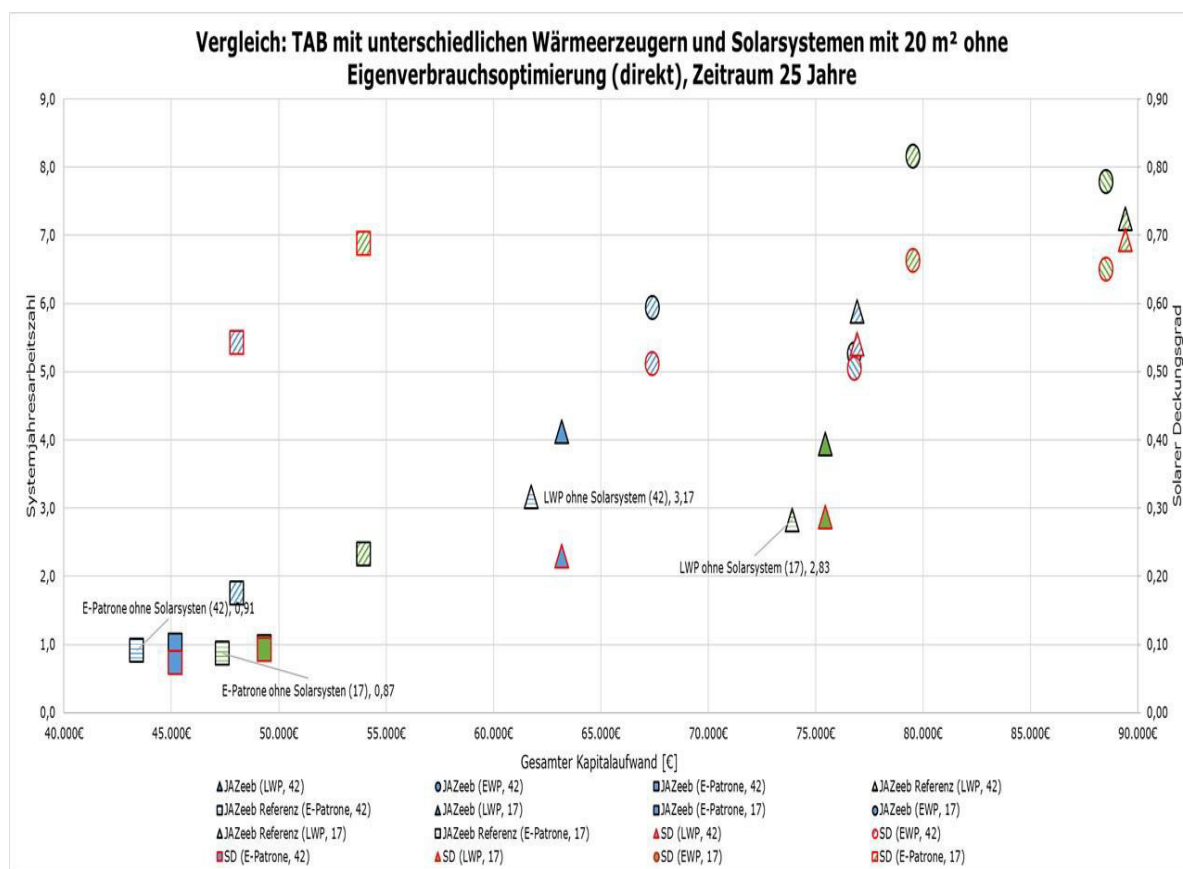


Abbildung 23 - Energetischer Vergleich unterschiedlicher WV-Systeme mit TAB und einer direkten Hydraulik über 25 Jahre und mit einer Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup>

In Abbildung 23 ist auf der Abszisse der gesamte Kapitalaufwand unterschiedlicher WV-Systeme aufgetragen. Dabei sind sämtliche Kosten (verbrauchs-, betriebs- und kapitalgebunden) enthalten, sowie etwaige Preissteigerungen berücksichtigt. Auf den Ordinaten sind die Jahresarbeitszahl der einzelnen WV-Systeme und der zugehörige solare Deckungsgrad abgebildet. Die Rechtecke stellen Systeme mit einer E-Patrone dar, Dreiecke jene mit einer Luftwärmepumpe und Kreise Systeme mit einer Erdwärmepumpe. Die Farbe des Rahmens der Symbole weist die jeweiligen Systeme

einer Ordinate zu. Ein schwarzer Rahmen bezieht sich auf die primäre Ordinate (Jahresarbeitszahl) und ein roter Rahmen auf die sekundäre Ordinate (solarer Deckungsgrad). Die Farbe der Füllung erlaubt eine Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Dämmstandards, eine blaue Füllung entspricht dem Dämmstandard mit einem HWB von  $42 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  und eine grüne einem mit  $17 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ . Des Weiteren wird zwischen den Mustern der Füllung unterschieden, welche jeweils einem Solarsystem zugeordnet werden können. Ein vollständig ausgefülltes Symbol entspricht einem System mit einer PV-Anlage, diagonale Streifen zeigen Systeme mit einer ST-Anlage und horizontal verlaufende Muster zeigen monovalente Systeme ohne Solarsystem (Referenz). Für die Systeme mit Erdwärmepumpe dient die Orientierung der diagonalen Streifen als weiteres Unterscheidungsmerkmal. Von links unten nach rechts oben verlaufende Streifen werden dem System mit einem seitlich gedämmten Kellerboden zugewiesen, von rechts oben nach links unten verlaufende Streifen dem System mit rundum gedämmtem Kellerboden. Ein vollständig grün ausgefülltes Dreieck mit schwarzem Rahmen stellt, zum Beispiel, die Jahresarbeitszahl eines WV-Systems mit Luftwärmepumpe und PV-Anlage für ein Haus mit einem Auslegungs-HWB von  $17 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  dar.

Abbildung 23 zeigt sehr deutlich, dass sämtliche Systeme mit E-Patronen billiger sind als jene mit Wärmepumpen, unabhängig vom installierten Solarsystem. Folglich lässt sich daraus schließen, dass bei den momentanen Stromkosten Systeme mit E-Patrone rein wirtschaftlich die besten sind. Vor allem das System E-Patrone mit ST-Anlage für ein Haus mit einem HWB von  $17 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  sticht wirtschaftlich als geeignete Variante hervor und ist mit einem SD von knapp 70 % auch ökologische vertretbar. Durch einen zusätzlichen Kapitalaufwand von rund 7.000 € wird die Jahresarbeitszahl um 1,5 erhöht und eine solare Deckung des Heiz- und Warmwasserbedarfes von 69 % erreicht. Beim Vergleich der WV-Systeme mit Erdwärmepumpe ist auch zu erkennen, dass, unabhängig vom Dämmstandard, die seitliche gedämmte Variante (siehe 4.1.6) sowohl ökologisch als auch ökonomisch besser abschneidet, als die rundum gedämmte Variante. Daraus kann man schließen, dass das Erdreich selbst zur Regeneration beiträgt und eine zusätzliche Speichermasse ohne ausreichende Regeneration keinen Vorteil bringt.

Vergleicht man das WV-System mit Erdwärmepumpe (seitlich gedämmt) mit jenem mit Luftwärmepumpe und jeweils einer ST-Anlage, ist zu erkennen, dass die Erd-

wärmepumpe mit geringeren Kosten höhere Jahresarbeitszahlen erreicht. Der geringfügig niedrigere solare Deckungsgrad des EWP-Systems für das 42 kWh/m<sup>2</sup>a Haus ist mit der Notwendigkeit der Regeneration der Wärmequelle Kellerboden zu erklären. Die Regeneration des Betonspeichers ist notwendig, um eine Unterkühlung des Bodens zu vermeiden und eine gute Arbeitszahl der Wärmepumpe zu gewährleisten. Durch die Regeneration wird allerdings auch die Arbeitszahl der Erdwärmepumpe verbessert, weshalb auch für beide Dämmstandards die Jahresarbeitszahl der Systeme mit Erdwärmepumpe höher ist als jene der Systeme mit Luftwärmepumpe. Der deutliche preisliche Unterschied zwischen den zwei Varianten ist auf die hohen Kosten der Luftwärmepumpe, 5.000 € Mehrkosten gegenüber der Erdwärmepumpe, zurückzuführen. Die nachfolgende Abbildung 24 zeigt die WV-Systeme, wie für Abbildung 23 beschrieben, nur, dass auf der primären Ordinate das CO<sub>2</sub>-Äquivalent in Kilogramm pro Jahr aufgetragen ist. Analog zu Abbildung 23 werden Symbole mit schwarzem Rahmen der primären Ordinate zugeordnet.

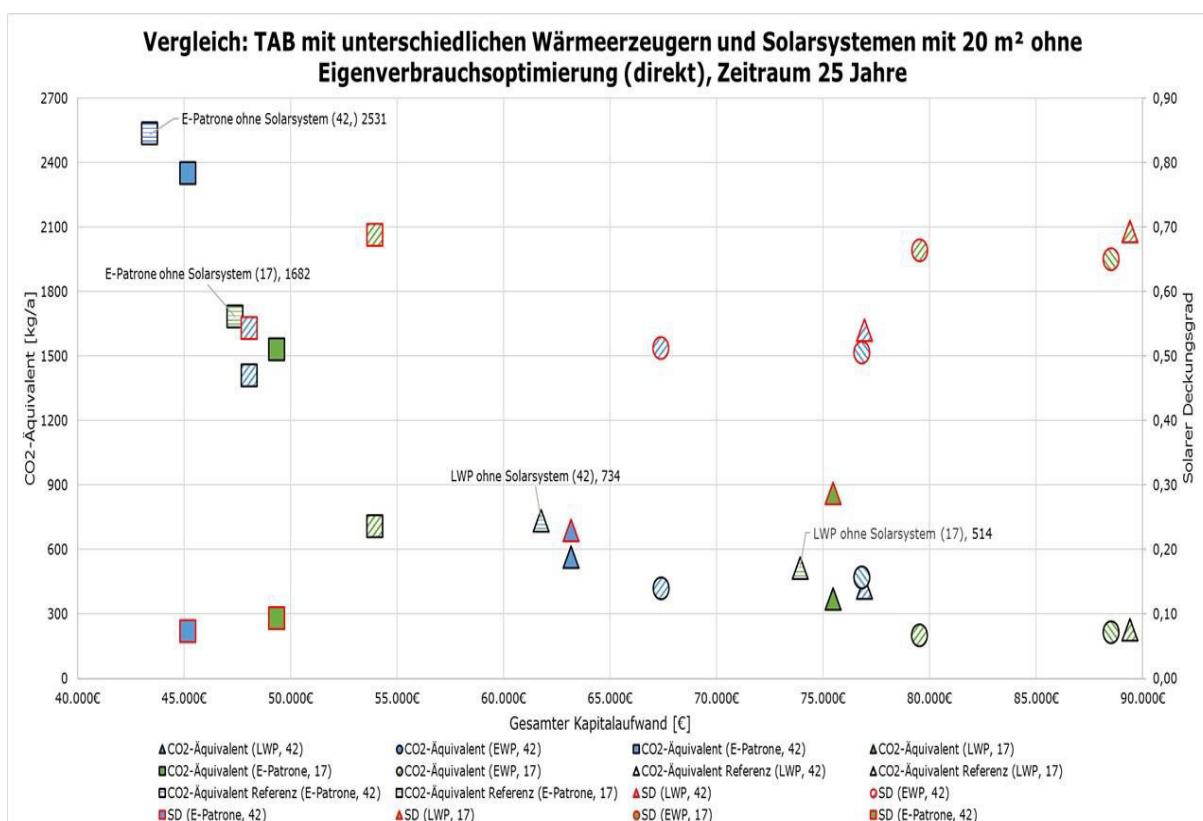


Abbildung 24 - Ökologischer Vergleich unterschiedlicher WV-Systeme mit TAB und einer direkten Hydraulik über 25 Jahre und mit einer Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup>

