

# Techno-ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation

Tjarko Tjaden

Matr.-Nr.: 521416

22. April 2013



HTW Berlin  
Fachbereich 1  
Umwelttechnik/Regenerative  
Energien

Betreuung durch:  
Prof. Dr.-Ing. Volker Quaschnig



Reiner Lemoine Institut gGmbH  
Betreuung durch:  
Dipl.-Ing. Uwe Krien



*„Man müsste eigentlich mal ein halbes Jahr einfach sich  
ausklinken können.“*

(Reiner Lemoine, 1949-2006)  
oder mit anderen Worten:

*„Scheiß auf den Kommerz, laß uns was Richtiges machen!“*

## Danksagung

Das Thema, über das die folgenden Seiten hoffentlich viel Erkenntnis bringen mögen, widmet sich der Erzeugung von solarer Wärme und ist der Branche der Erneuerbaren Energien selbst zuzuschreiben. Seit etwa zwei Jahren werden die großen und wichtigen Solarkonferenzen zu diesem Thema mit Neiddebatten und einem Ungerechtigkeitsempfinden auf der einen, sowie oftmals einer unkonstruktiven Überheblichkeit auf der anderen Seite begonnen: „Strom für Strom und Wärme für Wärme“ lautet die streitschlichtende Position des Branchenverbandes. Da dieser Satz weder einer wissenschaftlichen Feder entsprungen ist, noch über das Potential verfügt dem Transformationsprozess zu einem nachhaltigen Energiesystem die nötige Dynamik einzuhauchen, soll diese Thesis zumindest einen kleinen Teil dazu beitragen, wieder Licht ins Dunkel zu bringen. Die Worte von Reiner Lemoine sprachen mir aus der Seele. Und welcher Ort der wissenschaftlichen Entfaltung hätte da besser sein können, als das gleichnamige und mir sehr sympathisch gewordene Institut. Ich danke allen Mitarbeitern für die Unterstützung und das Vertrauen, dass mir entgegen gebracht wurde. Danke!

Tjarko Tjaden

Berlin, im April 2013



## Abstract

Solarthermie-Systeme werden meist zusammen mit Gas-Brennwertgeräten zur Erzeugung von Trinkwarmwasser und Raumwärme eingesetzt. Mit stark gefallen Preisen für Photovoltaik-Systeme drängen seit kurzem Systemlösungen in Kombination mit elektrischen Wärmepumpen auf den Markt, die in Konkurrenz zur Solarthermie stehen. Diese Ausarbeitung untersucht das Betriebsverhalten von Solarthermie- und Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen hinsichtlich des Einflusses von Systemauslegung, Gebäudestandards und -standorten auf die erzielbaren Systemerträge, Wirkungsgrade und vor allem Endenergieeinsparungen von Strom und Gas. Hierzu werden die Solar-Systeme sowohl für den thermischen, als auch elektrischen Bereich in der gleichen Simulationsumgebung modelliert. Anhand von Simulationsberechnungen wird aufgezeigt, dass die Solar-Systeme neben saisonalen Effizienzunterschieden vor allem auf die spezifischen Wärmebedarfe der untersuchten Gebäude unterschiedlich reagieren. Insgesamt entstehen, insbesondere unter Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs, signifikante Vorteile für Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen hinsichtlich der Einsparung von Haushaltsstrom- und Wärmekosten, so dass ein ökonomischer Betrieb selbst unter heutigen Energiepreisen bereits realisiert werden kann.

Solar thermal systems are usually used in conjunction with gas fired condensing boilers for the production of domestic hot water and space heating. With sharp decline in prices for photovoltaic systems new solutions in combination with electric heat pumps have recently begun to come into the market and start a competition to solar thermal. This thesis examines the performance of heat pumps, solar thermal and photovoltaic systems on the influence of system design, building standards and weather data regarding to the achievable system efficiencies and energy savings of electricity and gas. For this, both solar systems are modeled and prepared, with all their electrical and thermal issues, in the same simulation environment. Based on simulations it is shown that the solar systems react with significant differences on seasonal efficiencies and especially on the specific heat requirements of buildings. In the end, photovoltaic heat pump combinations result, especially considering the household electricity demand, in various advantages regarding savings of costs for electricity and heat, so that an economic operation can be already realized even in today's energy prices.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen</b>	<b>V</b>
<b>Verzeichnis der Abkürzungen</b>	<b>IX</b>
<b>1. Motivation und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2. Systembeschreibung</b>	<b>5</b>
2.1. Referenz-Gebäude . . . . .	5
2.1.1. Gebäudetyp . . . . .	5
2.1.2. Haushaltsgröße . . . . .	6
2.1.3. Energiebedarfe . . . . .	6
2.1.4. Heizungstechnik und Systemaufbau . . . . .	8
2.1.5. Zusammenfassung und Parametervariationen . . . . .	10
2.2. Meteorologische Daten . . . . .	11
2.3. Erstellung von Lastprofilen . . . . .	12
2.3.1. Haushaltsstrom . . . . .	13
2.3.2. Trinkwarmwasser . . . . .	14
2.3.3. Heizwärme . . . . .	17
<b>3. Systemmodellierung</b>	<b>21</b>
3.1. Simulationsumgebung INSEL . . . . .	21
3.2. Umsetzung der Einzelkomponenten . . . . .	22
3.2.1. Allgemeine Steuerung der Simulation . . . . .	22
3.2.2. Import und Generierung der Lastprofile . . . . .	22
3.2.3. Umrechnung der Bestrahlungsstärke . . . . .	23
3.2.4. Heizungs- und Trinkwarmwasser-System . . . . .	24
3.2.5. Thermischer Speicher . . . . .	26
3.2.6. Solarthermie . . . . .	28
3.2.7. Konventionelle Nachheizung . . . . .	31
3.2.8. Photovoltaik . . . . .	32
3.2.9. Wärmepumpe . . . . .	33
3.3. Einschränkungen und Grenzen der Modellierung . . . . .	37
<b>4. Systemsensitivitäten</b>	<b>39</b>
4.1. Sensitivitäten des Solarthermie-Systems . . . . .	39
4.2. Sensitivitäten des Photovoltaik-Wärmepumpen-Systems . . . . .	40
4.3. Sensitivitäten beider Systeme . . . . .	43
4.3.1. Temperatursensibilität . . . . .	44
4.3.2. Ausrichtung und Neigung der Solarflächen . . . . .	45
4.3.3. Testreferenzjahre 1 bis 15 . . . . .	48

## *Inhaltsverzeichnis*

<b>5. Simulationsergebnisse</b>	<b>51</b>
5.1. ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs . . . . .	51
5.2. mit Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs . . . . .	56
<b>6. Ökonomische Bewertung</b>	<b>59</b>
6.1. ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs . . . . .	61
6.2. mit Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs . . . . .	63
<b>7. Zusammenfassung</b>	<b>65</b>
<b>8. Ausblick</b>	<b>67</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>68</b>
<b>A. Anhang</b>	<b>73</b>
A.1. Darstellung des Solarstrahlungs- und Temperaturverlaufs für die TRJ 1 bis 15 .	75
A.2. Zuordnung der TRJ 1 bis 15 zu Regionen . . . . .	77
A.3. Qualitative Visualisierung der VDI 4655 Lastprofile für EFH und MFH . . . . .	79
A.4. Datenblatt der modellierten Wärmepumpe . . . . .	89
A.5. Zusammenhang: Gebäudestandard, Heizgrenze und Heizleistung . . . . .	94

# Abbildungen und Tabellen

## Abbildungsverzeichnis

1.1.	Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch in Deutschland [BDM12]	1
1.2.	Kostenentwicklung (brutto) von Solarthermie- und Photovoltaiksystemen in Deutschland. Solarthermie inklusive Speicherkosten [BSW13b, BSW13a]	2
2.1.	Energetische Vergleichsskala von Gebäuden nach EnEV [DEN09]	6
2.2.	Verteilung der Haushaltsgrößen in Deutschland [DES09, DES06]	7
2.3.	Schematischer Systemaufbau des Solarthermie-Systems mit den wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen	9
2.4.	Schematischer Systemaufbau des Photovoltaik-Wärmepumpen-Systems mit den wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen	9
2.5.	Jahresverlauf der Außentemperatur sowie der Direkt- und Diffusstrahlung für das Testreferenzjahr der Region 4	11
2.6.	Kategorisierung der Typtage nach VDI 4655 [VDI08]	13
2.7.	Energiemengen des Haushaltsstroms für H0 nach BDEW sowie EFH und MFH nach VDI 4655 mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a	14
2.8.	Lastprofilvergleich des Haushaltsstroms für H0 nach BDEW sowie EFH und MFH nach VDI 4655 mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a bei einer Zeitschrittweite von 15 min	14
2.9.	Wärmebedarf für Trinkwarmwasser nach DHWcalc und VDI 4655 für EFH (oben) und MFH (unten) mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a	15
2.10.	Lastprofilvergleich des Trinkwarmwassers nach DHWcalc und VDI 4655 für EFH (oben) und MFH (unten) mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a bei einer Zeitschrittweite von 15 min	16
2.11.	Wärmebedarf für Heizung nach VDI 4655 für EFH und MFH mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a	17
2.12.	Spezifischer Wärmebedarf für ein EFH, Baujahr vor '84, unsaniert mit $\vartheta_{HG} = 15$ °C (oben) und ein MFH, Baujahr vor '84, saniert mit $\vartheta_{HG} = 13,5$ °C (unten) am Standort Berlin Tempelhof nach TRNSYS Simulation und eigenen Berechnungen	19
2.13.	Spezifische Heizleistung in stündlicher Auflösung für ein EFH, Baujahr vor '84, unsaniert mit $\vartheta_{HG} = 15$ °C am Standort Berlin Tempelhof nach TRNSYS Simulation und eigenen Berechnungen	19
3.1.	Umsetzung des Wetter-Imports und der Zeitsteuerung der Simulation in INSEL	22
3.2.	Umsetzung des Datenimports und der Lastprofilanpassung in INSEL	23
3.3.	Umsetzung der Strahlungsumrechnung auf die geeignete Ebene in INSEL	24

## Abbildungsverzeichnis

3.4. Heizkreistemperaturen in Abhängigkeit der Auslastung ( $\dot{Q}/\dot{Q}_{max}$ ) für drei Gebäudetypen mit unterschiedlichen Heizenergiebedarfen und Heizgrenztemperaturen . . . . .	25
3.5. Umsetzung des Heizungs- und TWW-Systems in INSEL, kompakte Darstellung	26
3.6. Temperaturverteilung und „state of charge“ SOC eines 1000-l-Wärmespeichers .	27
3.7. Umsetzung des Schichtenspeichers in INSEL . . . . .	28
3.8. Thermisches Verhalten verschiedener Kollektormodelle [Eic12] . . . . .	29
3.9. Zusammenhang aus Solarfeldgröße, Volumenstrom und elektrischem Pumpenstrombedarf am Beispiel eines Low-Flow- und eines High-Flow-Systems . . . . .	30
3.10. Umsetzung des Solarthermie-Systems in INSEL, Darstellung mit geöffneten Makros . . . . .	31
3.11. Nutzungsgrad für sechs verschiedene Heizungssysteme mit Norm-Rücklauftemperaturen von 25 bis 75 °C bei variabler Auslastung des Gas-Brennwert-Kessels	32
3.12. Umsetzung des Photovoltaik-Systems in INSEL, Darstellung mit geöffneten Makros . . . . .	33
3.13. Auf den Wirkungsgrad bei Standardtestbedingungen (STC) normierte PV-Systemkennlinien für die DC-Leistung bei 25 °C Modultemperatur, die DC-Leistung mit einstrahlungsabhängiger Modultemperatur und die um Wechselrichter-Verluste verminderte AC-Leistung . . . . .	34
3.14. Umsetzung der Wärmepumpe und Wärmepumpen-Regelung in INSEL . . . . .	35
3.15. Zeile 1: COP nach INSEL-Modell, Zeile 2: COP und elektrische Leistungsaufnahme nach Datenblatt, Zeile 3: COP und elektrische Leistungsaufnahme einer Jahressimulation, stündliche Auflösung, Zeile 4: Jahresdauerlinien. Randbedingungen des Referenz-EFH . . . . .	36
4.1. Gasverbrauch des Brennwertkessels bei EFH mit 15 m <sup>2</sup> Solarthermie für drei spezifische Volumenströme (15, 30, 45 l/(m <sup>2</sup> h)), spezifische Wärmepfeichervolumen von 30 bis 90 l/m <sup>2</sup> Kollektorfläche und drei Gebäudestandards . . . . .	40
4.2. Natürliche Eigenverbrauchsanteile verschiedener PV-Systeme für Referenz-EFH und -MFH mit unterschiedlichen Energiebedarfen. Betrachtung separat für Haushalts- (HH) und Wärmepumpenstrom (WP) sowie in Kombination . . . . .	41
4.3. Abhängigkeit der JAZ vom Gebäudestandard (oben) und Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms (unten) mit Daten für einen Wärmepumpenbetrieb bei unterschiedlichen Überhitzungsstufen. ref = keine Überhitzung, 65/75 = WP bis 65/75 °C, 90 = WP+HS bis 90 °C . . . . .	43
4.4. Spezifische Wärmeleistungen des PV-WP- und ST-Systems, sowie Kollektor-Volumenströme, bei Variation der Außen- und Zieltemperatur für Bestrahlungsstärken von 400 und 800 W/m <sup>2</sup> . Bezugstemperatur der Solarthermie für den Kaltwassereintritt in den Kollektor wurde mit 20 °C festgelegt. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt 25 W/m <sup>2</sup> . . . . .	44
4.5. Auf den höchsten Wert normierte Jahressummen der Globalstrahlung auf die geneigte Ebene für das TRJ 4. Links: Beschränkung auf im weiteren Verlauf untersuchte Ausrichtungen, 30°-Azimut- und 10°-Neigungs-Auflösung. Rechts: Voller Wertebereich als Referenz mit 10°-Azimut- und 5°-Neigungs-Auflösung. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt stets 2 % . . . . .	46