Abbildung 24 zeigt, dass sämtliche Systeme mit E-Patrone zwar einen deutlich geringeren Kostenaufwand aufweisen, aber aufgrund der schlechten Jahresarbeitszah-

len auch das CO<sub>2</sub>-Äquivalent entsprechend hoch ist. Mit Ausnahme der bereits erwähnten Variante E-Patrone mit Solarthermie für das Haus mit einem HWB von 17 kWh/m<sup>2</sup>a, schneiden sämtliche Systeme mit Wärmepumpen ökologisch besser ab, als jene mit E-Patrone. Dieser Umstand kommt aufgrund der Tatsache zustande, dass der extern bezogene Strom die einzige Energieform ist, die in der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Äquivalents berücksichtigt werden muss. Deshalb sind jene Systeme mit hohen Jahresarbeitszahlen und somit einem geringen externen Strombedarf auch die ökologisch besten. Ist der allgemeine Strombedarf eines Hauses, z. B. aufgrund einer guten Dämmung, niedrig, stehen die teilweise doch beträchtlichen Mehrkosten von komplexen WV-Systemen mit hohen Jahresarbeitszahlen nicht in Relation zu den realisierten ökologischen Verbesserungen. Diese Tatsache unterstützt wiederum die Auswahl des E-Patronen Systems mit ST-Anlage für ein Haus mit guter Dämmung.

Ebenso ist zu erkennen, dass die Reduktion des CO<sub>2</sub>-Äquivalents auch mit stark erhöhtem Kapitalaufwand für Systeme mit 20 m<sup>2</sup> Kollektorfläche nur bedingt reduziert werden kann und ein gewisser Energiebedarf stets extern gedeckt werden muss. Daher muss eine Balance zwischen wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten hergestellt werden.

Abbildung 23 und Abbildung 24 wurden auch für WV-Systeme mit einer Kollektorfläche von 40 m<sup>2</sup> erstellt. Dabei konnten allgemein die gleichen Zusammenhänge wie für die Systeme mit 20 m<sup>2</sup> hergestellt werden. Das Speichervolumen für Systeme mit 40 m<sup>2</sup> Kollektorfläche wurde allerdings gegenüber jenen Systemen mit 20 m<sup>2</sup> nicht geändert. Die erreichten Deckungsgrade und Jahresarbeitszahlen waren für sämtliche Systeme höher, was nur eine logische Konsequenz der erhöhten Kollektorfläche ist. Allerdings war eine noch deutlichere Spreizung des Kapitalaufwandes zwischen Systemen mit Solarthermie und jenen mit PV zu erkennen, da der deutlich höhere Preis der ST-Anlage gegenüber der PV-Anlage mit höheren Kollektorflächen auch einen stärkeren Einfluss auf den gesamten Kapitalaufwand hat.

### 5.3.4 Eigenverbrauchsoptimierung PV

Die Regelung für Wärmeversorgungssysteme mit ST-Anlagen war bereits so eingestellt, dass die Nutzung des solaren Angebotes möglichst hoch ist und die Wärme,

nur wenn notwendig, durch einen sekundären Wärmeerzeuger generiert wurde. Dies ist vor allem in den kalten, sonnenarmen Wintermonaten notwendig. Für WV-Systeme mit PV-Anlage wurde jedoch zu Beginn der Simulation nicht auf den Eigenverbrauch geachtet. Der Wärmeerzeuger wurde stets bei Bedarf eingeschaltet, unabhängig vom momentanen solaren Angebot. Durch eine Anpassung der Regelung wurde eine weitere Verbesserung der WV-Systeme mit PV-Anlage angestrebt. Dabei wurde festgelegt, dass die Wärmeerzeuger bei einer Grenze von minimal 1,5 kW solar erzeugtem Strom, die Bauteile überladen durften. Die maximal zulässige Bodentemperatur der Wärmeabgabeflächen (FBH/TAB) wurde dabei auf 29°C beziehungsweise 31°C erhöht. Dadurch hat sich der allgemeine Wärmebedarf der Systeme erhöht, allerdings ist die Differenz solar gedeckt. Die kurzfristige Speicherung sollte wiederum eine bessere Überbrückung zwischen solarem Angebot und thermischem Wärmebedarf ermöglichen, somit den Anteil an extern bezogenem Strom reduzieren. Der Vergleich von Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigt, dass die Optimierungsmaßnahmen vor allem in den Wintermonaten zu einer erhöhten Wärmeerzeugung mit solarem Strom führen. Die rote Fläche stellt dabei den monatlichen Verlauf des gesamten Strombedarfs der Wärmepumpe dar. Die überlagernde grüne Fläche zeigt jenen Anteil, der von der PV-Anlage gedeckt wird. Die blaue Linie stellt den PV-Ertrag über ein Jahr dar. Der Vorteil in den Wintermonaten ist damit zu erklären, dass der erhöhte Wärmebedarf und der größere Temperaturhub der Luftwärmepumpe im Winter einen allgemein höheren Strombedarf der Luftwärmepumpe bedingen. Dadurch wird es möglich, bei vorhandenem solarem Angebot, die elektrische Energie in thermische umzuwandeln und kurzfristig in den TAB zu speichern. Des Weiteren ist zu erkennen, dass auch in den Sommermonaten, bei hohem solarem Angebot stets ein Teil der Energie zur Wärmeerzeugung extern bezogen werden muss und, dass der solar gedeckte Anteil in den Sommermonaten bei einem WV-System mit Eigenverbrauchsoptimierung geringfügig niedrigerer ist als bei einem WV-System ohne. Der Strombedarf in den Sommermonaten ist vorhanden, da, obwohl kein Heizbedarf ist, von Juni bis August stets Warmwasser benötigt wird und somit der Pufferspeicher auf mindestens 60°C beladen werden muss. Dieser Temperaturhub bedingt hohe Wärmemengen und demnach auch einen hohen Strombedarf der Wärmepumpe. Zusätzlich treten Speicherverluste auf, die bei gleichzeitigem Wärmebedarf ohne solares Angebot, durch externen Strom ausgeglichen werden müssen. Der Umstand,



dass die eigenverbrauchsoptimierte Variante im Sommer eine geringere solare Deckung erreicht, zeigt, dass für die verbesserte Regelung noch Optimierungsbedarf besteht. Dennoch konnten für sämtliche WV-Systeme mit Eigenverbrauchsoptimierung ökologische und ökonomische Vorteile festgestellt werden. Der ökonomische Vorteil ist allerdings verschwindend gering. Für WV-Systeme mit LWP reduzierte sich die aufgewendete Kapitalmenge über 25 Jahre um maximal 700 €, unabhängig von dem Dämmstandard und der Kollektorfläche.

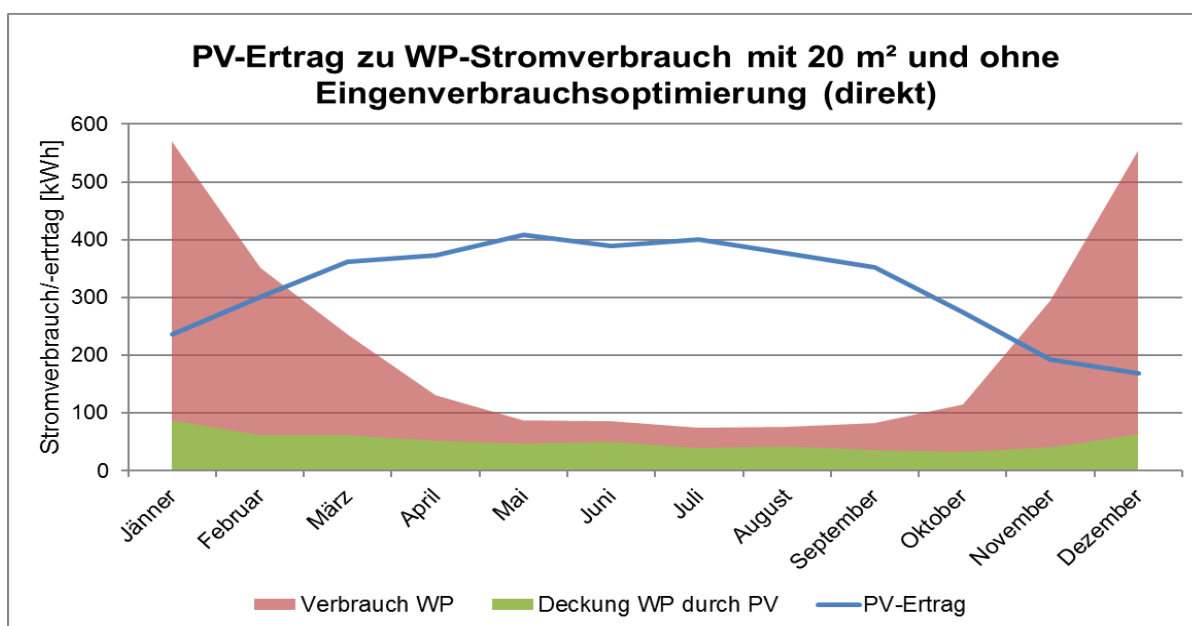


Abbildung 25 - Anteil der Wärmeerzeugung mit PV-Strom ohne Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m<sup>2</sup>a)

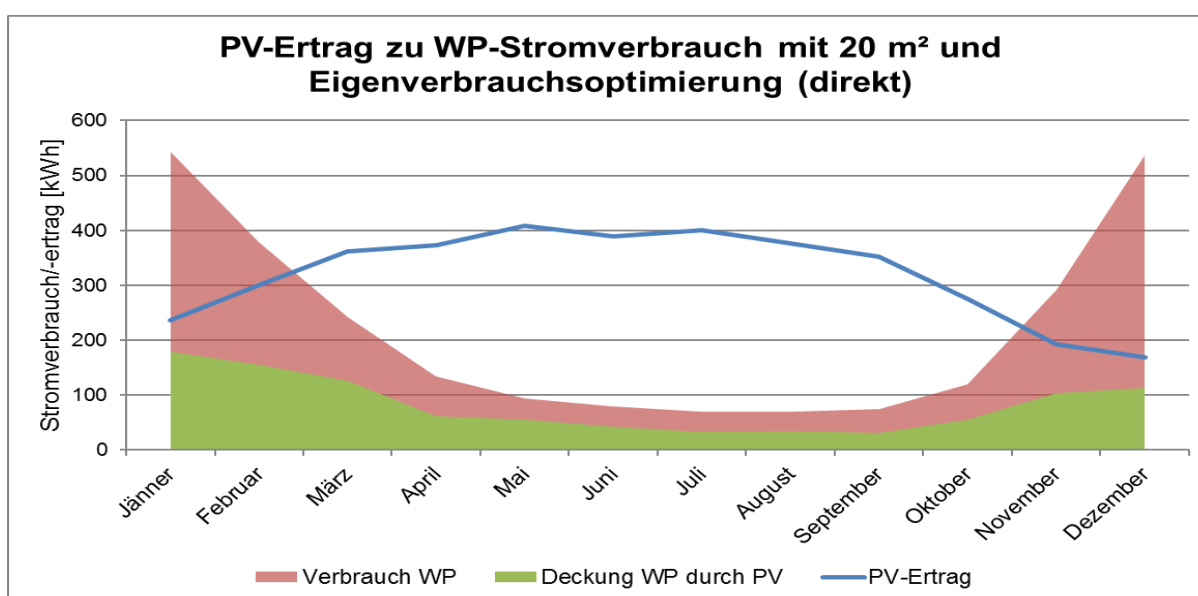


Abbildung 26 - Anteil der Wärmeerzeugung mit PV-Strom mit Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m<sup>2</sup>a)

Die Verbesserung der PV-Systeme durch die Eigenverbrauchsoptimierung wird auch in Tabelle 11 dargestellt. Der Vergleich der Ergebnisse zeigt deutlich, dass durch eine optimierte Regelung ökologisch deutliche Verbesserungen erzielt werden können, die wirtschaftlichen Auswirkungen, betrachtet man den gesamten Kapitalaufwand, allerdings sehr gering sind. Dies bekräftigt die Schlussfolgerung, dass die Effektivität der PV-Systeme durch eine optimierte Regelung noch deutlich erhöht werden kann. Diese Variante der Eigenoptimierung ist allerdings nach wie vor nicht optimal. In Tabelle 11 kann man auch erkennen, dass das Regelkriterium von 1,5 kW für die E-Patrone nicht geeignet ist. Ökologisch und ökonomisch wurden Verschlechterungen festgestellt, weshalb in einer weiteren Simulation die Regelkriterien angepasst werden müssen. Die 1,5 kW Grenze basiert darauf, dass die Wärmepumpe erst ab einer gewissen Leistung genutzt werden kann. Durch diese Festlegung dieser Grenze wird versucht, den während des Betriebs der Wärmepumpe extern bezogenen Strom zu minimieren. Dies ist allerdings für die E-Patrone nicht notwendig, da sie unabhängig von der gelieferten Leistung, Strom in Wärme umwandeln kann.

Tabelle 11 - Verbesserung der PV-Systeme durch eine Eigenverbrauchsoptimierung gegenüber der Systeme ohne Eigenverbrauchsoptimierung in %, Dämmstandard 42 kWh/m<sup>2</sup>/a

	HWB [kWh/m <sup>2</sup> a]	LCOE [€/kWh]	Kapitalwert [€]	SD [%]	Eigenverbrauch [%]	JAZ	CO <sub>2</sub> - Äquiva- lent [kg/a]
20 m <sup>2</sup> Kollektorfläche							
LWP + FBH + PV	6,8%	-4,7%	-0,8%	72,8%	56,2%	22,4%	-14,9%
LWP + TAB + PV	10,1%	-6,8%	-1,0%	76,0%	61,6%	32,4%	-19,7%
E-Patrone + FBH + PV	4,6%	-1,3%	1,6%	14,7%	17,8%	1,4%	1,5%
E-Patrone + TAB + PV	7,5%	-1,7%	3,3%	3,3%	8,2%	0,5%	4,5%
40 m <sup>2</sup> Kollektorfläche							
LWP + FBH + PV	9,9%	-6,7%	-1,0%	89,6%	75,2%	37,1%	-22,6%
LWP + TAB + PV	12,7%	-8,5%	-1,3%	88,6%	76,9%	54,9%	-30,3%
E-Patrone + FBH + PV	7,5%	-2,6%	2,1%	23,6%	29,1%	4,0%	0,7%
E-Patrone + TAB + PV	10,2%	-2,7%	3,9%	11,7%	18,9%	2,2%	4,5%
60 m <sup>2</sup> Kollektorfläche							
LWP + FBH + PV	11,7%	-7,7%	-1,0%	91,2%	79,3%	44,1%	-25,5%
LWP + TAB + PV	13,9%	-9,3%	-1,5%	93,6%	82,7%	70,2%	-36,2%
E-Patrone + FBH + PV	7,9%	-3,3%	1,6%	28,6%	34,7%	6,9%	-1,7%
E-Patrone + TAB + PV	12,1%	-4,1%	3,5%	26,3%	35,9%	6,6%	1,3%

Sehr deutlich tritt auch der Vorteil der Eigenverbrauchsoptimierung hervor, wenn man den Betrieb der Wärmepumpe auf Stundenbasis betrachtet. Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen den Betrieb der Wärmepumpe über denselben Zeitraum von 2 Wochen im Monat Jänner. Die blaue Fläche entspricht dem Verbrauch der Wärmepumpe, die rote dem stündlichen PV-Ertrag und die grüne Fläche jenem Anteil des PV-Ertrags, der von der Wärmepumpe genutzt wird.

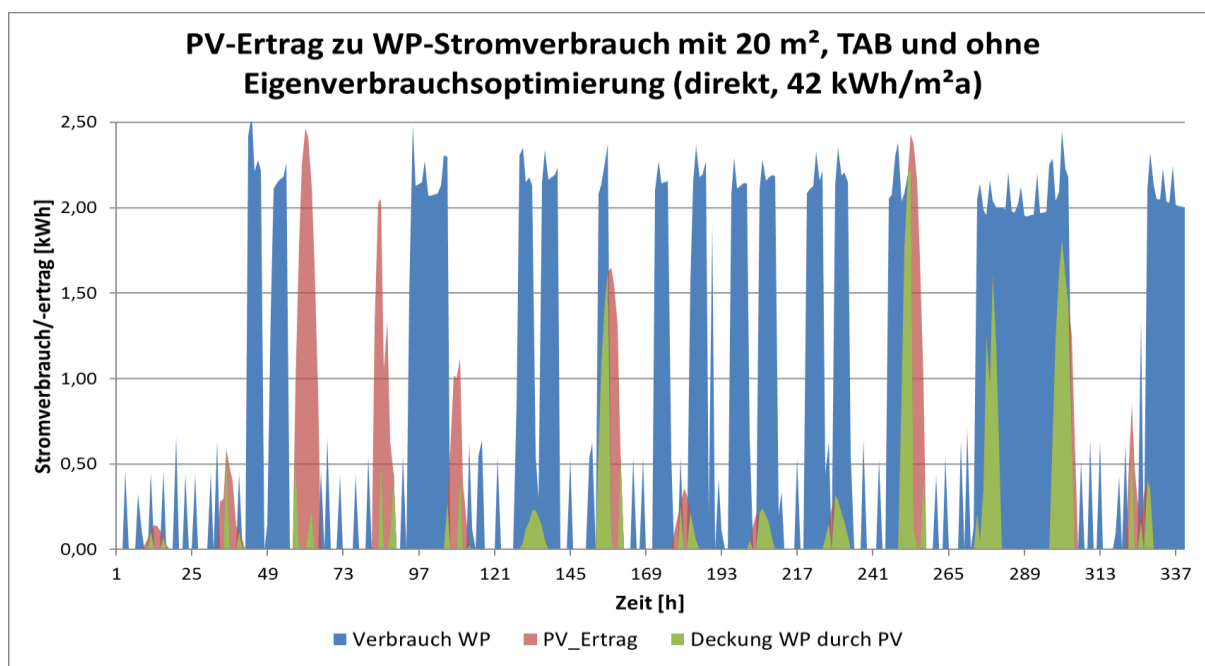


Abbildung 27 - PV-Ertrag zu WP-Stromverbrauch mit 20 m<sup>2</sup>, TAB und ohne Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m<sup>2</sup>a)

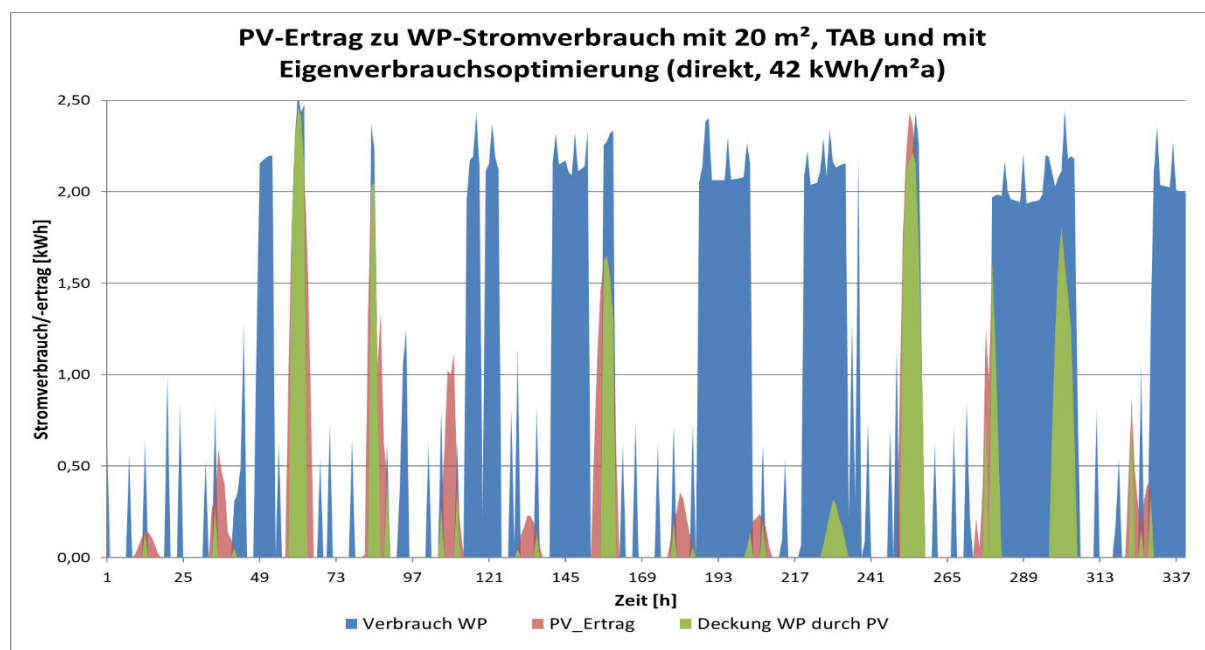


Abbildung 28 - PV-Ertrag zu WP-Stromverbrauch mit 20 m<sup>2</sup>, TAB und mit Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m<sup>2</sup>a)

Vergleicht man die beiden Abbildungen, so erkennt man, dass sich die Überdeckung der roten Flächen durch grüne deutlich erhöht hat, was bedeutet, dass der Anteil an solar genutztem Strom zur Wärmeerzeugung zugenommen hat. Zusätzlich erkennt man auch eine Verschiebung der Beladungszyklen, die sich dem solaren Angebot anpassen. Anzumerken ist jedoch, dass hier auch die Wärmeerzeugung für Warmwasser mit abgebildet ist. Die Fähigkeit der TAB Wärme länger zu speichern und die allgemein längeren Beladungszyklen, ermöglichen eine optimalere Nutzung des solaren Angebots im Vergleich zu der FBH. Der Vorteil der TAB gegenüber der FBH wird auch im Vergleich der möglichen Verbesserungen in Tabelle 11 deutlich. Der Unterschied der Beladungszyklen zwischen FBH und TAB soll noch einmal Abbildung 29 verdeutlichen.