4.6.	Auf den höchsten Wert normierte Wärmeerträge von ST- und PV-WP-Systemen für das Referenz-MFH mit 50 m <sup>2</sup> Solarfläche und 4 m <sup>3</sup> Speichervolumen unter Variation des Azimuts, der Neigung und des Gebäudestandards. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt stets 2 % . . . . .	47
4.7.	Auf den höchsten Wert normierte Gas- bzw. Stromeinsparungen von ST- und PV-WP-Systemen für das Referenz-MFH mit 50 m <sup>2</sup> Solarfläche und 4 m <sup>3</sup> Speichervolumen unter Variation des Azimuts, der Neigung und des Gebäudestandards. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt stets 2 % . . . . .	48
4.8.	Endenergieeinsparungen ( $f_{sav}$ ) für ein EFH mit 15 m <sup>2</sup> Solarfläche und 1 m <sup>3</sup> Speichervolumen gegenüber einem System ohne Solartechnologien. Darstellung für alle 15 TRJ sortiert nach Jahresmitteltemperatur (links) und Globalhorizontalstrahlung (rechts) . . . . .	49
4.9.	Abweichung des Endenergiebedarfs eines EFH mit 15 m <sup>2</sup> Solarfläche und 1 m <sup>3</sup> Speichervolumen gegenüber den Ergebnissen für das TRJ 4 . . . . .	50
5.1.	Tagesmittlere SOC der Wärmespeicher für das Referenz-EFH bei einer Solarfläche von 7 m <sup>2</sup> . . . . .	52
5.2.	Relative Endenergieeinsparungen ( $f_{sav}$ ) gegenüber dem Referenzgebäude ohne Solar-Systeme. Darstellung in Abhängigkeit der auf dem Gesamtwärmebedarf bezogenen Solarfläche und unter Variation der Speichergröße. Links: EFH, rechts: MFH . . . . .	52
5.3.	Relative Endenergieeinsparungen ( $f_{sav}$ ) gegenüber einem Gebäude ohne Solar-System. Darstellung in Abhängigkeit des spezifischen Heizwärmebedarfs. Links: EFH, rechts: MFH . . . . .	53
5.4.	Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (links) und des ST-Kollektorertrages (rechts) vom spezifischen Wärmebedarf des untersuchten EFH . . . . .	54
5.5.	Oben: Verwendung der täglichen, elektrischen PV-Erträge und Überschüsse ( $\ddot{U}$ ). Unten: Täglich erzeugte Wärmemengen. Darstellung für ein EFH mit einem Heizwärmebedarf von 175 und 15 kWh/(m <sup>2</sup> a) bei einer Solarfläche von 15 m <sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 1 m <sup>3</sup> . . . . .	55
5.6.	Links: Relative Stromeinsparung der WP ( $f_{sav}$ , mit und ohne HH-Strom) gegenüber Referenz-EFH und -MFH in Abhängigkeit der auf den Gesamtwärmebedarf bezogenen Solarfläche. Rechts: Relative Stromeinsparung im Haushalt ( $e_{sav}$ ) gegenüber Referenz-EFH und -MFH in Abhängigkeit der auf den Gesamtstrombedarf bezogenen Solarfläche . . . . .	57
6.1.	Links: Abhängigkeit der PV-Systemkosten (netto, inkl. Montage) von der Systemgröße [SMC <sup>+</sup> 12]. Rechts: Abhängigkeit der ST-Systemkosten (brutto, inkl. Speicher und Montage) von der Systemgröße [BSW13b], Stand 07/2010 . . . . .	60
6.2.	Wärmegestehungskosten monovalenter WP- und GK-Systeme in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: EFH, rechts: MFH . . . . .	61
6.3.	Wärmegestehungskosten definierter PV-WP und ST-Systeme in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: EFH, rechts: MFH . . . . .	62

## Abkürzungen und Akronyme

- 6.4. Jährliche Kosten für Strom und Wärme für EFH mit und ohne 15 m<sup>2</sup> Solarfläche und einem 1 m<sup>3</sup> Wärmespeicher in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: ST+GK, rechts: PV+WP . 63
- 6.5. Jährliche Kosten für Strom und Wärme für MFH mit und ohne 70 m<sup>2</sup> Solarfläche und einem 4 m<sup>3</sup> Wärmespeicher in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: ST+GK, rechts: PV+WP . 64

## Tabellenverzeichnis

- 2.1. Zusammenfassung der Systemparameter des Referenz-EFH und -MFH . . . . . 10
- 2.2. Parametervariationen der Gebäude- und Systemparameter . . . . . 10
- 2.3. Globalhorizontalstrahlung und mittlere Temperaturen der TRJ 1 bis 15 . . . . . 12
- 2.4. Energetische Kenngrößen von in TRNSYS simulierten Ein- und Mehrfamilienhausgebäuden für den Standort Berlin Tempelhof. Daten: [Sic12] . . . . . 17
- 3.1. Datenblattangaben dreier handelsüblicher Flachkollektoren zur Heizungsunterstützung im Vergleich zu einem Vakuumröhren-Kollektor . . . . . 29
- 4.1. Haushalts- und Wärmepumpenstrombedarfe sowie Jahresarbeitszahlen der in Abb. 4.2 untersuchten Gebäude . . . . . 41
- 5.1. Ergänzende Angaben zu Abbildung 5.5 - Bandbreite wichtiger Kenndaten des PV-WP-Systems für EFH mit 15m<sup>2</sup> Solarfläche und 1 m<sup>3</sup> Speicher sowie für MFH mit 65 m<sup>2</sup> und 4 m<sup>3</sup> Speicher . . . . . 56
- 5.2. Bandbreite wichtiger Kenndaten des PV-WP-Systems für EFH mit 15m<sup>2</sup> Solarfläche und 1 m<sup>3</sup> Speicher sowie für MFH mit 70 m<sup>2</sup> und 4 m<sup>3</sup> Speicher . . . . . 58
- 6.1. Bruttopreise zur Berechnung der Wärmegestehungskosten . . . . . 59

# Verzeichnis der Abkürzungen

$i$  Index. Platzhalter für Indizes und Abkürzungen

## Formelzeichen

$A_{\text{Wohn}}$  Wohnfläche eines Gebäudes

$\alpha_{\text{Solar}}$  Dachneigung

$\Delta p$  Druckverlust oder Druckdifferenz

$E_{\text{B},i}$  Endenergiebedarf für Strom

$E_{\text{diff.hor/gen}}$  Diffusstrahlung der Sonne in horizontaler/geneigter Ebene

$E_{\text{dir.hor/gen}}$  Direktstrahlung der Sonne in horizontaler/geneigter Ebene

$f_{\text{sav}}$  Endenergieeinsparung

$\gamma_{\text{s}}$  Höhenwinkel der Sonne ( $90^\circ = \text{Zenit}$ )

$\dot{m}_i$  Massenstrom

$P_{\text{E},i}$  Elektrische Erzeugungsleistung

$P_{\text{V},i}$  Elektrische Verbrauchsleistung

$Q_{\text{B},i}$  Endenergiebedarf für Wärme

$Q_{\text{V},i}$  Endenergieverbrauch für Wärme

$\dot{Q}_{\text{HZ}}$  Heizlast

$\dot{Q}_{\text{HZ,max}}$  Norm-Heizlast als mittlere Heizlast des kältesten Tages

$\bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}$  Gleitender Mittelwert der Außentemperatur über 24 Stunden

$\bar{\vartheta}_{\text{tag,min}}$  Mittelwert der Außentemperatur des kältesten Tages

$\vartheta_{\text{HG}}$  Heizgrenztemperatur

$\vartheta_{\text{VL}}/\vartheta_{\text{RL}}$  Vorlauf- und Rücklauf-temperatur

$\Theta_{\text{gen}}$  Neigungswinkel einer Ebene

$V_{\text{Sp}}$  Volumen des Wärmespeichers

## *Verzeichnis der Abkürzungen*

### **Akronyme und Indizes**

COP Leistungszahl der Wärmepumpe

EFH Einfamilienhaus

EE- Erneuerbare-Energien-

FWS Frischwasserstation

GK Gaskessel, Brennwertkessel

HH Haushalt

HH Haushalt

HK Heizkreis

HS Heizstab

HZ Heizung

MFH Mehrfamilienhaus

NHZ Nachheizung

PV Photovoltaik

PEV Primärenergieverbrauch

SOC State Of Charge. Energetischer Füllstand eines Speichers

ST Solarthermie

TRJ Testreferenzjahr/e/n

TWW Trinkwarmwasser

VL/RL Vorlauf und Rücklauf eines Wärmeerzeugers und -verbrauchers

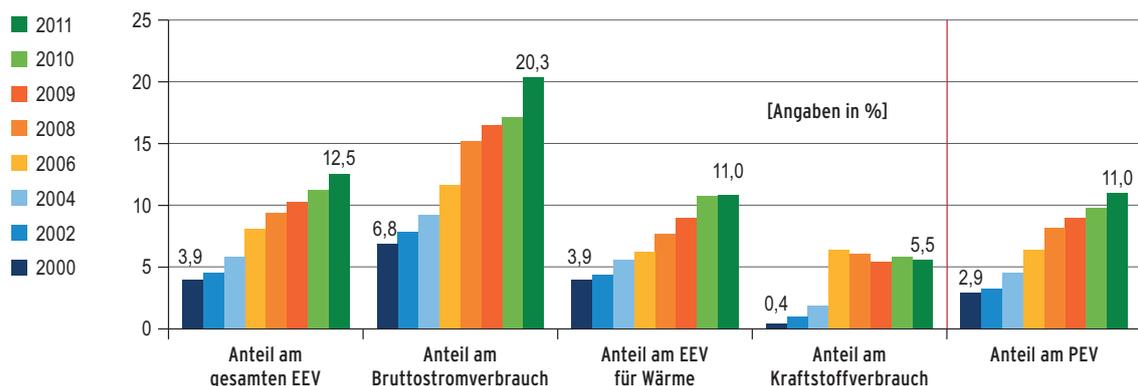
WP Wärmepumpe/n

WE Wohneinheit

ZFH Zweifamilienhaus

# 1. Motivation und Zielsetzung

Der regenerative Anteil am Stromverbrauch in Deutschland steigt kontinuierlich und aller Voraussicht nach schnell genug, um das Ziel von mindestens 35 % Anteil Erneuerbarer Energien (EE) bis zum Jahr 2020 zu erreichen [BDM12]. Der Umbau der Wärmeversorgung ist auf einem niedrigeren Niveau und entwickelt sich gleichzeitig weniger dynamisch als der Stromsektor, vgl. Abbildung 1.1 und [LESZ12]. Gleichzeitig ist das Ziel mit 18 % EE-Anteil an der Wärmeversorgung bis 2020 deutlich kleiner als das Ziel im Stromsektor und damit wenig ambitioniert hinsichtlich einer umfangreichen Reduktion von Treibhausgasemissionen.<sup>1</sup> Während ein Großteil des Primärenergieverbrauchs (PEV) im Bereich der Raumwärme und hier insbesondere bei Wohngebäuden durch Gebäudesanierungsmaßnahmen eingespart werden kann, ist es dennoch unabdingbar auch die Erzeugung der Wärme emissionsärmer zu gestalten, respektive verstärkt regenerative Wärmeerzeuger einzusetzen.