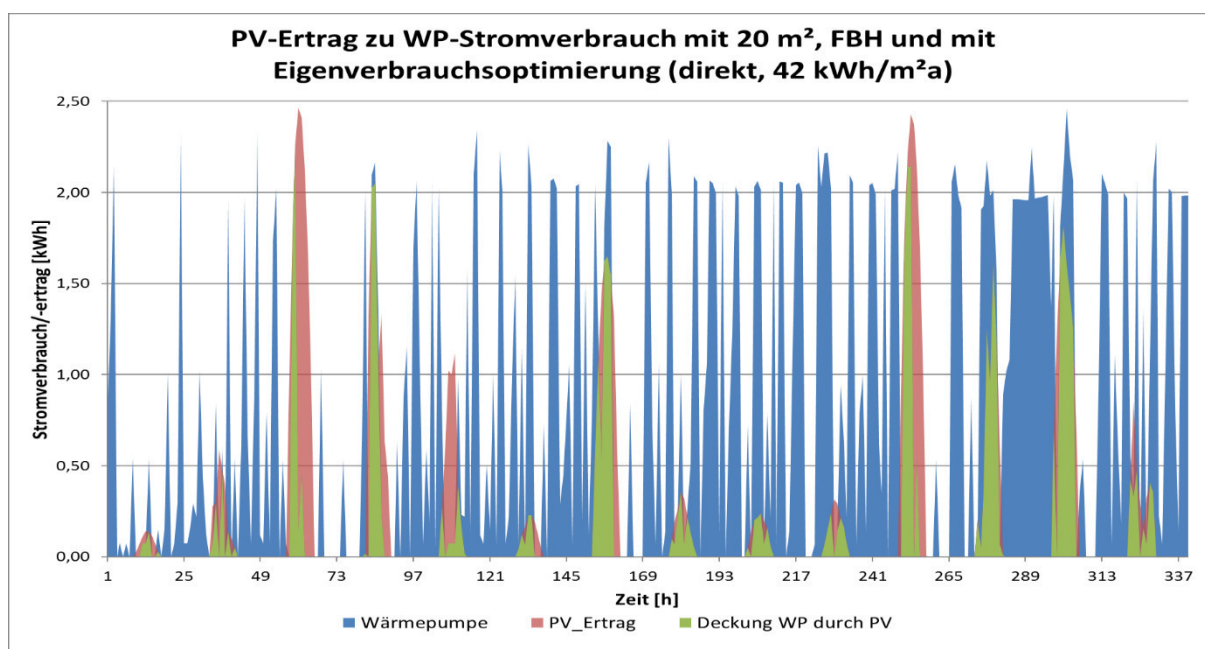


Abbildung 29 - PV-Ertrag zu WP-Stromverbrauch mit 20 m<sup>2</sup>, FBH und mit Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m<sup>2</sup>a)

### 5.3.5 Berücksichtigung des HHSB

Die Berücksichtigung des HHSB ist vor allem für die WV-Systeme mit PV-Anlagen von Relevanz. Für sämtliche Systeme mit ST hat sich der gesamte Kapitalaufwand und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß um die Kosten bzw. den Anteil des Stroms für den Haushalt erhöht, während der solare Deckungsgrad gleichblieb. Bei den PV-Systemen konnte jedoch unter Berücksichtigung des HHSB ein deutlich höherer Eigenverbrauch erzielt werden, während gleichzeitig die zusätzlichen Kosten für den HHSB gegenüber den Systemen ohne PV-Anlage reduziert wurden. Dies veranschaulicht die nachfolgende Abbildung 30. Dabei werden wiederum 10 WV-Systeme mit einer Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren dargestellt.

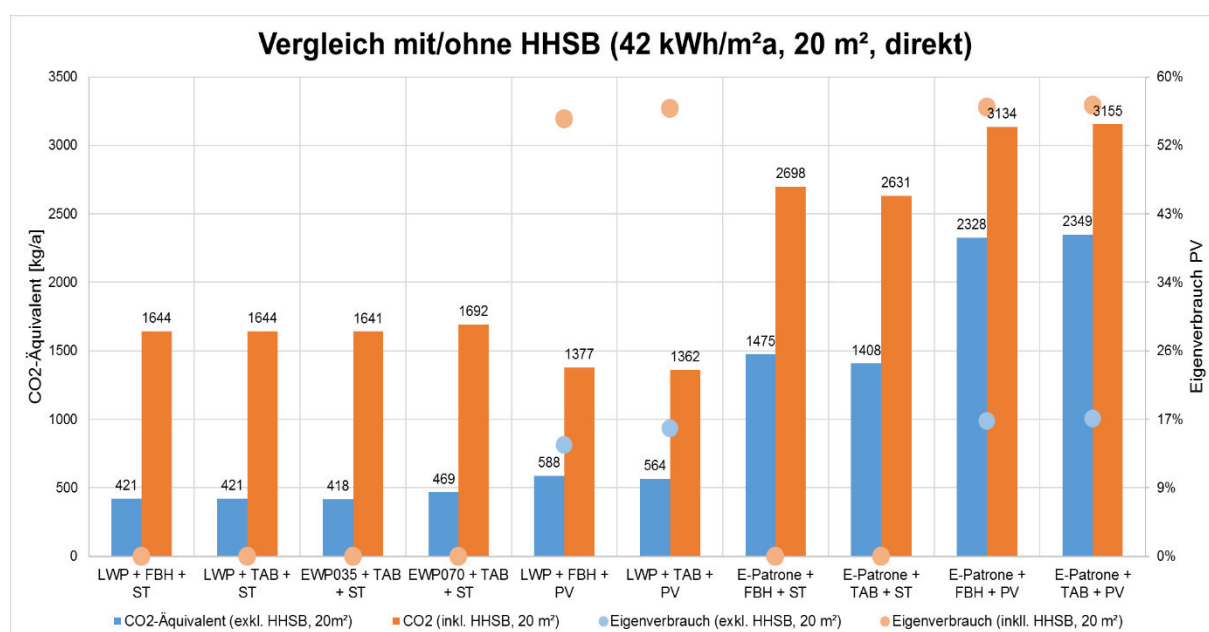


Abbildung 30 - Vergleich unterschiedlicher WV-Systeme mit 20 m<sup>2</sup>-Solarsystemen mit und ohne Berücksichtigung des HHSB

Der Eigenverbrauch erhöht sich unter Berücksichtigung des HHSB für die PV-Systeme um teilweise über 30 %. Mit steigender Kollektorfläche nimmt die Differenz ab, da der HHSB nicht steigt, während der PV-Ertrag des Kollektors linear mit der Fläche zunimmt. Dennoch konnte eine Steigerung des Eigenverbrauchs von über 15 % bei einer Kollektorfläche vom 60 m<sup>2</sup> festgestellt werden. Der solare Deckungsgrad nimmt allerdings unter Berücksichtigung des HHSB für PV-Systeme geringfügig ab, da ein Teil des Stroms, welcher ohne HHSB nur dem WV-System zugeführt wird, für den Haushalt verwendet wird. Dadurch ergibt sich ein erhöhter externer Stromverbrauch des Wärmeerzeugers. Fazit dieser Analyse ist, dass reine WV-Systeme ST-

Systeme deutlich besser abschneiden als WV-Systeme mit PV-Anlagen, jedoch PV-Systeme unter Berücksichtigung des HHSB sowohl ökonomisch und ökologisch einen zusätzlichen Nutzen aufweisen. Der Einfluss der unterschiedlichen Wärmeabgabeflächen ist dabei zu vernachlässigen.

## 5.4 Sensitivitätsanalysen

Zur Untersuchung der Abhängigkeit der WV-Systeme von einzelnen Eingangsparametern wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die Höhe der Einspeisevergütung und die jährliche Strompreissteigerungsrate wurden dabei variiert und für ein weiteres Szenario wurde der Einfluss des HHSB auf die einzelnen WV-Systeme untersucht.

### 5.4.1 Änderung der Einspeisevergütung

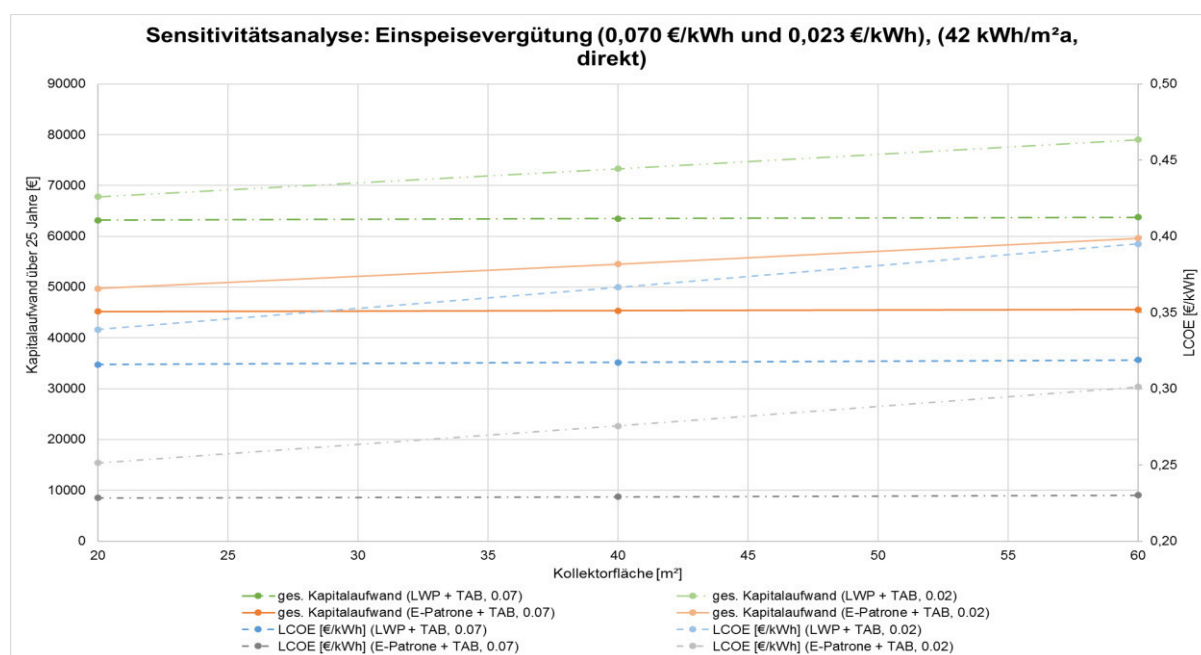


Abbildung 31 - Vergleich von WV-Systemen mit PV-Anlage bei unterschiedlichen Einspeisevergütungen

Während der wirtschaftlichen Analyse wurde festgestellt, dass Systeme mit PV-Anlage bei steigender Kollektorfläche keinen erhöhten gesamten Kapitalaufwand aufzuweisen hatten. Deshalb wurde der Einfluss der Einspeisevergütung auf die Gesamtkosten der WV-Systeme mit PV-Anlage untersucht. Abbildung 31 zeigt deutlich, dass die Menge an eingespeistem Strom und an reduziertem externen Strombedarf die Mehrkosten der PV-Anlage bei steigender Kollektorfläche über 25 Jahre aufhebt.