**Abb. 1.1.:** Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch in Deutschland [BDM12]

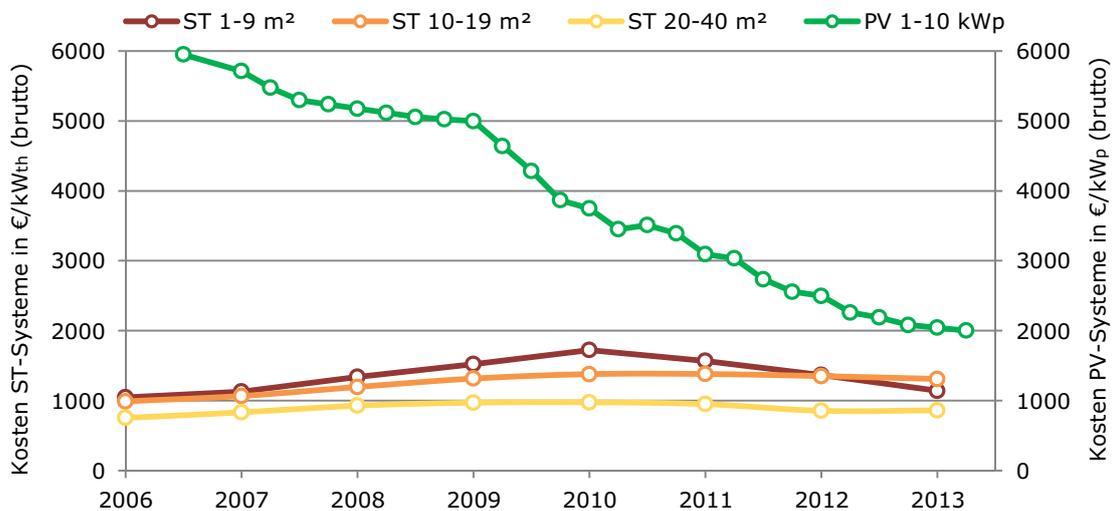
Im Jahr 2010 betrug der Endenergieverbrauch (EEV) für Raumwärme und Trinkwarmwasser insgesamt 881 TWh [BMW13]. Unter den Erneuerbaren Energien trägt die Biomasse hierbei zu über 85 % zur Wärmebereitstellung bei. Selbst bei einer erheblichen Reduzierung des Wärmebedarfs durch energetische Sanierung würde die gesamte jährlich anfallende Biomasse in Deutschland bei thermochemischer Nutzung nicht ausreichen, um den Bedarf annähernd zu decken. Nach Untersuchungen der Fachhochschule Eberswalde [AH07] steht unter Berücksichtigung der Nutzung der gesamt verfügbaren Biomasse in Deutschland ein Brennstoffpotenzial von jährlich 139 bis 194 TWh zur Verfügung. Darüber hinaus wird Biomasse neben der Raumwärme auch für Prozesswärme, stoffliche Nutzungszwecke und den Sektor der Mobilität auch weiterhin eingesetzt werden. Daher bedarf es für die Deckung des Raum- und Trinkwarmwasserwärmebedarfs weiterer EE-Technologien.

<sup>1</sup> Die Treibhausgas-Vermeidungsfaktoren pro Energieeinheit sind im Stromsektor deutlich größer als im Wärmesektor, vgl. [BDM12] S. 30 ff. Dies führt insgesamt dazu, dass ein Prozent Substitution im Stromsektor mehr Emissionen reduziert als im Wärmesektor.

In einer umfassenden Systemanalyse des deutschen Energiesystems für das Jahr 2050 geht das Fraunhofer Institut für Solarenergieforschung (ISE) von drei verschiedenen Möglichkeiten aus, Wärme zentral wie auch dezentral zu erzeugen: Gas-Wärmepumpen als exergetisch verbesserte Ersatztechnologie für Gas- und Öl-Brenner, elektrische Kompressionswärmepumpen für eine effiziente Wandlung von Strom zu Wärme und KWK-Anlagen in Form von Blockheizkraftwerken für die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme aus Gas, vgl. [HP12]. EE-Technologien werden zum einen über den Einsatz von Solarthermieanlagen und zum anderen über die Verwendung von Überschussstrom aus Photovoltaiksystemen mittels Stromdirektheizungen oder über elektrische Wärmepumpen (WP) in das System integriert. Welche Anteile dabei die Solarthermie (ST) und die Photovoltaik (PV) einnehmen werden, hängt maßgeblich von den spezifischen Systemkosten und möglichen Erträgen der Systeme ab.

### Stand der Technik

Die direkte Nutzung der Sonnenwärme durch Solarthermie ist bereits lange im Markt vertreten. Im Mittel wurde in den letzten Jahren jedoch nur  $1 \text{ GW}_{\text{th}}$  an neuen ST-Anlagen installiert.<sup>2</sup> Gleichzeitig sind die Kosten für PV-Systeme unter jährlichen Zubauraten von circa  $7,5 \text{ GW}_{\text{el}}$  in den Jahren 2010 bis 2012 kontinuierlich einer starken Lernkurve gefolgt, vgl. Abbildung 1.2, so dass PV-Systeme heute fester Bestandteil in der Energieversorgung von der  $1\text{-kW}_{\text{p}}$ -Dachanlage bis zum Multimegawatt-Kraftwerkspark sind. Die Kosten für ST-Systeme veränderten sich jedoch kaum. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob lokal erzeugter PV-Strom mittels einer Wärmepumpe für günstigere Wärmegestehungskosten sorgen kann als die Solarthermie.



**Abb. 1.2.:** Kostenentwicklung (brutto) von Solarthermie- und Photovoltaiksystemen in Deutschland. Solarthermie inklusive Speicherkosten [BSW13b, BSW13a]

Mittlerweile existieren neben technisch weitestgehend ausgereiften Solarthermie-Systemen bereits eine Vielzahl von PV-Wärmepumpen-Kombinationen, welche in diversen Fachzeitschriften vorgestellt wurden, vgl. [Vai12, Fuh12, Pod11, SMA13]. Die dort beschriebenen ökonomischen Vorteile gegenüber der Solarthermie sind jedoch stark vereinfacht und nicht durch

<sup>2</sup> Umrechnung von Kollektorfläche in thermische Leistung mit dem Faktor  $0,7 \text{ kW}/\text{m}^2$

umfangreiche Simulationen oder Messdaten validiert. Zudem ist in keinem der genannten Artikel der Einfluss der Überschussstromverwendung auf eine mögliche Veränderung der Jahresarbeitszahl untersucht worden.

### **Zielstellung und Vorgehensweise**

Ziel der Ausarbeitung ist es neben der ökonomischen Bewertung vor allem die technischen Sensitivitäten der Solarthermie- und Photovoltaik-Wärmepumpen-Systeme aufzuzeigen. Durch eine Vielzahl von Parametervariationen sollen die wesentlichen Einflussgrößen wie beispielsweise die Ausrichtung des Solarfeldes, die Größe des thermischen Speichers sowie das Temperaturniveau der Heizung und verschiedene Gebäudestandorte untersucht werden. So besteht die Möglichkeit, dass aufgrund von unterschiedlichen Abhängigkeiten der ST-, PV- und WP-Systeme von Umwelteinflüssen wie Temperatur und Sonneneinstrahlung saisonale Unterschiede hinsichtlich der Systemeffizienz existieren.

Großen Wert wird im Vergleich zur PV-Wärme-Studie von Sommer und Drück [SD12] auf gleiche Randbedingungen im Systemvergleich gelegt, um die spezifischen Vor- und Nachteile der einzelnen Systeme aufzeigen zu können.<sup>3</sup> Hinsichtlich der Flächeneffizienz von Solarsystemen soll in dieser Ausarbeitung der Systemvergleich von solarthermischen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen immer unter dem Aspekt erfolgen, dass beiden die gleiche Dachfläche zur Verfügung steht. Bei der Ergebnisdarstellung soll der Schwerpunkt auf die für spätere Systemanwendungsfälle relevanten Daten gelegt werden. Hierzu zählen für die ökonomische Betrachtung neben den Investitionskosten vor allem die Betriebskosten der Systeme und die Abhängigkeit von künftigen Energiepreissteigerungen.

Während für solarthermische Heizungskonzepte bereits umfangreiche Auslegungsempfehlungen existieren, könnte die Ausarbeitung des Weiteren vergleichbare Grundlagen zur Auslegung von Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen liefern. Hierbei soll auch im Fokus stehen, welchen Einfluss die maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe auf die Endenergieeinsparung haben kann und welche zusätzlichen Potentiale durch intelligente, vorhersagebasierte Betriebsstrategien der Wärmepumpe noch bestehen bleiben.

Zum Erreichen dieser Zielstellungen werden im Kapitel 2 zunächst wesentliche Komponenten, Gebäudeparameter und weitere für solare Heizungssysteme wichtigen Kenngrößen identifiziert, um anschließend daraus Referenz-Gebäude und mögliche Variationen zur späteren Simulation zu definieren. In Kapitel 3 folgt die Modellierung und Dokumentation der simulationsvorbereitenden Maßnahmen, wonach anschließend in Kapitel 4 wesentliche Einflussgrößen auf Komponenten und Teilsysteme in gezielten Sensitivitätsanalysen identifiziert werden. Kapitel 5 stellt die für eine ökonomische Betrachtung der Solarsysteme relevanten Simulationsergebnisse vor, mit denen dann in Kapitel 6 Wärmegehaltungskosten unter heutigen und zukünftigen Preis-Szenarien berechnet werden.

Eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse dieser Ausarbeitung stellt das Kapitel 7 dar, welches zusammen mit den im Ausblick diskutierten weiteren Anknüpfungspunkten und möglichen Anwendungen der wissenschaftlichen Erkenntnisse den Abschluss der Thesis darstellt.

---

<sup>3</sup> Im Gegensatz zur genannten Studie gelten keine Sperrzeiten der Wärmepumpe in den Mittagsstunden. Weiterhin werden stets Systeme mit gleichgroßer Solarfläche verglichen und der Haushaltsstrom wird aufgrund des starken Einflusses auf den Eigenverbrauchsanteil minutlich abgebildet.



## 2. Systembeschreibung

Heizungssysteme in Wohngebäuden gibt es in den verschiedensten Varianten. Von vollständig auf fossilen Brennstoffen basierenden Heizkesseln über hybride Systeme mit einer unterstützenden regenerativen Komponente, bis hin zu Systemen, die ausschließlich mit Erneuerbaren Energieträgern den Wärmebedarf decken. Für einen techno-ökonomischen Vergleich von verschiedenen Heizungssystemen ist es notwendig, die konkurrierenden Systeme möglichst umfassend abzubilden, um Größen wie Brennstoff- und Hilfsenergiebedarf, Investitions- und Wartungskosten sowie spezifische Systemsensitivitäten genau bestimmen zu können. Es liegt also nahe, dass mit dieser Arbeit bei Weitem nicht alle auf dem Markt etablierten Systemvarianten überprüft und verglichen werden können.

Mit dem Ziel die Vor- und Nachteile von solarthermischen Heizungssystemen sowie Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen aufzuzeigen, wird im Folgenden ein Referenz-Gebäude definiert. Ausgestattet mit einem Referenz-Heizungssystem können so die durch den Einsatz von Solarthermie, Photovoltaik und Wärmepumpe entstehenden Auswirkungen, beispielsweise hinsichtlich möglicher Brennstoffeinsparungen, aufgezeigt werden.

### 2.1. Referenz-Gebäude

Die Untersuchung des Einflusses von ST- und PV-WP-Systemen soll sowohl für den Bereich der Ein- als auch der Mehrfamilienhaushalte untersucht werden. Folglich werden an dieser Stelle zwei Referenzgebäude beschrieben, welche den Kapiteln 3 und 5 als Grundlage für die Modellierung und anschließende Simulation sowie Parametervariationen dienen.

#### 2.1.1. Gebäudetyp

Der Wohnsektor kann grob in drei Kategorien unterteilt werden: Einfamilienhäuser (EFH), die über eine Wohneinheit (WE) verfügen, Zweifamilienhäuser (ZFH) mit zwei WE und Mehrfamilienhäuser (MFH) mit drei oder mehr WE. Weitere Untergliederungen können hinsichtlich der Baualtersklasse, der Bauart oder des Sanierungsstandes vorgenommen werden. Maßgeblich für die spätere Simulation sind jedoch die daraus resultierenden Energiebedarfe der Gebäude.

Eine anerkannte Methode zur Klassifizierung von Wohn- und Nutzgebäuden ist die Bewertung, welche in der Energieeinsparverordnung, kurz EnEV, vorgenommen wird. Mit Hilfe einer Vergleichsskala können Gebäude hinsichtlich Typ und Sanierungsstand energetisch miteinander verglichen werden, vgl. Abbildung 2.1. Dort angegeben ist der Endenergieverbrauch  $Q_V$ , welcher letztendlich den Brennstoffbedarf für die Erzeugung der Raumwärme und des Trinkwarmwassers inklusive aller Erzeugungs- und Verteilverluste beinhaltet. Für den weiteren Verlauf der Ausarbeitung dient die Kategorie „Durchschnitt Wohngebäude“ als Grundlage mit  $250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  für das Referenz-EFH und  $200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  für das Referenz-MFH. Diese

Unterscheidung wird vorgenommen, da Mehrfamilienhäuser aufgrund ihres günstigeren A/V-Verhältnisses bei gleichem Dämmstandard einen niedrigeren spezifischen Wärmebedarf aufweisen als Einfamilienhäuser.

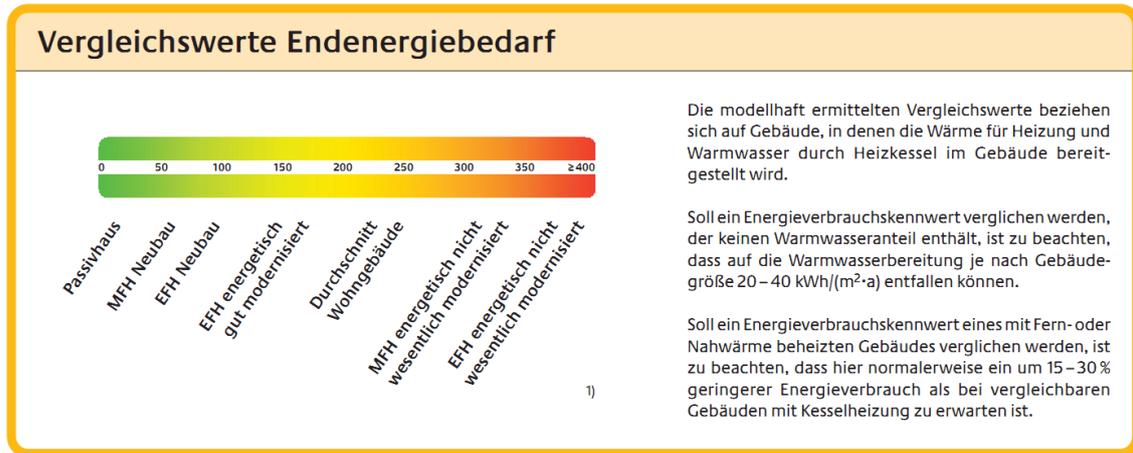


Abb. 2.1.: Energetische Vergleichsskala von Gebäuden nach EnEV [DEN09]

## 2.1.2. Haushaltsgröße

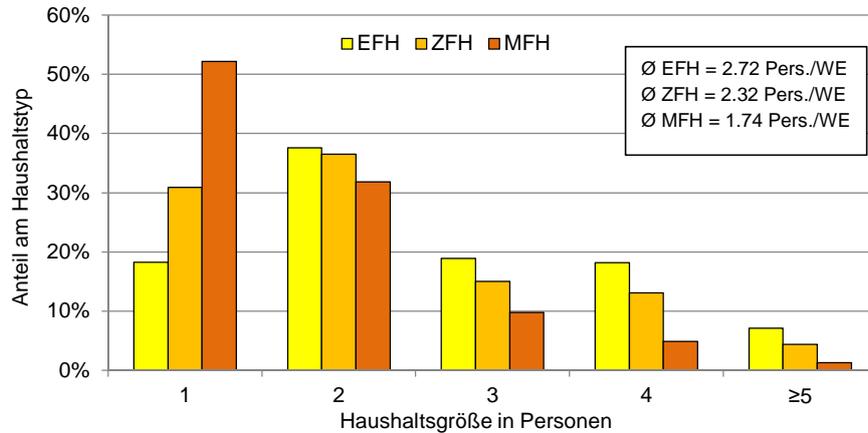
Die Haushaltsgröße beschreibt die Anzahl an Personen die zusammen in einer Wohneinheit leben. Indirekt daran gekoppelt ist, wie viele Quadratmeter Wohnfläche die jeweilige WE umfasst. Laut Statistischem Bundesamt leben in Deutschland 35,1 Mio. Menschen in EFH, weitere 10,8 Mio. in ZFH und 36,2 Mio. in MFH. Dabei ist die durchschnittliche Haushaltsgröße in den MFH deutlich kleiner als in den EFH, vgl. Abbildung 2.2. Dies wirkt sich auch auf die durchschnittlichen Größen der Wohneinheiten aus. Während ein durchschnittliches EFH eine Wohnfläche von 127 m<sup>2</sup> aufweist (Referenz-EFH), sind Mehrfamilienhauswohnungen im Mittel mit 68 m<sup>2</sup> deutlich kleiner und weisen eine höhere Bewohnerdichte auf [DES09].

Neben der Bewohnerzahl und den Wohnflächen ist für die Mehrfamilienhäuser relevant, wie viele Wohneinheiten sich in einem Gebäude befinden. Dabei fallen nach [DES06] etwa 42 % der Wohneinheiten auf die Gebäudekategorie mit 3 – 6 WE, während die anderen Kategorien noch mit 38 % (7 – 12 WE), 9 % (13 – 20 WE) und 11 % (> 20 WE) vertreten sind. Das Referenz-MFH wird hiernach als vierstöckiges Gebäude mit 8 WE, 14 Bewohnern und einer Gesamtwohnfläche von 544 m<sup>2</sup> möglichst repräsentativ angenommen.

## 2.1.3. Energiebedarfe

### 2.1.3.1. Raumwärme und Trinkwarmwasser

In Anlehnung an Abbildung 2.1 werden die Wärmebedarfe für die Referenzgebäude festgelegt. Dabei sind die mit 250 und 200 kWh/(m<sup>2</sup> a) definierten Referenz-Verbräuche noch auf die Gewerke Heizung (HZ) und Trinkwarmwasser (TWW) aufzuteilen und in Referenz-Bedarfe umzurechnen. Hierbei ist ein Bedarf gleich einem Verbrauch abzüglich etwaiger Erzeugungsverluste. In der späteren Modellierung und Simulation gilt es den Bedarf zu decken, wobei Erzeugungsverluste aus den Modellen selbst hervorgehen.



**Abb. 2.2.:** Verteilung der Haushaltsgrößen in Deutschland [DES09, DES06]

Für die Aufteilung der Verbräuche wird dem Hinweis gefolgt, dass der Trinkwarmwasser-Anteil zwischen  $20$  und  $40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  ausmacht. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Wert aufgrund von vorhandener Warmwasser-Zirkulation im MFH größer ist als im EFH. Der Trinkwarmwasserverbrauch für das Referenz-Einfamilienhaus  $Q_{V_{\text{ref}}.\text{EFH.TWW}}$  wird folglich mit  $20 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  festgelegt, während für das Referenz-MFH  $Q_{V_{\text{ref}}.\text{MFH.TWW}}$  mit  $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  angenommen wird. Für die Umrechnung der Verbräuche in Bedarfe wird gleichbleibend für EFH und MFH angenommen, dass die Erzeugungsverluste im Mittel bei  $22,5\%$  liegen.<sup>4</sup> Somit ergeben sich die Wärmebedarfe  $Q_B$  für das Referenz-Einfamilienhaus zu

$$Q_{B_{\text{ref}}.\text{EFH.HZ}} = (250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) - Q_{V_{\text{ref}}.\text{EFH.TWW}}) * (1 - 0,225) = 174,4 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \quad (2.1)$$

$$Q_{B_{\text{ref}}.\text{EFH.TWW}} = 20 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) * (1 - 0,225) = 15,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \quad (2.2)$$

während für das Referenz-Mehrfamilienhaus die Bedarfe bei

$$Q_{B_{\text{ref}}.\text{MFH.HZ}} = (200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) - Q_{V_{\text{ref}}.\text{MFH.TWW}}) * (1 - 0,225) = 127,9 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \quad (2.3)$$

$$Q_{B_{\text{ref}}.\text{MFH.TWW}} = 30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) * (1 - 0,225) = 23,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \quad (2.4)$$

liegen.

### 2.1.3.2. Strom

Für den technischen Vergleich der beiden untersuchten Heizungssysteme ist der Haushaltsstrombedarf zunächst unerheblich. Jedoch muss dieser spätestens bei der ökonomischen Be-

<sup>4</sup> Mittelwert aus Angaben des Seitenkommentars in Abbildung 2.1.

## Systembeschreibung

wertung des PV-WP-Systems berücksichtigt werden, da nach deutschem Erneuerbare-Energien-Gesetz für den eingespeisten Strom eine niedrigere Vergütung vorliegt, als der Strombezug aus dem öffentlichen Netz den Endkunden kostet. Nach Erreichen der sogenannten Netzparität ist der Betreiber eines PV-Systems folglich daran interessiert, möglichst viel des lokal erzeugten Solarstroms vor Ort zu verbrauchen. Geht man davon aus, dass der Haushaltsstrombedarf in seinem zeitlichen Verlauf nicht zu beeinflussen ist, so bleibt der Wärmepumpe nur noch die Differenz aus PV-Erzeugung  $P_{E,PV,i}(t)$  und Haushaltsstromverbrauch  $P_{V,HH}(t)$  zur Umwandlung von Strom in Wärme.

Eine umfassende Auswertung verschiedenster Quellen zum Haushaltsstromverbrauch in Deutschland findet sich in einer Ausarbeitung des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung [BHA11]. Hiernach verbrauchen Single-Haushalte jährlich im Mittel 1.734 kWh, Zwei- und Drei-Personen-Haushalte 2.952 und 3.892 kWh und Vier-Personen 4.506 kWh. Für eine simulative Betrachtung mit Parametervariationen hinsichtlich der Gebäudegrößen ist ein Bezug des Stromverbrauchs auf die Wohnfläche sinnvoll. Dieser findet sich in einer umfassenden Untersuchung des Fraunhofer ISI, vgl. [SGE<sup>+</sup>04]. Während für EFH nach Abzug etwaiger Stromheizungen  $31,1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  aufgeführt wird, liegt der Verbrauch bei MFH zwischen  $29,3$  und  $32,1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ . Aufgrund der großen Ähnlichkeit wird im Folgenden unabhängig vom Gebäudetyp und der Wohnungsgröße ein Stromverbrauch von  $31 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  angenommen.

Somit ergibt sich für das Referenz-EFH ein elektrischer Strombedarf von

$$E_{B_{\text{ref.}}\text{.EFH.EL}} = 127 \text{ m}^2 * 31 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) = 3.937 \text{ kWh/a} \quad (2.5)$$

und für das Referenz-MFH von

$$E_{B_{\text{ref.}}\text{.MFH.EL}} = 68 \text{ m}^2/\text{WE} * 31 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) * 8 \text{ WE} = 16.864 \text{ kWh/a} \quad (2.6)$$

### 2.1.4. Heizungstechnik und Systemaufbau

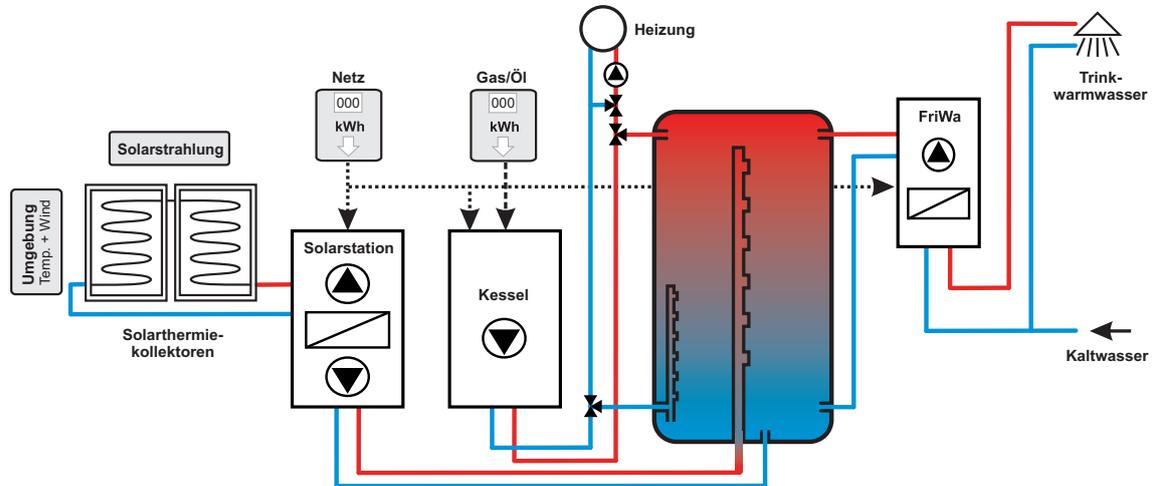
Für den untersuchten Aufbau der ST- als auch PV-WP-Systeme gelten gleichermaßen folgende Festlegungen: Die Heizungssysteme wurden speicherseitig mitsamt der angeschlossenen Peripherie und deren Funktionsweisen identisch aufgebaut. Sie bestehen aus einem Schichten-Pufferspeicher mit einer Maximaltemperatur von  $90 \text{ }^\circ\text{C}$  und angeschlossener Frischwasserstation (FWS) zur Trinkwarmwasserbereitung.<sup>5</sup> Die Regelung sieht dabei ein Drittel des Speichervolumens mit einer Mindesttemperatur von  $50$  bis  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  als Bereitschaftsvolumen vor. Der Vorlauf der Heizung wird nur dann aus dem Speicher betrieben, wenn die niedrigste Temperatur des oberen Drittels einen Wert von  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  überschreitet. Neben einer geschichteten Einspeisung des Vorlaufs der jeweiligen Nachheizung, erfolgt auch die Einspeisung des Heizungsrücklaufs geschichtet.

#### Weiterer Aufbau des Solarthermie-Systems

Das Solarthermie-System, vgl. 2.3, besteht aus einem Kollektorfeld, das mittels einer Solarstation mit externem Wärmeübertrager über eine klassische Hysterese-Schaltung ( $6 \text{ K} / 3 \text{ K}$ ) in den Speicher einschichtet. Als Nachheizung dient ein sehr gutes Gas-Brennwert-Gerät (auch

<sup>5</sup> Die Rücklauftemperatur der Frischwasserstation liegt stets  $3 \text{ K}$  über der Kaltwassertemperatur, was dem Mittelwert von sehr guten Geräten entspricht, vgl. [RF12].