Deshalb zeigt sich keine Steigerung des gesamten Kapitalaufwandes bei einer Erhöhung der Kollektorfläche, bei einer Einspeisevergütung von 0,07 €/kWh. Für ein zweites Szenario wurde eine Einspeisevergütung von 0,023 €/kWh angenommen. Dieser Wert entspricht dem Marktpreis des zweiten Quartals für 2016 [30], welchen die OeMAG zahlt, die zur Abnahme verpflichtet ist [29]. Die logische Konsequenz ist eine Teuerung der WV-Systeme mit PV-Anlage. Doch auch bei diesem Szenario sind die PV-Systeme noch immer billiger als Systeme mit ST-Kollektoren bei gleicher Kollektorfläche. Nur bei einer Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> sind WV-Systeme mit E-Patrone und ST geringfügig billiger als die Systeme mit PV und E-Patrone. Bei höheren Kollektorfläche sind die Systeme mit ST wiederum teurer, da der spezifische Kollektorpreis der ST-Kollektoren deutlich höher ist.

### 5.4.2 Änderung der jährlichen Strompreissteigerungsrate

In Abhängigkeit der Länge des Betrachtungszeitraumes der vergangenen Jahre variiert die Strompreissteigerungsrate deutlich, weshalb ihr wirtschaftlicher Einfluss auf die einzelnen WV-Systeme untersucht wurde. Für das Standardszenario wurde die Steigerungsrate von 0,30 % angenommen. Berechnet wurde diese Steigerungsrate mit der Zinseszins-Formel für den Betrachtungszeitraum von 2008 bis 2016. Als Quelle wurde hierfür eine Statistik von E-Control [28] herangezogen, welche die Preissteigerung für Haushalte mit dem Bezugsjahr 2008 auflistet. Die Zinseszinsformel lautet wie folgt:

$$K_n = K_0 * \left(1 + \frac{p}{100}\right)^n \quad (24)$$

Dabei entspricht  $K_n$  dem Endkapital nach  $n$  Jahren,  $K_0$  dem Ausgangskapital und  $p$  der jährlichen Steigerungsrate. Mit Gleichung (24) wurde eine weitere Preissteigerungsrate von 4,00 % ermittelt, wobei als Quelle für die Ausgangsdaten eine Untersuchung der Statistik-Austria [31] herangezogen wurde. Der Betrachtungszeitraum liegt dabei zwischen 2003 und 2014 und bezieht sich auf den Strompreis für Haushalte. Als drittes Szenario wurde eine fiktive Strompreissteigerung von 10,00 % angenommen. Diese Annahme basiert auf keinen realen Daten der Vergangenheit, sondern entspringt der Überlegung, dass der Strompreis aufgrund unterschiedlicher Einflussfaktoren, wie zum Beispiel Deutschlands Ausstieg aus dem Atomstrom bis 2022 [32], dem Ausbau der E-Mobilität, einem wieder steigenden Erdölpreis und der



Energiewende deutlich steigen wird.

*Tabelle 12- Untersuchte jährliche Strompreissteigerungsraten*

Jährliche Steigerungsrate [%]		Betrachtungszeitraum	Quelle
Nominal	Real		
0,30	-1,67	2008 bis 2016	E-Control
4,00	1,96	2003 bis 2014	Statistik Austria
10,00	7,84	-	fiktive Annahme

Abbildung 32 zeigt den gesamten Kapitalaufwand für 3 unterschiedliche Wärmeversorgungssysteme über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren bei unterschiedlichen Strompreissteigerungsraten. Dabei ist sehr deutlich zu erkennen, dass jenes System mit einer schlechten Jahresarbeitszahl (E-Patrone + TAB + PV) die stärkste Abhängigkeit vom Strompreis aufweist. Betrachtet man die WV-Systeme ohne Solar-system (0 m<sup>2</sup>), kann man erkennen, dass bereits bei einer Steigerungsrate von 4,00 % die Systeme über 25 Jahre annähernd gleich teuer sind, wobei die abgebildeten LWP-Systeme die höheren Anfangsinvestitionskosten aufweisen. Bei einer Steigerungsrate von 10,00 % ist zu erkennen, dass die gesamten Kosten für E-Patronen-Systeme in fast allen Szenarien am höchsten sind, was die starke Abhängigkeit der E-Patronen-Systeme von dem Strompreis noch einmal verdeutlicht. Das Fazit dieser Sensitivitätsanalyse ist, dass jene Systeme mit den guten Systemjahresarbeitszahlen eine geringere Abhängigkeit von der Strompreissteigerung aufweisen, es jedoch bei der momentanen Preissteigerung rein wirtschaftlich betrachtet nicht sinnvoll ist, ein komplexes, teures Wärmeversorgungssystem zu installieren.

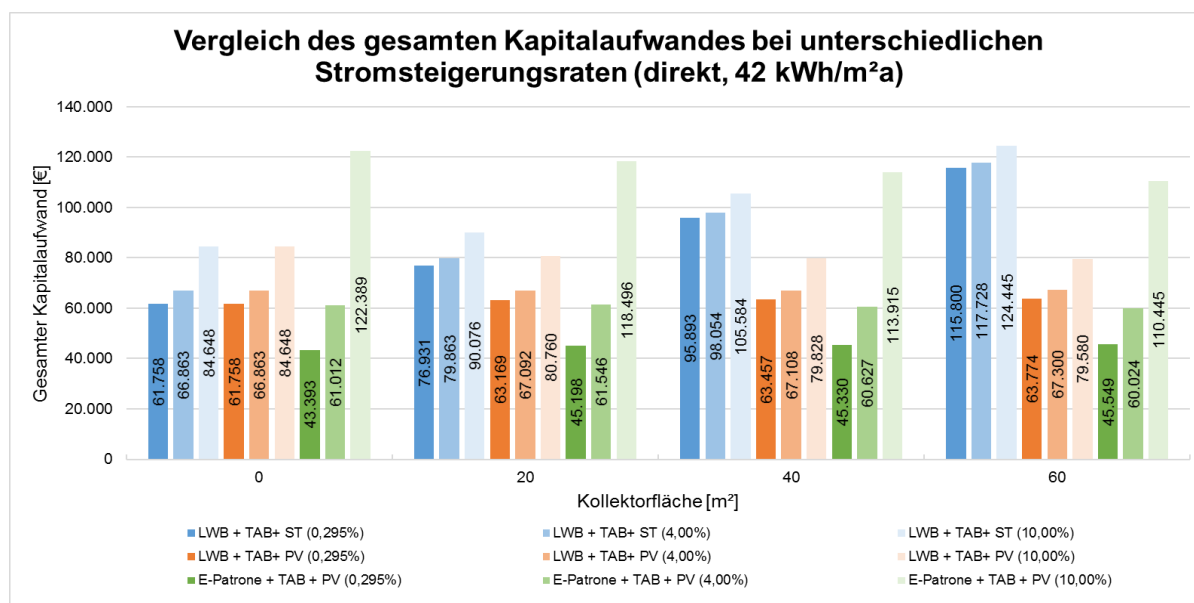


Abbildung 32 - Sensitivitätsanalyse der jährlichen Strompreissteigerungsrate für 3 unterschiedliche WV-Systeme

### 5.4.3 Änderung der Pufferspeichergröße

Neben der Anpassung der Regelung zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wurde auch eine Vergrößerung des Pufferspeichers in Betracht gezogen. Die Überlegung war, dass man mit geringem wirtschaftlichen Mehraufwand durch eine Vergrößerung des Pufferspeichers die gesamte Speichermasse des Systems erhöhen kann. Durch eine gezielte Be- und Überladung des Pufferspeichers mit solar gewonnener Energie wird es möglich die Spreizung zwischen solarem Angebot und Heizbedarf in Teilen zu überbrücken. Infolgedessen würde sich die durch extern bezogene Energie erzeugte Wärmemenge reduzieren. Theoretisch ließen sich langfristig damit sowohl ökologische als auch ökonomische Verbesserungen realisieren. Dies würde vor allem für PV-Systeme, die nur mit einem 350 l Pufferspeicher ausgestattet sind, eine Verbesserung bedeuten. Da das Ziel dieses Projektes mitunter die Reduktion der Pufferspeichergröße bei gleichbleibendem solarem Deckungsgrad ist, wurden Speichergrößen bis maximal 2500 l diskutiert. Aufgrund von Verzögerungen in der Simulation konnte dieser Teil leider nicht mehr ausgewertet werden.

## 5.5 Bezugsoption: Ökostrom

Ökostrom wird als jene elektrische Energie bezeichnet, die ausschließlich aus erneuerbare Energiequellen gewonnen wird. Die genaue Definition des Ökostroms wurde für Österreich im Ökostromgesetz festgelegt, während es in Deutschland noch keine gesetzlich eindeutige Definition gibt. Ökostrom wird in Österreich mittlerweile von einer Vielzahl von Ökostrom-Anbietern vermarktet, welche sich verpflichten, jenen Energiebetrag in das öffentliche Netz einzuspeisen, den deren Kunden entnehmen. Dabei wird zwischen *zeitgleicher* und *mengengleicher* Ökostromversorgung unterschieden.

Bei *zeitgleicher* Einspeisung muss innerhalb eines gewissen Zeitfensters jene Menge, die von Kunden entzogen wird, auch eingespeist werden. Die dauerhafte Gleichzeitigkeit ist momentan jedoch in großem Maßstab technisch nicht möglich.