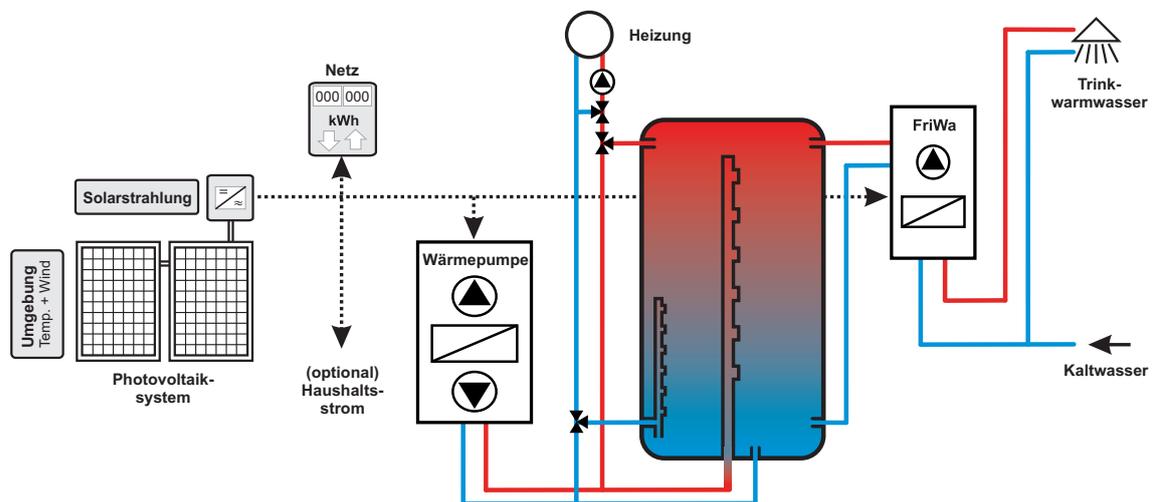
Gaskessel, kurz GK).<sup>6</sup> Neben dem Gasverbrauch der Nachheizung wird für die Berechnung des Endenergiebedarfs des Systems auch der Stromverbrauch der Solarstation-Pumpen bestimmt.



**Abb. 2.3.:** Schematischer Systemaufbau des Solarthermie-Systems mit den wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen

### Weiterer Aufbau des Photovoltaik-Wärmepumpen-Systems

Das Photovoltaik-Wärmepumpen-System, vgl. 2.4, besteht aus einem PV-Generator, der über einen Wechselrichter an den Stromkreis einer elektrischen Luft/Wasser-Wärmepumpe angeschlossen ist. Diese versorgt in modulierender Betriebsweise direkt den Heizkreis mit der benötigten Wärmemenge und stellt die Bereitschaftstemperatur im Speicher sicher.



**Abb. 2.4.:** Schematischer Systemaufbau des Photovoltaik-Wärmepumpen-Systems mit den wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen

Erzeugt das PV-System mehr Leistung als die Wärmepumpe benötigt, erhöht diese stufenlos die Leistung und sorgt für eine zusätzliche Aufheizung des Pufferspeichers bis zu einer

<sup>6</sup> Jahresnutzungsgrad, bezogen auf den Brennwert, je nach Temperaturniveau des Heizungssystems zwischen 0,94 und 0,97.

## Systembeschreibung

Maximaltemperatur von 75 °C. Sollten immer noch Überschüsse vorhanden sein, erfolgt die weitere Aufheizung des Speichers mittels eines integrierten Heizstabs bis auf 90 °C. Für die Information über die Höhe des Endenergiebedarfs des Systems wird der Netzstrombezug der Wärmepumpe inklusive Heizstab bestimmt.

### 2.1.5. Zusammenfassung und Parametervariationen

Mit dem Referenz-EFH und -MFH wurden zwei hinsichtlich ihrer Energieverbräuche durchschnittliche Gebäude ausgewählt. Alle Gebäudeeigenschaften finden sich hierbei nochmals in Tabelle 2.1. Sollten in späteren Parametervariationen keine Angaben zu einzelnen Gebäude-merkmalen gemacht werden, gelten die Angaben dieser Tabelle.

**Tab. 2.1.:** Zusammenfassung der Systemparameter des Referenz-EFH und -MFH

			EFH	MFH
spez. Heizwärmebedarf	$Q_{\text{sp.B.HZ}}$	kWh/(m <sup>2</sup> a)	174,0	128,0
spez. TWW-Bedarf	$Q_{\text{sp.B.TWW}}$	kWh/(m <sup>2</sup> a)	15,5	23,3
spez. Strombedarf	$E_{\text{sp.B.EL}}$	kWh/(m <sup>2</sup> a)	31,0	31,0
Heizgrenztemperatur	$\vartheta_{\text{HG}}$	°C	15,0	15,0
Vor- und Rücklauftemp.	$\vartheta_{\text{VL}}/\vartheta_{\text{RL}}$	°C	70/55	70/55
Speichergröße (ohne Solar)	$V_{\text{Sp}}$	m <sup>3</sup>	0,5	1,0
Wohnfläche	$A_{\text{Wohn}}$	m <sup>2</sup>	127	544
Dachneigung	$\alpha_{\text{solar}}$	°	45	45
Anzahl Bewohner	-	-	3 (1 WE)	14 (8 WE)
Wetter / Standort	-	-	TRJ 4	TRJ 4

Um die Vor- und Nachteile solarthermischer Heizungssysteme sowie Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen aufzuzeigen, ist es jedoch unzureichend nur ein oder zwei definierte Gebäude- bzw. Haushaltstypen zu untersuchen. Durch die Reduzierung der stark heterogenen Gebäudestruktur Deutschlands auf bestimmte energetische Kenngrößen lässt sich ein Großteil der Wohngebäude über Parametervariationen, vgl. Tabelle 2.2, in späteren Simulationen hinsichtlich verschiedenster Sensitivitäten untersuchen.<sup>7</sup>

**Tab. 2.2.:** Parametervariationen der Gebäude- und Systemparameter

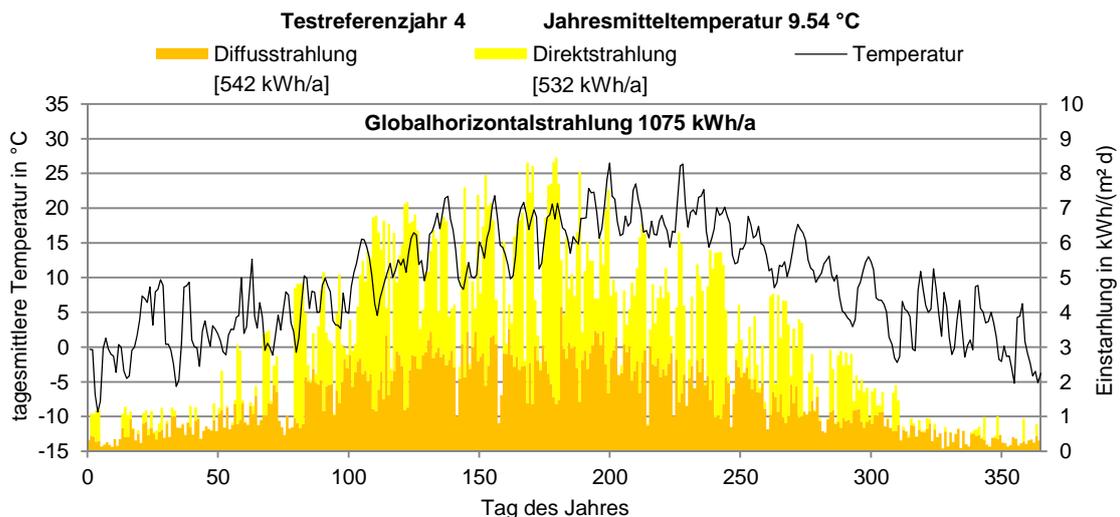
			EFH	MFH
spez. Heizwärmebedarf	$Q_{\text{sp.B.HZ}}$	kWh/(m <sup>2</sup> a)	15-175	15-175
Heizgrenztemperatur	$\vartheta_{\text{HG}}$	°C	10-15	10-15
Vor- und Rücklauftemp.	$\vartheta_{\text{VL}}/\vartheta_{\text{RL}}$	°C	35/28-70/55	35/28-70/55
Speichergröße	$V_{\text{Sp}}$	m <sup>3</sup>	0,5-3,0	1,0-6,0
Solarfläche	$A_{\text{Solar}}$	m <sup>2</sup>	0-45	0-90
spez. Massenstrom ST	$\dot{m}_{\text{sp.ST}}$	kg/(m <sup>2</sup> h)	15-45	15-45
Dachneigung	$\alpha_{\text{solar}}$	°	35-65	35-65
Wetter / Standort	-	-	TRJ 1-15	TRJ 1-15

<sup>7</sup> Gebäude mit höheren spezifischen Energiebedarfen sowie Vor- und Rücklauftemperaturen werden nicht weiter betrachtet, da sie nicht für den Einsatz solarer Heizungssysteme geeignet sind.

## 2.2. Meteorologische Daten

Die meteorologischen Daten, wie die Einstrahlungsleistung und die Umgebungstemperatur, sind für die Simulation von solaren Energiesystemen die wichtigsten Ausgangsgrößen. Um mit dieser Ausarbeitung Aussagen über die verschiedenen Systeme auch an unterschiedlichen Standorten machen zu können, bedarf es möglichst repräsentativer Wetterdaten in gleichbleibender Qualität. Mit den Testreferenzjahren (TRJ) des Deutschen Wetterdienstes stehen stündlich aufgelöste Messwerte für 15 repräsentative Regionen Deutschlands zur Verfügung, welche 2011 mit Daten der Jahre 1988 bis 2007 aktualisiert wurden [Bun11]. Neben einer verbesserten Berücksichtigung klimawandelbedingter Temperaturzunahmen können die neuen Daten auch hinsichtlich der Höhenlage und/oder städtischer Wärmeinseln mittels Software parametrisiert werden.<sup>8</sup>

Als Grundlage der nachfolgend vorgestellten Lastprofile und der darauf aufbauenden Simulationsrechnungen wird das Testreferenzjahr der Region 4, Nordostdeutsches Tiefland, gewählt, zu der auch das Land Berlin zählt. Abbildung 2.5 stellt hierbei die für die Solarsysteme wesentlichen Wetterdaten im Jahresverlauf dar. Eine Übersicht über alle weiteren Testreferenzjahre befindet sich im Anhang A.1 ab Seite 75.



**Abb. 2.5.:** Jahresverlauf der Außentemperatur sowie der Direkt- und Diffusstrahlung für das Testreferenzjahr der Region 4

Die Globalhorizontalstrahlung für die Region summiert sich auf  $1.075 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ , wobei Direkt- und Diffusstrahlung nahezu gleiche Anteile daran aufweisen. Die Bandbreite aller TRJ liegt bei der Globalhorizontalstrahlung zwischen  $944$  und  $1.111 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  und schwankt damit lediglich mit circa  $\pm 8\%$  um den Mittelwert von  $1.025 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ . Der Einfluss der unterschiedlichen Regionen hat im Bereich der Temperaturen einen deutlich größeren Einfluss, vgl. auch Tabelle 2.3. Mit  $+2,6^\circ\text{C}$  und  $-4,7^\circ\text{C}$  ist die Differenz der beiden extremsten TRJ zu der mittleren Jahresdurchschnittstemperatur aller TRJ von  $8,5^\circ\text{C}$  stark ausgeprägt. Im Hinblick auf

<sup>8</sup> Eine Übersicht über die Aufteilung der 15 Regionen und dessen repräsentative Messstation findet sich in Anhang A.2 ab S.77.

die Untersuchung einer Luft/Wasser-Wärmepumpe sollte der Standort über die Temperatur folglich einen großen Einfluss auf die Systemeffizienz haben.

**Tab. 2.3.:** Globalhorizontalstrahlung und mittlere Temperaturen der TRJ 1 bis 15

	TRJ	1	2	3	4	5	6	7	8
Globalhorizontalstrahlung	kWh/(m <sup>2</sup> a)	963	1050	944	1075	960	972	1003	994
Jahresmitteltemperatur	°C	10,0	9,5	9,5	9,5	10,3	7,7	9,3	6,7
		9	10	11	12	13	14	15	
		1058	1039	985	1089	1073	1063	1111	
		8,7	7,3	3,7	11,1	8,5	7,7	7,3	

Durch die Nutzung der im Jahr 2011 aktualisierten Testreferenzjahre und unter den dargestellten Annahmen der Parametervariationen für unterschiedliche Gebäudetypen, kann ein Großteil der Ein- und Mehrfamilienhäuser in Simulationen abgebildet werden. Die ausgeprägten Differenzen der verschiedenen TRJ hinsichtlich Temperatur und Sonneneinstrahlung sollten dabei auf Solarthermie-, Photovoltaik- und Wärmepumpen-Systeme aufgrund ihrer physikalisch unterschiedlichen Wirkungsweisen und Abhängigkeiten auch unterschiedliche Auswirkungen auf die System-Wirkungsgrade haben.

## 2.3. Erstellung von Lastprofilen

Oftmals werden in Systemsimulationen Lastprofile und Klimadaten unterschiedlichster Quellen bzw. aus unterschiedlichen Jahren verwendet, was zu unstimmgigen Lastsituationen führen kann. In realen Energiesystemen sind die Verbräuche von Heizwärme, Trinkwarmwasser und Strom jedoch einerseits direkt an das Verhalten der Systemnutzer gekoppelt, andererseits hat auch das Wetter auf das Verhalten und damit die Energieverbräuche einen großen Einfluss. Mit dem Ziel einer direkten Korrelation von Wetterdaten, Gebäudeeigenschaften und Lastprofilen, wurde auf die VDI 4655 zurückgegriffen. Mit der Richtlinie „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“ [VDI08] steht ein Werkzeug bereit, das neben der Abdeckung der Gewerke Strom und Wärme zudem erlaubt, Lastprofile mit einer hohen zeitlichen Auflösung von 1 min für Ein- und 15 min für Mehrfamilienhäuser zu erstellen. Grundlage der Richtlinie waren dabei Messungen an mehreren Gebäuden über einen Zeitraum von bis zu zwei Jahren. Hierbei ist insbesondere eine detaillierte Abbildung des Stromverbrauchs bei Photovoltaikanwendungen hinsichtlich der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch von Vorteil, da bestimmte Charakteristika des zeitlichen Verlaufs nicht durch Mittelwertbildung verloren gehen, vgl. auch [Tja12].<sup>9</sup>

Die VDI 4655 basiert meteorologisch auf den Testreferenzjahren des Deutschen Wetterdienstes. Jedes TRJ wird dabei in einem ersten Schritt in eine Zeitreihe charakteristischer Typtage unterteilt. Maßgebend für die Unterteilung sind der tagesmittlere Bedeckungsgrad und die tagesmittlere Temperatur, so dass insgesamt zehn verschiedene Typtage definiert werden, vgl. Abbildung 2.6.

<sup>9</sup> Nach eigenen Berechnungen wird der Eigenverbrauchsanteil handelsüblicher PV-Systeme im Bereich der Einfamilienhaushalte von 1 bis 5 kW<sub>p</sub> bei stündlicher Simulationsschrittweite in der Jahressumme um 2 bis 8 Prozentpunkte gegenüber einer minütlichen Simulation überschätzt. Dabei gilt: Je größer das PV-System, desto kleiner der Fehler.

Jahreszeit	Werktag W		Sonntag S	
	Heiter H	Bewölkt B	Heiter H	Bewölkt B
Übergang Ü	<b>ÜWH</b>	<b>ÜWB</b>	<b>ÜSH</b>	<b>ÜSB</b>
Sommer S	<b>SWX</b>		<b>SSX</b>	
Winter W	<b>WWH</b>	<b>WWB</b>	<b>WSH</b>	<b>WSB</b>

**Abb. 2.6.:** Kategorisierung der Typtage nach VDI 4655 [VDI08]

Dabei definieren sich die jeweiligen Typtage wie folgt:

- Heiter: tagesmittlerer Bedeckungsgrad  $< 5/8$
- Bewölkt: tagesmittlerer Bedeckungsgrad  $\geq 5/8$
- Winter: tagesmittlere Außentemperatur  $< 5\text{ °C}$
- Übergang: tagesmittlere Außentemperatur  $\geq 5\text{ °C}$  und  $< 15\text{ °C}$
- Sommer: tagesmittlere Außentemperatur  $\geq 15\text{ °C}$

Jedem Typtag ist wiederum ein charakteristischer Tagesverlauf des Energieverbrauchs zugeordnet; zu finden in visualisierter Form in Anlage A.3 ab Seite 79. Die jährlichen Energiebedarfe für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sind frei wählbar und werden durch vorgegebene Faktoren auf die einzelnen Typtage aufgeteilt. Feiertage werden diesbezüglich als Sonntage aufgefasst.<sup>10</sup> Um eine einfach skalierbare Anwendung der generierten Lastprofile zu ermöglichen, wurden diese in ihren Jahressummen auf 1.000 kWh (EFH) und 10.000 kWh (MFH) normiert. Es folgt eine Darstellung der Ergebnisse für das Referenz-Ein- und Mehrfamilienhaus sowie eine Erläuterung etwaiger Abweichungen von der Richtlinie.

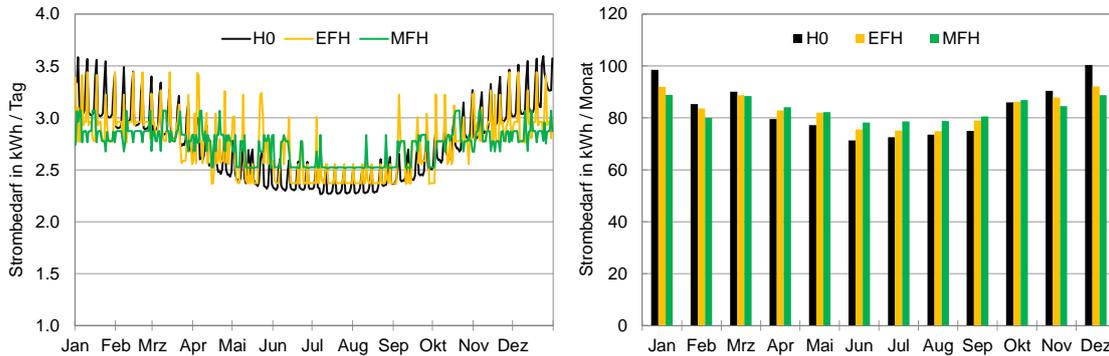
### 2.3.1. Haushaltsstrom

Der Haushaltsstrombedarf wird in vielen Untersuchungen in Anlehnung an das H0-Standardlastprofil des BDEW abgebildet. Hierbei handelt es sich um einen auf 1.000 kWh/a normierten, skalierbaren Stromlastgang mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min, den Verteilnetzbetreiber einem bestimmten Bilanzgebiet zuordnen, um den summierten Strombedarf einer Gruppe von Haushalten prognostizieren zu können. Wie aus Abbildung 2.7 deutlich wird, haben sowohl Jahreszeiten, als auch Werk- sowie Sonn- und Feiertage Einfluss auf die umgesetzte Strommenge. Dieser Zusammenhang wird auch bei den auf der VDI 4655 basierenden Lastgängen deutlich, wobei das EFH-Profil und noch mehr das MFH-Profil weniger ausgeprägte Unterschiede zwischen Sommer und Winter aufweisen. Zudem unterschätzt das H0-Profil im Sommer und überschätzt im Winter den Strombedarf gegenüber den auf Messdaten beruhenden Lastgängen.

Neben den jahreszeitlichen Schwankungen des Strombedarfs ist vor allem die Verteilung im Laufe eines Tages interessant. Für spätere Untersuchungen, ob beispielsweise der Strom der Wärmepumpe durch das PV-System bereitgestellt werden kann, ist es wichtig den im selben

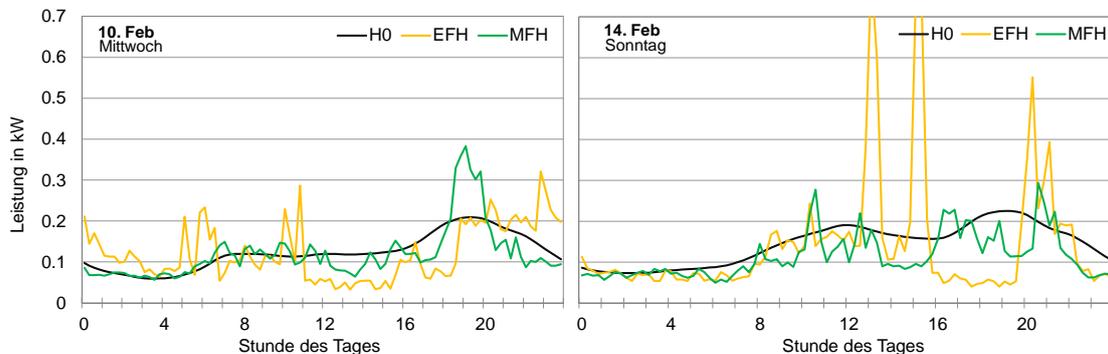
<sup>10</sup> Grundlage dieser Ausarbeitung waren die bundesweiten Feiertage des Kalenderjahres 2010. Urlaubszeiten wurden nicht definiert.

## Systembeschreibung



**Abb. 2.7.:** Energiemengen des Haushaltsstroms für H0 nach BDEW sowie EFH und MFH nach VDI 4655 mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a

Zeitschritt auftretenden Haushaltsstrombedarf zu kennen. Denn ausschließlich der dadurch verbleibende Überschuss an Solarstrom steht der Wärmeanwendung zur Verfügung. Abbildung 2.8 zeigt dabei auf, dass sich die EFH- und MFH-Profile bei einer Mittlung der elektrischen Last über 15 min, was bereits einer starken Glättung eines realen Profils entspricht, noch stark vom H0-Profil unterscheiden. Während das Standardlastprofil im Mittel ein Verhältnis von Spitzen- zu Grundlast von 3:1 aufweist, ist die maximale Leistung im MFH circa fünffach und im EFH sogar zehnfach größer als die Grundlast. Hinsichtlich der Güte der späteren Simulation und ökonomischen Bewertung der Systeme wird die zeitliche Auflösung auf das PV-WP-System einen großen Einfluss haben. Folglich wird stets mit der jeweils größtmöglichen zeitlichen Auflösung gerechnet.



**Abb. 2.8.:** Lastprofilvergleich des Haushaltsstroms für H0 nach BDEW sowie EFH und MFH nach VDI 4655 mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a bei einer Zeitschrittweite von 15 min

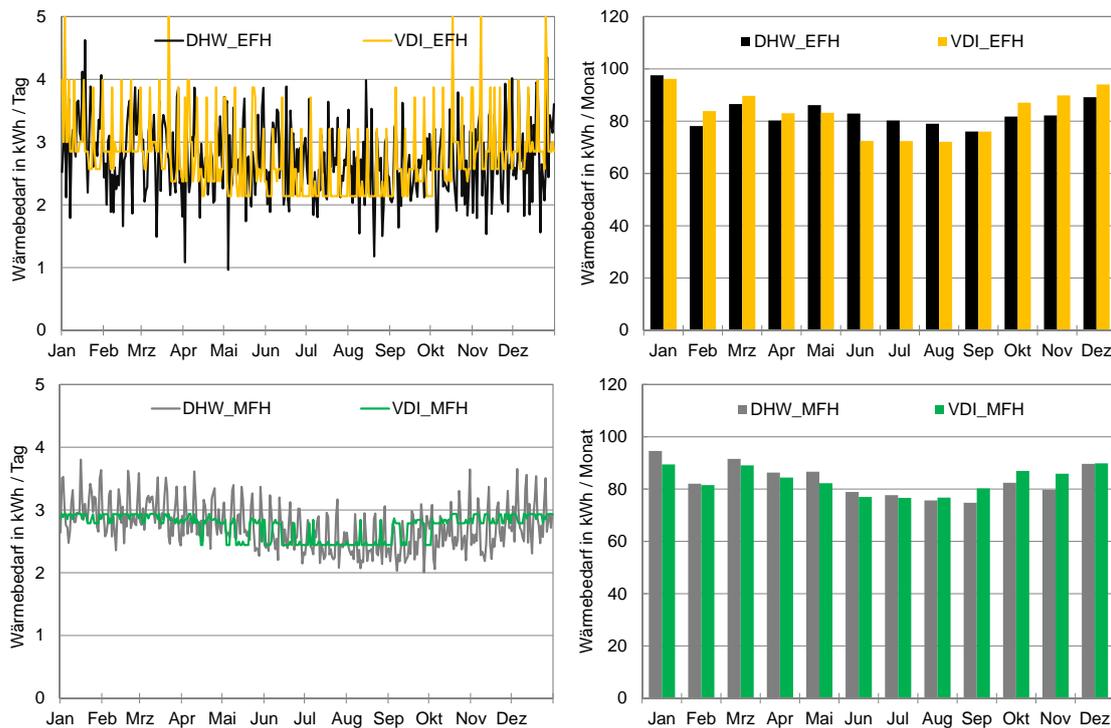
### 2.3.2. Trinkwarmwasser

Eine gängige Software zur Generierung von Trinkwarmwasser-Zapfprofilen ist DHWcalc [JV05], welches kostenlos über die Universität Kassel zu beziehen ist.<sup>11</sup> Es können Zapfprofile für Ein-

<sup>11</sup> Software und Anleitung unter <http://solar.umwelt-uni-kassel.de/downloads.de.html>

und Mehrfamilienhäuser in verschiedenen Modifikationen und zeitlichen Auflösungen generiert werden. Eine Wetterdatei kann nicht eingelesen werden. Da bei der wissenschaftlichen Aufbereitung der VDI 4655 zugrunde liegenden Daten jedoch ein direkter Zusammenhang zwischen Jahreszeit, Wetter und TWW-Verbrauch festgestellt wurde [DFH<sup>+</sup>07], wird auch an dieser Stelle weiterhin auf die Richtlinie zurückgegriffen. Da die Zapfprofile jedoch nur auf der Messung von wenigen Gebäuden beruhen, sollen in DHWcalc erstellte und ausreichend validierte Profile als qualitativer Vergleich dienen.<sup>12</sup>

Aus Abbildung 2.9 (unten) wird ersichtlich, dass die Mehrfamilienhausprofile eine gute Übereinstimmung der Energieverbräuche über die Monate aufweisen.