Bei der *mengengleichen* Versorgung, garantiert der Hersteller lediglich, dass er in einem Zeitraum von einem Jahr dieselbe Menge Strom einspeist, wie seine Kunde beziehen. Bei einem Vergleich der Strompreise der 20 billigsten Angebote in Österreich für ein Einfamilienhaus im Raum Graz wurde festgestellt, dass Ökostrom bereits zum selben oder für einen geringfügig höheren Preis erhältlich ist wie Graustrom (also Strom unbekanntes Herkunft) [33]. Dasselbe wurde für Deutschland im Jahr 2014 festgestellt [34]. Also könnte man theoretisch den ökologischen Nachteil der E-Patrone mit Ökostrom, ohne finanziellen Mehraufwand, ausgleichen.

Eine Untersuchung des Umweltbundesamtes zu Ökostrom [34] listet jedoch Probleme auf, welche den direkten ökologischen Nutzen von Ökostrom in Frage stellen. Einerseits können Ökostrom-Anbieter durch den Zukauf von Herkunftsnachweisen (HKN) von Strom aus erneuerbaren Energien von anderen Anbietern den eigens produzierten Strom, selbst wenn er fossil gewonnen wurde, als Ökostrom verkaufen, während der tatsächliche Erzeuger seinen Strom als nicht-regenerativ verkauft. Ist der Kauf von HKN nicht an zusätzliche Bedingungen geknüpft, wird dieser Effekt als „Greenwashing“ bezeichnet, hat keinen realen positiven Einfluss auf die globale CO<sub>2</sub>-Bilanz und ist rein theoretischer Natur. Als Beispiel hierfür dient Norwegen, wo 2011 96 % der Stromerzeugung auf Wasserkraft beruhte, der offizielle Anteil an erneuerbaren Energien im norwegischen Strommix aber nur 23 % betrug. Zudem wird angeführt, dass das erneuerbare Energieangebot stark von Jahreszeit, Wetter und anderen Faktoren abhängt. Deshalb sind Anbieter teilweise gezwungen, Spitzenlasten

durch fossile Kraftwerke zu decken und die durch den Zukauf von HKN oder durch eine erhöhte Einspeisung von erneuerbar gewonnenem Strom zu einem anderen Zeitpunkt auszugleichen [34]. Als letztes Problem kann noch angeführt werden, dass bei der Einspeisung stets Verluste auftreten, welche vom Betreiber des Versorgungsnetzes gedeckt werden. Diese Verluste betragen zwischen 5 und 10 % und werden durch Graustrom kompensiert [35].

Ein geringer Anteil der Kosten des Strompreises wird von den Anbietern zum Ausbau für weitere Anlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, verwendet, wodurch sich langfristig eine Verbesserung der globalen CO<sub>2</sub>-Bilanz einstellen wird. Aufgrund der oben angeführten Probleme wurde allerdings eine eventuelle Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz durch Bezug von Ökostrom für die untersuchten Systeme nicht berücksichtigt.

## 6 Zusammenfassung

In Zuge dieser Arbeit zeigte sich bei der Auswertung einer Simulationsstudie des IWT ein ökonomischer und ökologischer Nutzen der TAB gegenüber einer herkömmlichen Fußbodenheizung, besonders in Kombination mit PV-Kollektoren. Die Regelung der TAB ist allerdings aufwendiger als die Regelung für Systeme mit FBH. Zudem wurde festgestellt, dass eine direkte Beladung der Bauteile eine Effizienzsteigerung gegenüber der indirekten Beladung ermöglicht, regelungstechnisch allerdings einen zusätzlichen Aufwand bedeutet. Die Vorteile der direkten Beladung sind durch eine Reduktion der Rohrleitungsverluste und eine gleichzeitige Verbesserung des Kollektorwirkungsgrades zu erklären.

Aufgrund der momentan niedrigen Strompreise und der allgemein niedrigen Kosten der E-Patrone haben sämtliche Systeme mit E-Patrone wirtschaftlich gut abgeschnitten im Vergleich zu Systemen mit Wärmepumpen. Die schlechte Umwandlung ( $\sim 1$ ) des Stromes zu Wärme bedingt allerdings ein schlechteres Abschneiden der Systeme mit E-Patrone in ökologischer Hinsicht. Eine Kombination von E-Patrone und Solarthermie erweist sich als ökonomisch sinnvoll und ökologisch vertretbar, besonders für das Haus mit einem HWB von  $17 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ . Im Vergleich zwischen Solarthermie- und PV-Systemen wurde deutlich, dass die PV-Anlage zwar signifikant billiger war, aber die erreichten Jahresarbeitszahlen und solaren Deckungsgrade niedriger waren als bei jenen Systemen mit Solarthermie. Durch eine Optimierung der Regelung für PV-Systeme konnten jedoch Verbesserungen des solaren Deckungsgrades gegenüber der ersten Simulation erreicht werden. Allerdings gibt es weiterhin ein Verbesserungspotential der Regelung für PV-Systeme. PV-Systeme bieten zusätzlich den Vorteil, dass sie einen Teil des Haushaltsstromes, welcher in einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt wurde, decken können. Die Kosten des Haushaltsstromes fallen jedoch, wiederum aufgrund des niedrigen Strompreises, ökonomisch nicht signifikant ins Gewicht.

Des Weiteren wurde in einer Sensitivitätsanalyse die jährliche Strompreissteigerung variiert, wodurch sich eine starke Abhängigkeit der E-Patronen-Systeme vom Strompreis nachweisen ließ. Doch erst ab einer jährlichen Steigerungsrate von 10 % zeigten sich deutliche ökonomische Nachteile für die Systeme mit E-Patrone bei einer Kollektorfläche von  $20 \text{ m}^2$ . Auch die Einspeisevergütung für den durch PV-Anlagen erzeugten Strom wurde variiert. Dabei zeigte sich, dass die WV-Systeme mit PV auf-

grund des geringen spezifischen Kollektorpreises von PV-Kollektoren, auch bei einer reduzierten Einspeisevergütung noch günstiger als vergleichbare Systeme mit ST waren. Die angeführten energetischen und ökologischen Schlussfolgerungen gelten grundsätzlich bei allen Kollektorflächen, doch ist anzumerken, dass aufgrund des hohen spezifischen Kollektorpreises der ST-Kollektoren Flächen über 40 m<sup>2</sup> nicht mehr wirtschaftlich sind. Die simulierte Fläche von 20 m<sup>2</sup> scheint wirtschaftlich und auch in Anbetracht der vorhandenen Dachfläche am sinnvollsten.

Vergleicht man Systeme mit Wärmepumpen und Solarthermie untereinander, konnte gezeigt werden, dass trotz einer verhältnismäßig geringen Kollektorfläche des Erdwärmekollektors der Solewärmepumpe, dieses System sowohl ökologisch als auch ökonomisch besser abschnitt als das vergleichbare System mit einer Luftwärmepumpe. Dies war allerdings nur in Kombination mit einer Solarthermie-Anlage möglich, da diese für die Regeneration des Kollektors notwendig war.

Abschließend wurde auch die Berücksichtigung von Ökostrom in dieser Arbeit diskutiert. Dabei ergab sich, dass der Bezug von Ökostrom langfristig positiv zur Energieverwendung beiträgt, aber im Falle dieser Studie nicht weiter zu berücksichtigen ist. Dies erklärt sich durch Probleme wie „Greenwashing“ und Netzverluste.

Eine logische Folgerung dieser Studie ist, dass eine umweltbewusste Wärmebereitstellung für Einfamilienhäuser nur mit zusätzlichen finanziellen Mitteln zu erreichen ist. Durch eine intelligente Kombination von Systemkomponenten des WV-Systems und einer aufwendigeren hydraulischen Verschaltung dessen können thermisch aktivierte Bauteile ökologisch gewinnbringend eingesetzt werden, ohne einen gravierenden ökonomischen Mehraufwand zu bedingen. Zu bedenken ist allerdings, dass dies nur eine Simulationsstudie war, die hinsichtlich ihrer tatsächlichen Umsetzbarkeit noch überprüft werden muss. Deshalb sollten bereits mit TAB gebaute Einfamilienhäuser analysiert und diese Ergebnisse mit jenen der Simulation verglichen werden. Ein weiterer Schritt wäre der Bau eines Einfamilienhauses mit einem komplexen WV-System, um etwaige Probleme, die durch eine Simulation nicht festgestellt werden können, zu untersuchen. Zudem sollte man berücksichtigen, dass die Annahmen von Strompreis, Inflation, Einspeisevergütung und deren Änderungsraten mit Vorsicht zu genießen sind, da man die tatsächliche Entwicklung dieser Parameter kaum vorhersehen kann.

In weiterer Folge werden jetzt Simulationen für WV-Systeme für Mehrfamilienhäuser und Hallen durchgeführt und wiederum bewertet und in ihrer Umsetzbarkeit untersucht. Es gibt in Österreich bereits eine Fabrikshalle (HABAU) und ein Gemeindezentrum (Hallwang), die mit Solarthermie und thermisch aktivierten Bauteilen ausgerüstet sind. Diese sollten wiederum analysiert und mit den weiteren Simulationsstudien des Projektes SolSPONGEhigh verglichen werden. Zudem wird gerade versucht, Auslegungsparameter für Gebäude mit TAB zu finden, um die Planung von Häusern mit dieser Technologie zu erleichtern.

## 7 Appendix

### 7.1 Symbolverzeichnis

<b>Symbol</b>	<b>Einheit</b>	<b>Bezeichnung</b>
Q	W	Wärmemenge/Zeiteinheit
P	W	elektrische Leistung
T	K	absolute Temperatur
ST	-	Solarthermie
PV	-	Photovoltaik
t	h oder a	Zeit
TAB	-	Thermisch aktivierte Bauteile
FBH	-	Fußbodenheizung
$q_w$	W/m <sup>2</sup>	flächenbezogene Wärmeabgabeleistung
V	m <sup>3</sup> /s	Volumenstrom
K	€	Kapitalwert
TN	a	Nutzungsdauer
E	€	Einnahmen
A	€	Ausgaben
r	-	Preisänderungsfaktor
i	%	Zinssatz
c	-	Verhältnis Eigenkapital zu Gesamtkapital
LD	a	Lebensdauer
RW	€	Restwert
q	-	Aufzinsungsfaktor
LCOE	€/kWh	Wärme-/Energiegestehungskosten (Levelized Cost of Electricity/Energy)
EW	€	Ersatzwert
PEB	kWh/a	Primärenergiebedarf
E	kWh/a	Energie
W	kWh/a	elektrische Leistungsaufnahme
f	-	Faktor
SD		solarer Deckungsgrad
SE	kWh/m <sup>2</sup>	spezifischer Solarertrag
F	m <sup>2</sup>	Fläche



SW	-	Systemwirkungsgrad
JAZ	-	Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems
HHSB	kWh/a	Haushaltsstrombedarf
p	-	Zinsfuß

### Greek Symbols

$\varepsilon$	-	Leistungszahl
$\eta$	-	Wirkungsgrad
$\beta$	-	Arbeitszahl
$\Theta$	K	Mitteltemperatur
$\Lambda$	W/m <sup>2</sup> K	thermischer Leitwert

### Subscripted Indices

a	Jahre
WP	Wärmepumpe
Verd	Verdichter
Kond	Kondensator
C	Carnot
WP	Wärmepumpe
0	Ausgangszeitpunkt
i	Komponente i, fortlaufender Index
t	laufende Nummer einer Periode
EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
nutz	genutzter Anteil der Energie
End	Endenergie
DHW	Domestic Hot Water (Warmwasser)
Geb	Gebäude (Bezug auf den Raumheizbedarf des Gebäudes)
el	elektrisch
end	Endenergie
WE	Wärmeerzeuger (E-Patrone, Wärmepumpe)
th	thermisch
PEB	Primärenergiebedarf in kWh
PE	Primärenergie

eff	effektiv
solar	Solarsystem
ext	extern

## 7.2 Image Index

Abbildung 1 - Schaltbild einer Kompressions-WP und dazugehörige Darstellung im T-s-Diagramm [42].....	5
Abbildung 2 - Temperaturverlauf des oberflächennahen Erdreichs zu unterschiedlichen Jahreszeiten [5] .....	8
Abbildung 3 - Aufbau einer Silizium-Solarzelle [41] .....	11
Abbildung 4 - Aufbau Flachkollektor [39], [40] .....	13
Abbildung 5 - Vakuum-Röhrenkollektoren [38] .....	14
Abbildung 6 - Kennlinien und Einsatzgebiete unterschiedlicher Kollektortypen [37]..	15
Abbildung 7 - Aufbau und Vergleich unterschiedlicher Verlegeebenen für TAB [10].	17
Abbildung 8 - Wärmefluss innerhalb eines thermisch aktivierten Bauteils [11].....	17
Abbildung 9 - Betriebszustände einer hydraulischen Weiche (a), (b) und (c) [36] .....	19
Abbildung 10 - Energieumwandlungskette [17] .....	23
Abbildung 11 - Matrix der simulierten Wärmeversorgungssysteme.....	31
Abbildung 12 - Regel- bzw. Heizungsvorlauftemperaturen.....	33
Abbildung 13 - Basisversorgungssystem: Erdwärmepumpe und Solarthermie .....	33
Abbildung 14 - Komplexes-Versorgungssystem: Solarthermie und Erdwärmepumpe .....	34
Abbildung 15 - (a) ungedämmt, (b) seitlich gedämmt (c) rundum gedämmt Angaben in cm	35
Abbildung 16 - Schematisches Energiefließbild eines komplexen WV-Systems mit bivalenter Wärmeversorgung.....	36
Abbildung 17 - Schematisches Energiefließbild eines komplexen WV-Systems mit monovalenter Wärmeversorgung und einer PV-Anlage .....	36
Abbildung 18 - Kostenaufteilung der Anfangsinvestition für 6 WV-Systeme mit 20 m <sup>2</sup> Kollektorfläche, einer direkten Hydraulik und einem HWB von 17 kWh/m <sup>2</sup> a .....	41
Abbildung 19 - Vergleich TAB und FBH in Kombination mit E-Patrone und PV-Anlage .....	44
Abbildung 20 - Vergleich TAB und FBH in Kombination mit LWP und ST-Anlage.....	45
Abbildung 21 - Vergleich TAB und FBH in Kombination mit LWP und PV-Anlage ....	45
Abbildung 22 - Vergleich der indirekten mit der direkten Hydraulik für ein WV-System mit LWP und Solarthermie.....	47
Abbildung 23 - Energetischer Vergleich unterschiedlicher WV-Systeme mit TAB und einer direkten Hydraulik über 25 Jahre und mit einer Kollektorfläche von 20 m <sup>2</sup> .....	48
Abbildung 24 - Ökologischer Vergleich unterschiedlicher WV-Systeme mit TAB und einer direkten Hydraulik über 25 Jahre und mit einer Kollektorfläche von 20 m <sup>2</sup> .....	50
Abbildung 25 - Anteil der Wärmeerzeugung mit PV-Strom ohne Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m <sup>2</sup> a).....	53
Abbildung 26 - Anteil der Wärmeerzeugung mit PV-Strom mit Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m <sup>2</sup> a).....	53
Abbildung 27 - PV-Ertrag zu WP-Stromverbrauch mit 20 m <sup>2</sup> , TAB und ohne Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m <sup>2</sup> a).....	56

Abbildung 28 - PV-Ertrag zu WP-Stromverbrauch mit 20 m <sup>2</sup> , TAB und mit Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m <sup>2</sup> a).....	56
Abbildung 29 - PV-Ertrag zu WP-Stromverbrauch mit 20 m <sup>2</sup> , FBH und mit Eigenverbrauchsoptimierung (direkt, 42 kWh/m <sup>2</sup> a).....	57
Abbildung 30 - Vergleich unterschiedlicher WV-Systeme mit 20 m <sup>2</sup> -Solarsystemen mit und ohne Berücksichtigung des HHSB.....	58
Abbildung 31 - Vergleich von WV-Systemen mit PV-Anlage bei unterschiedlichen Einspeisevergütungen.....	59
Abbildung 32 - Sensitivitätsanalyse der jährlichen Strompreissteigerungsrate für 3 unterschiedliche WV-Systeme.....	62

### 7.3 List of Tables

Tabelle 1- Wirkungsgrade marktrelevanter Solarzellentypen [4] .....	12
Tabelle 2 - Primärenergiefaktoren laut OIB 6 (2015) [19] .....	24
Tabelle 3 - Durchschnittlicher Haushaltsstrombedarf von Einfamilienhäusern in Deutschland [20].....	25
Tabelle 4 - Durchschnittlicher, monatlicher HHSB für einen 4-Personen Haushalt ohne elektr. WWB.....	26
Tabelle 5 - Leistung der Wärmeerzeuger .....	32
Tabelle 6 - Lebensdauer und Wartungskosten der Systemkomponenten .....	37
Tabelle 7 - Kostenfunktionen unterschiedlicher Systemkomponenten .....	38
Tabelle 8 - Kosten der Systemkomponenten.....	39
Tabelle 9 - Anfangsinvestitionskosten für 10 WV-Systeme mit je 20 m <sup>2</sup> Kollektorfläche.....	40
Tabelle 10 - Energiepreise und Inflation .....	42
Tabelle 11 - Verbesserung der PV-Systeme durch eine Eigenverbrauchsoptimierung gegenüber der Systeme ohne Eigenverbrauchsoptimierung in %, Dämmstandard 42 kWh/m <sup>2</sup> /a .....	55
Tabelle 12- Untersuchte jährliche Strompreissteigerungsraten .....	61

### 7.4 List of Equations

(1) Leistungszahl der Wärmepumpe.....	9
(2) Ideale Leistungszahl der Wärmepumpe .....	9
(3) Wirkungsgrad der Wärmepumpe .....	9
(4) Flächenbezogene Wärmeabgabeleistung von TAB .....	17
(5) Kapitalwert ohne Änderungsfaktor .....	20
(6) Kapitalwert mit Änderungsfaktor .....	20
(7) Gewichteter realer Kalkulationszinssatz.....	21
(8) Realer Kalkulationszinssatz .....	21
(9) Restwert.....	21
(10) Nutzungsdauer.....	21
(11) Nutzungsdauer.....	21
(12) Wärme- oder Energiegestungskosten.....	22
(13) Nutzwärme .....	23
(14) Elektrischer Endenergiebedarf .....	23

(15) Thermischer Endenergiebedarf.....	23
(16) Primärenergiebedarf.....	24
(17) Solarer Deckungsgrad SD.....	26
(18) Solarer Deckungsgrad SD für PV-Systeme.....	27
(19) Solarer Deckungsgrad SD'.....	27
(20) Spezifischer Solarertrag.....	28
(21) Systemwirkungsgrad.....	28
(22) Jahresarbeitszahl bezogen auf den Endenergiebedarf.....	29
(23) Jahresarbeitszahl bezogen auf den Primärenergiebedarf.....	29
(24) Zinseszins.....	60