**Abb. 2.9.:** Wärmebedarf für Trinkwarmwasser nach DHWcalc und VDI 4655 für EFH (oben) und MFH (unten) mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a

Gegenüber den Zapfprofilen aus DHWcalc besteht jedoch eine geringere Varianz der täglichen Energieverbräuche. So fallen die Trinkwarmwasserverbräuche nach VDI 4655 gegenüber denen von DHWcalc am Wochenende niedriger und werktags höher aus. Aufgrund einer starren Vorgabe in DHWcalc bezüglich des Verhältnisses von Wochen- zu Wochenendverbrauch wird vermutet, dass der Wochenendverbrauch durchgängig zu hoch vorgegeben wurde. Hierbei berücksichtigt DHWcalc beispielsweise nicht, dass einzelne Wohneinheiten am Wochenende statistisch bedingt unbewohnt sind.

Bei den Zapfprofilen für das Einfamilienhaus besteht eine große Übereinstimmung beim Verhältnis Wochen- zu Wochenendverbrauch des Trinkwarmwassers. Dabei besteht aufgrund feh-

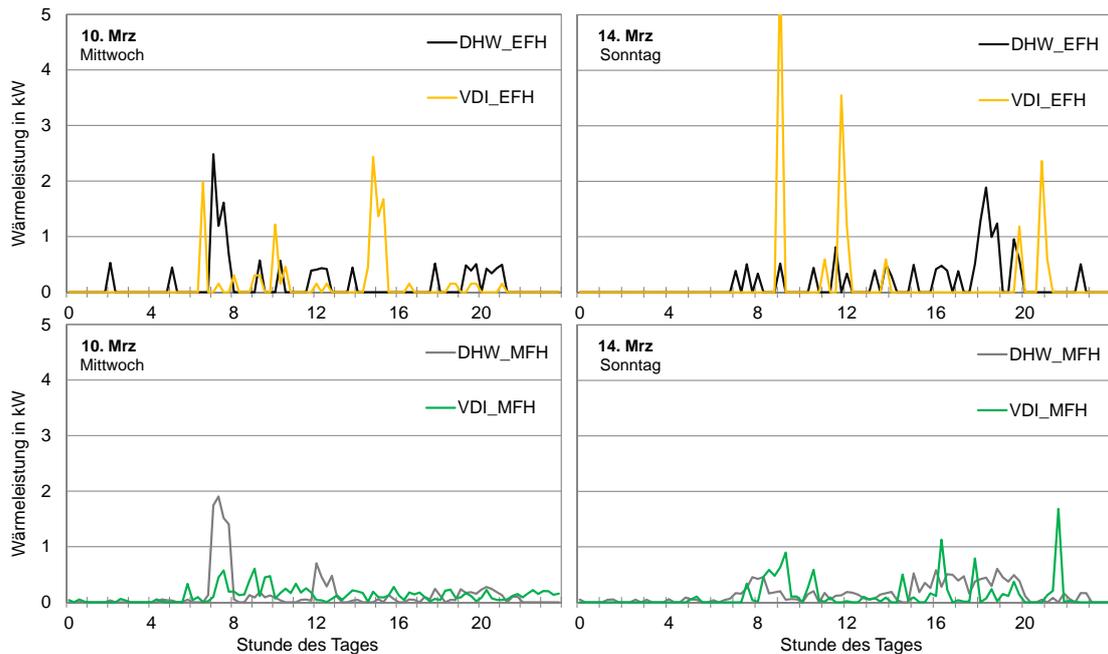
<sup>12</sup> Es wurden die Standardeinstellungen in DHWcalc (Version 1.10) genutzt. Beim MFH-Profil wurden 8 WE vorgegeben. Urlaubszeiten wurden nicht berücksichtigt. Die Profile wurden im Anschluss auf 1.000 kWh/a normiert.

## Systembeschreibung

lender statistischer Ausgleichseffekte gegenüber den MFH-Profilen eine größere Varianz der täglichen TWW-Verbräuche. Ein Unterschied zwischen DHWcalc und VDI 4655 kann zudem in der monatlichen Verteilung der Trinkwarmwasser-Verbräuche festgestellt werden. In den der VDI 4655 zugrunde liegenden Daten wurde deutlich, dass die Umgebungstemperatur und damit die Jahreszeiten einen nennenswerten Einfluss auf den Trinkwarmwasserverbrauch haben. Dieser Einfluss ist in diesem Fall stärker ausgeprägt als im DHW-Profil, was mit einem gegenüber dem Mittel der anderen TRJ wärmeren Sommer des TRJ 4 erklärt werden könnte.

Auch wenn Trinkwarmwasserspeicher für gewöhnlich den Tagesbedarf an Warmwasser bevorzugen, kann der Zapfverlauf über den Tag die Betriebsweise der Nachheizung und damit das gesamte Wärmeerzeugungssystem beeinflussen. Dahingehend werden in Abbildung 2.10 die Zapfprofile für zwei repräsentative Tage aufgezeigt. Für die MFH-Profile besteht auch hier eine gute Übereinstimmung, was den qualitativen Verlauf betrifft. An Werktagen treten jedoch am Morgen häufig hohe Zapfleistungen im DHW-Profil auf, während in den VDI-Profilen die Gleichzeitigkeit des Trinkwarmwasserbedarfs der Wohneinheiten geringer ausfällt.

In den Zapfprofilen der Einfamilienhaushalte fällt auf, dass sich die Zapfprofile oftmals hinsichtlich der Verteilung über den Tag unterscheiden. So stehen die Bewohner nach DHWcalc auch an Sonntagen sehr früh auf und sind häufiger nachtaktiv als in den Zapfprofilen nach VDI 4655.



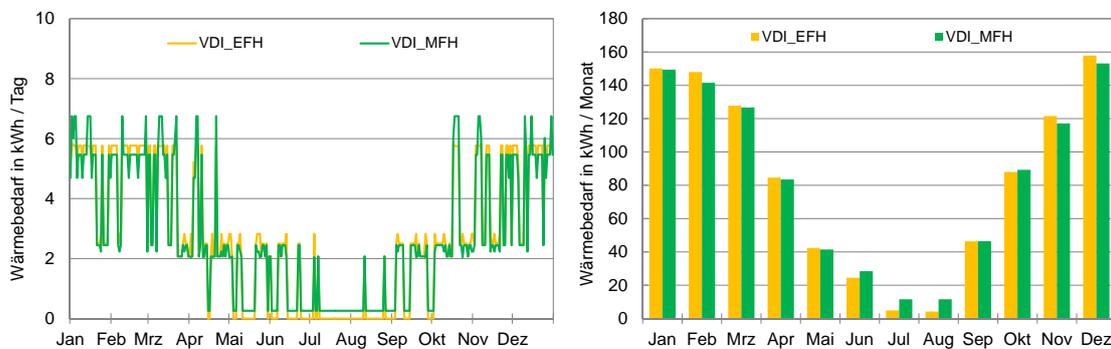
**Abb. 2.10.:** Lastprofilvergleich des Trinkwarmwassers nach DHWcalc und VDI 4655 für EFH (oben) und MFH (unten) mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a bei einer Zeitschrittweite von 15 min

Zusammenfassend wird davon ausgegangen, dass die Zapfprofile nach VDI 4655 hinreichend plausibel sind und für eine spätere Simulation in Betracht gezogen werden können. Ein deutlicher Vorteil gegenüber den Profilen von DHWcalc wird darin gesehen, dass die Wetterdaten der einzelnen TRJ im weiteren Verlauf einen direkten Einfluss auf die Lastprofile haben werden, was wiederum zu realitätsnäheren Trinkwarmwasserverbräuchen von Ein- und Mehrfa-

miliengebäuden führen sollte.

### 2.3.3. Heizwärme

Während Lastprofile für Haushaltsstrom und Trinkwarmwasser durch die VDI 4655 gut abgebildet und anpassbar sind, bestehen bei der Verteilung der Heizwärmebedarfe über das Jahr Probleme. Innerhalb der Heizperiode stehen für ein konkretes Gebäude nur acht Typtage mit jeweils festem Tagesbedarf an Heizenergie zur Verfügung. Dies führt zu einer stufenartigen Verteilung des Wärmebedarfs über das Jahr, vgl. Abbildung 2.11. In erster Näherung kann die Heizlast eines Gebäudes jedoch mit einer proportionalen Abhängigkeit zur Außentemperatur beschrieben werden, was unter Beachtung der Temperatur in Abbildung 2.5 zu einem differenzierteren Heizlastgang führen würde. Somit findet das Heizlastprofil der VDI 4655 in der Simulation keine Verwendung.



**Abb. 2.11.:** Wärmebedarf für Heizung nach VDI 4655 für EFH und MFH mit Daten des TRJ 04. Normiert auf 1.000 kWh/a

Eine verbreitete Methode zur Generierung realistischer Heizlastgänge ist die Verwendung der Software TRNSYS. Hierbei standen Simulationsergebnisse in stündlicher Auflösung für mehrere Ein- und Mehrfamilienhausgebäude, die sich in Baujahr und Sanierungsgrad unterscheiden, zur Verfügung. Angaben zum spezifischen Heizwärmebedarf  $Q_{sp.B.HZ}$  und der maximalen, spezifischen Heizlast  $\dot{Q}_{sp.HZ.max}$  der Gebäude finden sich in Tabelle 2.4.

**Tab. 2.4.:** Energetische Kenngrößen von in TRNSYS simulierten Ein- und Mehrfamilienhausgebäuden für den Standort Berlin Tempelhof. Daten: [Sic12]

	Gebäude	EFH	EFH	EFH	EFH	MFH	MFH	MFH	MFH
	Baujahr	< '84	< '84	> '84	> '84	< '84	< '84	> '84	> '84
	Zustand	uns.	san.	uns.	san.	uns.	san.	uns.	san.
$Q_{sp.B.HZ}$	kWh/(m <sup>2</sup> a)	268	148	203	134	223	134	166	98
$\dot{Q}_{sp.HZ.max}$	W/m <sup>2</sup>	104,9	66,7	88,0	67,1	89,6	64,2	73,4	53,8

uns. = unsaniert, san. = saniert

Auf Grundlage dieser Simulationsergebnisse wurde empirisch ein vereinfachtes Verfahren entwickelt, mit dem in der späteren Simulation verschiedenste Lastgänge für unterschiedliche Gebäude in Abhängigkeit von wenigen Eingangsparametern unter Verwendung der Testreferenzjahre erstellt werden können. Bei den Parametern handelt es sich um

## Systembeschreibung

- den spezifischen Heizwärmebedarf  $Q_{\text{sp.B.HZ}}$
- und die Heizgrenztemperatur  $\vartheta_{\text{HG}}$  zur Beschreibung der energetischen Gebäudequalität,
- sowie die Wohnfläche  $A_{\text{Wohn}}$  zur Skalierung des absoluten Wärmebedarfs.

Zunächst wurden für alle 15 Testreferenzjahre stündliche Heizlastprofile unter der Verwendung der kältesten Tagesmitteltemperatur  $\bar{\vartheta}_{\text{tag.min}}$ , dem gleitenden Mittelwert der Außentemperatur über 24 Stunden  $\bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}(t)$  unter Berücksichtigung einer Nachtabsenkung von 2 K über die Formel

$$\dot{Q}_{\text{HZ}}(t) = \begin{cases} \dot{Q}_{\text{HZ,max}} * \frac{20^\circ\text{C} - \bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}(t)}{20^\circ\text{C} - \vartheta_{\text{tag.min}}} & \text{für } \bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}(t) < \vartheta_{\text{HG}} \text{ und } 06 : 00 - 24 : 00 \text{ Uhr} \\ \dot{Q}_{\text{HZ,max}} * \frac{18^\circ\text{C} - \bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}(t)}{20^\circ\text{C} - \vartheta_{\text{tag.min}}} & \text{für } \bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}(t) < \vartheta_{\text{HG}} \text{ und } 24 : 00 - 06 : 00 \text{ Uhr} \\ 0 & \text{für } \bar{\vartheta}_{\text{gleit.24h}}(t) > \vartheta_{\text{HG}} \end{cases} \quad (2.7)$$

erstellt. Dabei variierte die Heizgrenztemperatur zwischen 10 und 15 °C in 0,5-K-Schritten, sowie die Heizlast zwischen 1 und 100 kW in 5-kW-Schritten. Durch Aufsummierung der Heizlasten über ein Jahr ergeben sich für jedes TRJ zudem Jahresheizenergiebedarfe zu