## 7.5 Bibliography

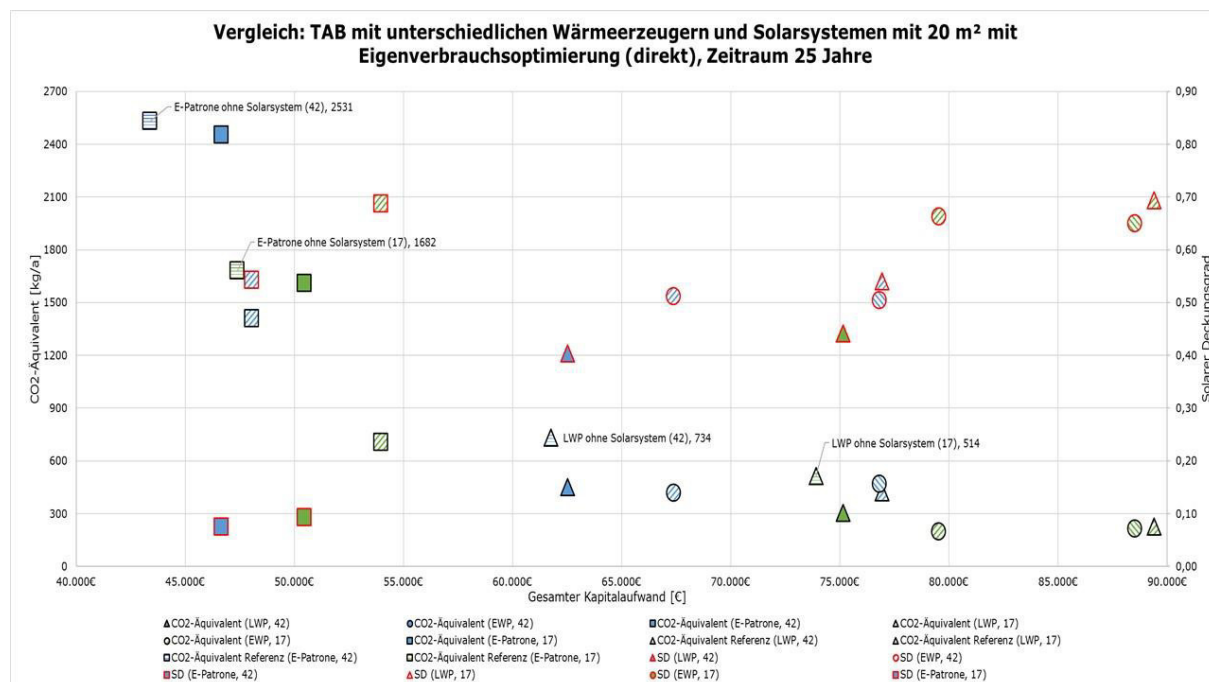
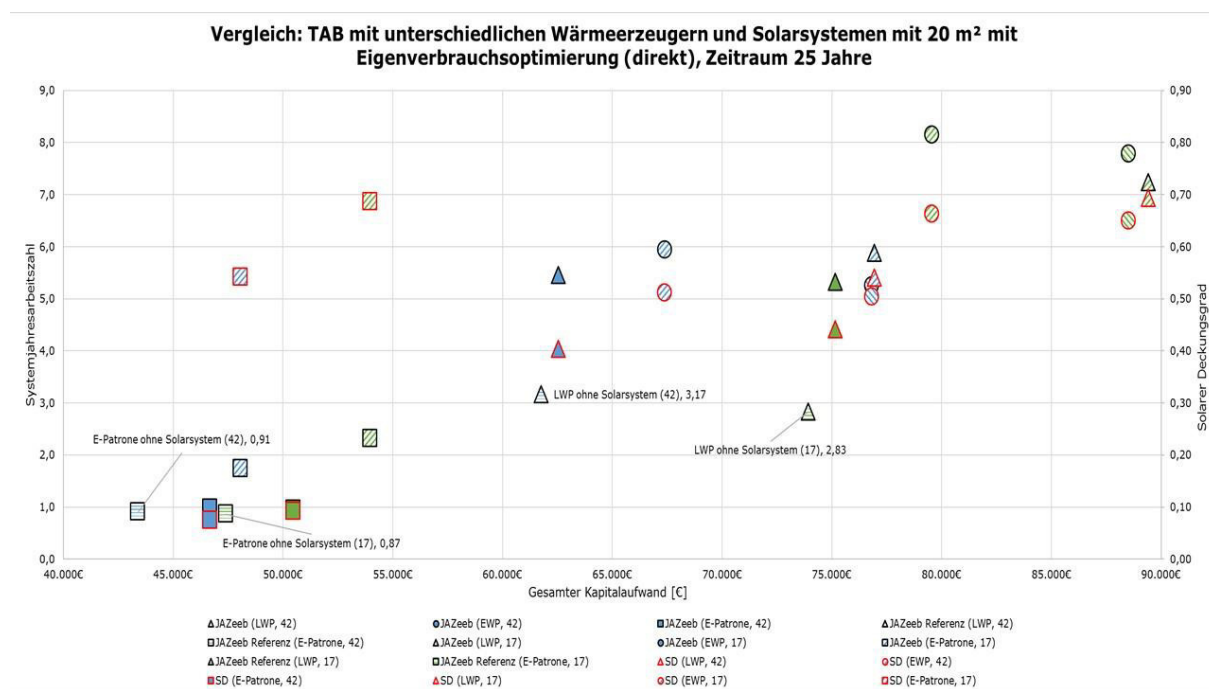
- [1] "Sonnenhaus." [Online]. Available: <http://www.sonnenhaus.co.at/die-vorteile-des-sonnenhauses>. [Accessed: 28-Dec-2016].
- [2] Europäische Kommission, "Klimapolitik." [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index\\_de.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_de.htm). [Accessed: 03-Apr-2016].
- [3] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz Bau und Reaktorsicherheit, "Pariser Klimakonferenz." [Online]. Available: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen/>. [Accessed: 03-Aug-2016].
- [4] M. Kaltschmitt, W. Streicher, and A. Wiese, *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5.Auflage. Springer Vieweg, 2014.
- [5] K. Ramming, "Bewertung und Optimierung oberflächennaher Erdwärmekollektoren für verschiedene Lastfälle," Technische Universität Dresden, 2007.
- [6] F. Brandstetter, C. Fink, R. Hackstock, G. Laszlo, R. Riva, and R. Steffens, *Skriptum zur Solarwärmeausbildung*. Wien, 2011.
- [7] R. Zahoransky, H.-J. Allelein, E. Bollin, M. Rimmler, U. Schelling, and H. Schwarz, *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*, 7.Auflage. Springer Vieweg, 2015.
- [8] Fraunhofer - Institute for Solar Energy Systems, "Photovoltaics Report," Freiburg, 2016.
- [9] W. Becke, "Hocheffiziente Kombinationen von Solarthermie- und Wärmepumpenanlagen - Dokumentation und Analyse von existierenden und möglichen Systemkonzepten," Technische Universität Wien, 2011.
- [10] J. Pfafferott and D. Kalz, "Thermoaktive Bauteilsysteme." FIZ Karlsruhe, 2007.
- [11] K. Kreč, "Energiespeicher Beton," 2016.
- [12] Meierhans, "Betonkernaktivierung," 1999.

- [13] Wikipedia, "Hydraulische Weiche," 2016. [Online]. Available: [https://de.wikipedia.org/wiki/Hydraulische\\_Weiche](https://de.wikipedia.org/wiki/Hydraulische_Weiche). [Accessed: 13-Jun-2016].
- [14] Insitut für Betriebswirtschaftslehre und Betriebssoziologie TU Graz, "Skriptum - Enzyklopädie BWL." Graz, 2014.
- [15] VDI-Gesellschaft, "VDI 6025 Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen." VDI, Düsseldorf, 1996.
- [16] C. Kost, J. N. Mayer, and S. Philipps, "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," 2013.
- [17] M. Kaltschmitt, H. Hartmann, and H. Hofbauer, *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, vol. 2. Springer, 2015.
- [18] V. Wesselak, T. Schabbach, T. Link, and J. Fischer, *Regenerative Energietechnik*, vol. 2. Springer Vieweg, 2013.
- [19] Österreichisches Institut für Bautechnik, "OIB-Richtlinie 6 Energieeinsparung und Wärmeschutz OIB-330.6-009/15," p. 17, 2015.
- [20] EnergieAgentur NRW, "Erhebung „ Wo im Haushalt bleibt der Strom?“ Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich Singles verbrauchen Strom anders," 2015.
- [21] S. Schmitzberger, "Untersuchungen zur Integration von Solarthermie und Photovoltaik in Anlagen zur Wärmebereitstellung nach wirtschaftlichen und klimarelevanten Kriterien," FH Burgenland, 2013.
- [22] M. Vuktis, C. Fink, A. Heinz, and W. Lerch, "Hocheffiziente Kombinationen von Solarthermie- und Wärmepumpenanlagen - SolPumpEff - Endbericht," 2013.
- [23] P. Biermayr, M. Eberl, R. Ehrig, H. Fechner, C. Kristöfel, K. Leonhartsberger, S. Martelli, C. Straßer, W. Weiss, and M. Wörgetter, "Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2015," 2016.
- [24] VDI-Gesellschaft, "VDI 2067 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung." VDI, Düsseldorf, 2000.
- [25] Wirtschaftskammer Österreich, "Wirtschaftslage und Prognose: Inflation," 2016. [Online]. Available: <http://wko.at/statistik/prognose/inflation.pdf>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [26] Wiener Börse, "Anleihen," 2016. [Online]. Available: [https://www.wienerborse.at/marktdaten/anleihen/preisdaten/?ID\\_NOTATION=79682853&ISIN=AT0000A10683](https://www.wienerborse.at/marktdaten/anleihen/preisdaten/?ID_NOTATION=79682853&ISIN=AT0000A10683). [Accessed: 20-Aug-2016].
- [27] Institut für Wärme und Öltechnik, "Energiepreisinformation," 2016. [Online]. Available: <http://www.iwo-austria.at/nc/konsumenten/heizkosten/energiepreisinformation/>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [28] E-Control Austria, "Preisentwicklung," 2016. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [29] Photovoltaik Austria, "Strom Verkaufen," 2016. [Online]. Available: <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>. [Accessed: 20-Aug-2016].

- [30] E-Control Austria, "Öko-Energie: Aktueller Marktpreis," 2016. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>. [Accessed: 17-May-2016].
- [31] Statistik Austria, "Statistiken - Preise, Steuern," 2016. [Online]. Available: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/preise\\_steuern/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/preise_steuern/index.html). [Accessed: 15-Sep-2016].
- [32] Die Bundesregierung Deutschland, "Energiewende - Energie transportieren," 2016. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html>. [Accessed: 15-Sep-2016].
- [33] E-Control Austria, "Tarifkalkulator," 2016. [Online]. Available: [https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator?p\\_p\\_id=tk\\_portlet\\_WAR\\_tk&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_tk\\_portlet\\_WAR\\_tk\\_\\_facesViewIdRender=%2FsearchResult.xhtml](https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator?p_p_id=tk_portlet_WAR_tk&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_tk_portlet_WAR_tk__facesViewIdRender=%2FsearchResult.xhtml). [Accessed: 04-Aug-2016].
- [34] M. Reichmutz, "Marktanalyse Ökostrom - Endbericht," 2014.
- [35] Greenpeace Energy, "Aktuelle Diskussion über Ökostrom," 2008. [Online]. Available: <http://www.greenpeace-energy.de/presse/artikel/article/greenpeace-energy-zur-aktuellen-diskussion-ueber-oekostrom.html>. [Accessed: 22-Sep-2016].
- [36] Bosy-Online, "Hydraulische Weiche." [Online]. Available: [http://www.bosy-online.de/Hydraulische\\_Weiche.htm](http://www.bosy-online.de/Hydraulische_Weiche.htm). [Accessed: 13-Jun-2016].
- [37] Paradigma, "Vakuumpöhrrenkollektoren." [Online]. Available: <http://www.paradigma.de/vakuum-roehrenkollektor>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [38] T. Frahm, "Ein Vakuum reduziert Wärmeverluste in Röhrenkollektoren." [Online]. Available: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie/kollektoren/roehrenkollektor>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [39] Solarserver, "Sonnenkollektoren: Typen und Einsatz." [Online]. Available: <http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/kollektoren.html>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [40] T. Frahm, "Flachkollektoren." [Online]. Available: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie/kollektoren/flachkollektor>. [Accessed: 20-Aug-2016].
- [41] BINE Informationsdienst, "Vom Halbleiter zur Solarzelle," 2011. .
- [42] V. Sperlich, *Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mathcad*. Fachbuchverlag Leipzig, 2002.

## 7.6 Anhang

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen, analog zu der in Kapitel 5.3.3 beschriebene Abbildung, den Vergleich für WV-Systeme mit TAB bei einer Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> mit Eigenoptimierung. Die Veränderung der Systeme mit PV-Kollektoren ist im Vergleich mit Abbildung 23 und Abbildung 24 zu erkennen.



Die nachfolgenden Abbildungen zeigen, analog zu der in Kapitel 5.3.3 beschriebene Abbildung, den Vergleich für WV-Systeme mit TAB bei einer Kollektorfläche von 40 m<sup>2</sup> ohne Eigenverbrauchsoptimierung. Sehr deutlich zu erkennen ist hierbei die Verschiebung der Systeme mit ST-Kollektoren entlang der x-Achse nach rechts. Dies ist bedingt durch den hohen spezifischen Preis der ST-Kollektoren.