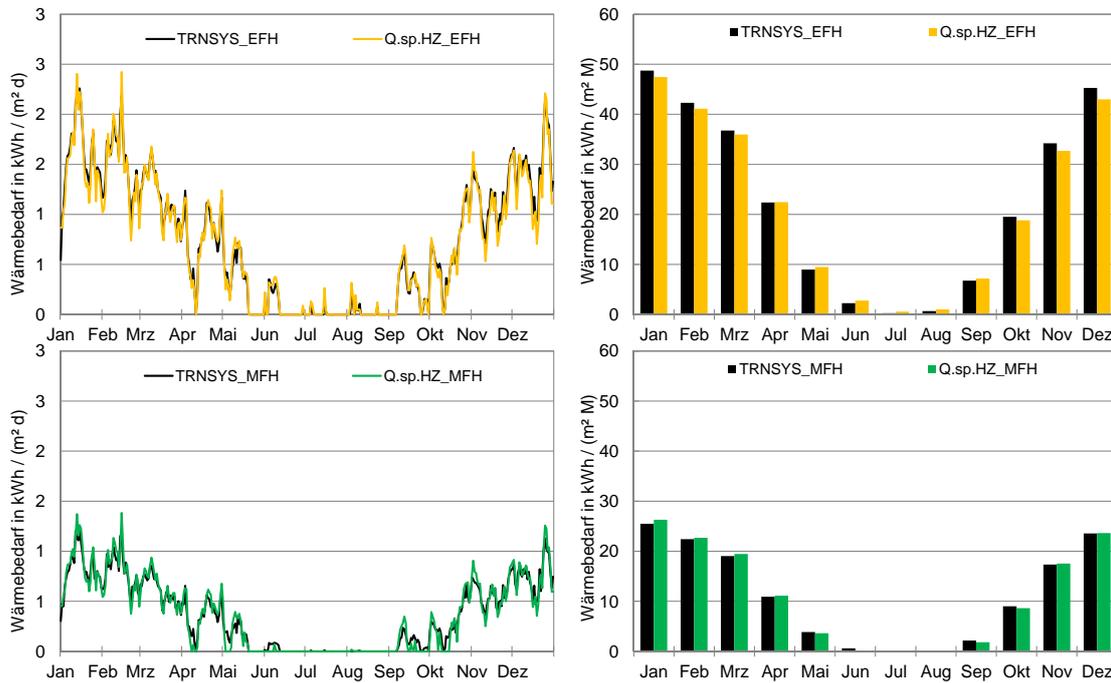
$$E_{\text{B.HZ}} = \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{\text{HZ}}(t) * \Delta t \quad (2.8)$$

die zusammen mit den zugehörigen Parametern in einer Datei abgespeichert wurden. Mit Hilfe des POLYG2-Block, der im weiteren Verlauf genutzten Softwareumgebung INSEL<sup>13</sup>, kann durch lineare Interpolation jedem Jahresenergiebedarf in jedem TRJ eine konkrete maximale Heizlast  $\dot{Q}_{\text{HZ,max}}$  zugeordnet werden. Die dabei verwendete Heizgrenztemperatur wird an den spezifischen Heizenergiebedarf gekoppelt. Nach Untersuchungen des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU), vgl. [Log04], variiert die Heizgrenztemperatur vom Altbau (entspricht hier dem Referenz-EFH und -MFH) mit 15 °C bis zum Passivhaus (gewählt mit 15 kWh/(m<sup>2</sup> a)) mit 10 °C. Zwischen diesen Gebäudestandards werden die übrigen Heizgrenztemperaturen linear interpoliert.

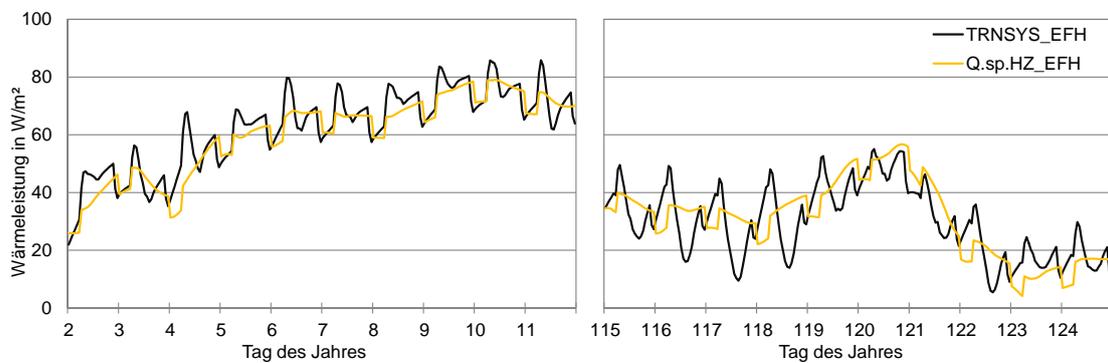
Als Validierung der hier vorgestellten Vorgehensweise dienen die bereits erwähnten TRNSYS-Lastgänge. Aus Abbildung 2.12 geht hervor, dass die täglichen und monatlichen Wärmebedarfe weitestgehend der TRNSYS Simulation entsprechen. Ein Unterschied besteht darin, dass die Berechnung der Wärmebedarfe für Einfamilienhäuser den Wärmebedarf leicht unterschätzen, während für Mehrfamilienhäuser ein gegenteiliger Effekt zu beobachten ist. In beiden Fällen liegt die maximale monatliche Abweichung des Heizwärmebedarfs jedoch im einstelligen Prozentbereich.

Bei Betrachtung des stündlichen Verlaufs des Heizlastprofils fallen allerdings leichte Schwächen der Berechnung auf, vgl. 2.13. Die Verringerung des Wärmebedarfs durch die Nachtabsenkung wird weitestgehend gut abgebildet. Jedoch weist das TRNSYS Heizlastprofil einen starken Heizbedarf in den Morgenstunden auf, während das Profil aus den eigenen Berechnungen deutlich geglätteter und ohne Morgenspitze verläuft. Ein Aufheizen der ausgekühlten Gebäudemassen nach dem Ende der Nachtabsenkung wird folglich nicht berücksichtigt.

<sup>13</sup> Vorstellung der Software in Kapitel 3.1 ab Seite 21.



**Abb. 2.12.:** Spezifischer Wärmebedarf für ein EFH, Baujahr vor '84, unsaniert mit  $\vartheta_{HG} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$  (oben) und ein MFH, Baujahr vor '84, saniert mit  $\vartheta_{HG} = 13,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  (unten) am Standort Berlin Tempelhof nach TRNSYS Simulation und eigenen Berechnungen



**Abb. 2.13.:** Spezifische Heizleistung in stündlicher Auflösung für ein EFH, Baujahr vor '84, unsaniert mit  $\vartheta_{HG} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$  am Standort Berlin Tempelhof nach TRNSYS Simulation und eigenen Berechnungen

Ohne die TRNSYS Ergebnisse in Frage zu stellen, wird angenommen, dass die Verwendung der selbst generierten Lastprofile keine schwerwiegenden Fehler bedeutet. So ist beispielsweise aus den normierten Referenzlastprofilen der VDI 4655 ab Seite 79 zu entnehmen, dass der Wärmebedarf der untersuchten Gebäude vor allem in der Winterperiode relativ gleichmäßig über den Tag verteilt ist. Die beobachtete Morgenspitze des Wärmebedarfs findet sich hier in leichter Ausprägung ausschließlich in der Übergangszeit wieder.

Die in diesem Kapitel beschriebene Generierung von Heizlastprofilen ermöglicht eine große

## *Systembeschreibung*

Flexibilität in der späteren Simulation von unterschiedlichen Gebäudetypen und -standorten. Zusammen mit den Wärmebedarfsprofilen für das Trinkwarmwasser und den Haushaltsstrombedarf stehen in sich konsistente und weitestgehend validierte Energiebedarfsprofile für eine detaillierte Simulation von Photovoltaik-Wärmepumpen- und Solarthermie-Systemen zur Verfügung.

## 3. Systemmodellierung

Im Bereich der Simulation regenerativer Energiesysteme gibt es eine Vielzahl kommerzieller und frei verfügbarer Softwareanwendungen. Oftmals besteht jedoch nur die Möglichkeit eine bestimmte Technologie zufriedenstellend abzubilden und einzuschätzen. Für einen Vergleich eines solarthermischen Heizungssystems mit einer Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombination könnten beispielsweise die branchenweit etablierten Anwendungen der Firma DR. VALENTIN ENERGIESOFTWARE GMBH verwendet werden: T\*SOL für die Simulation der solarthermischen Anlage, PV\*SOL für das Photovoltaik-System und GEOT\*SOL für die Berechnung der Wärmepumpe. Die Ergebnisse ließen sich extern in EXCEL zusammenfassen und vergleichen. Nachteilig an dieser Vorgehensweise wären etwaige Unterschiede in der Datengrundlage (Wetter, Lastgänge) der Simulation oder fehlende Möglichkeiten für die Regelung der PV-WP-Kombination sowie eventuelle Schwierigkeiten einer anschließenden Bilanzierung der Energieströme.

Es gibt allerdings auch Anwendungen, die die Möglichkeit bieten, alle Technologien in einer einzigen Umgebung zu modellieren und zu simulieren. Während POLYSUN der Firma VELA SOLARIS eine eher auf Handwerker und Ingenieurbüros ausgerichtete Software ist, stehen mit TRNSYS und MATLAB Anwendungen bereit, die auch wissenschaftlichen Ansprüchen genügen. Von einer Verwendung TRNSYS wurde abgesehen, da zum einen bereits Lastgänge für Heizung und Trinkwarmwasser zu Verfügung standen und eine Einarbeitung in die Software hinsichtlich elektrischer Systemuntersuchungen als zu zeitaufwendig eingeschätzt wurde. MATLAB eignet sich prinzipiell noch besser für einen ausführlichen Vergleich beider Systemkonzepte, jedoch hätten hierfür sämtliche Modelle der Systemkomponenten zunächst selbst erstellt werden müssen, was ebenfalls einen hohen Zeitaufwand bedeutet hätte. Im Folgenden wird die Simulationsumgebung INSEL genauer vorgestellt, die einen guten Kompromiss hinsichtlich hohem wissenschaftlichem Anspruch und einer kurzen Einarbeitungszeit darstellt.

### 3.1. Simulationsumgebung INSEL

Mit INSEL [Dop12] der Firma DOPPELINTEGRAL GMBH können regenerative Energiesysteme durch die modulare Verknüpfung von Blöcken flexibel entworfen werden. Hierbei kann auf eine Vielzahl bereits vorprogrammierter Bausteine aus den Bereichen Meteorologie, Elektrizität, thermische Komponenten sowie Statistik- und Mathematik-Funktionen zurückgegriffen werden. Für Photovoltaikmodule, Wechselrichter und Solarthermiekollektoren sind Datenbanken mit aktuellen Produkten hinterlegt. Über einen internen Datensatz an Klimadaten können Energiesysteme an vielen Standorten der Welt ohne externe Wetterdaten in stündlicher Zeitschrittweite simuliert werden. Die Ein- und Ausgänge verschiedener Blöcke können graphisch miteinander verknüpft und die Eingangsgrößen der Blöcke variiert werden. Dies erlaubt komplexe Systeme zu modellieren und umfangreiche Simulationsberechnungen durchzuführen.

In den folgenden Kapiteln wird aufgezeigt, wie die Hauptkomponenten der zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme modelliert wurden. Berechnungs- und Modellierungswege werden nur dann in Form von mathematischen Formeln angegeben, insofern diese nicht bereits in den verwendeten INSEL-Blöcken implementiert sind. Anstelle einer detaillierten Berechnungsvorschrift erfolgt an diesen Stellen ein Verweis auf die Quelle, nach der das Modell umgesetzt worden ist.

## 3.2. Umsetzung der Einzelkomponenten

Basierend auf den Angaben zur verwendeten Systemtechnik im Kapitel 2 werden nachfolgend Angaben zur Modellierung der Einzelkomponenten in INSEL gemacht und deren wesentliche Funktionen kurz vorgestellt. Grundsätzlich soll somit der Simulationsaufbau nachvollziehbar gemacht und damit ein Nachbau in INSEL ermöglicht werden.<sup>14</sup>

### 3.2.1. Allgemeine Steuerung der Simulation

Die Wetterdaten (Temperatur, Direkt- und Diffusstrahlung sowie die Windgeschwindigkeit) in Form von Testreferenzjahren bilden die Grundlage der Simulation und werden zunächst in die grafische Simulationsumgebung importiert. Zusammen mit Blöcken zur Ansteuerung des Simulationszeitraums und der Zeitschrittweite entstehen die Anknüpfungspunkte für alle weiteren Komponenten, vgl. 3.1. Die Angaben zur geographischen Lage dienen späterer Berechnungen des Sonnenstandes und zur Umrechnung der Solarstrahlung auf die geneigte Ebene.

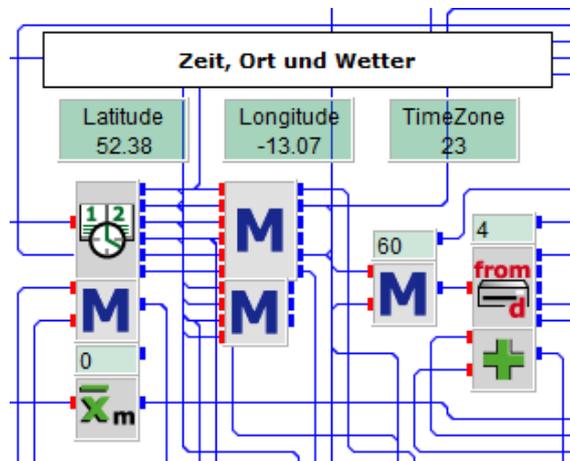


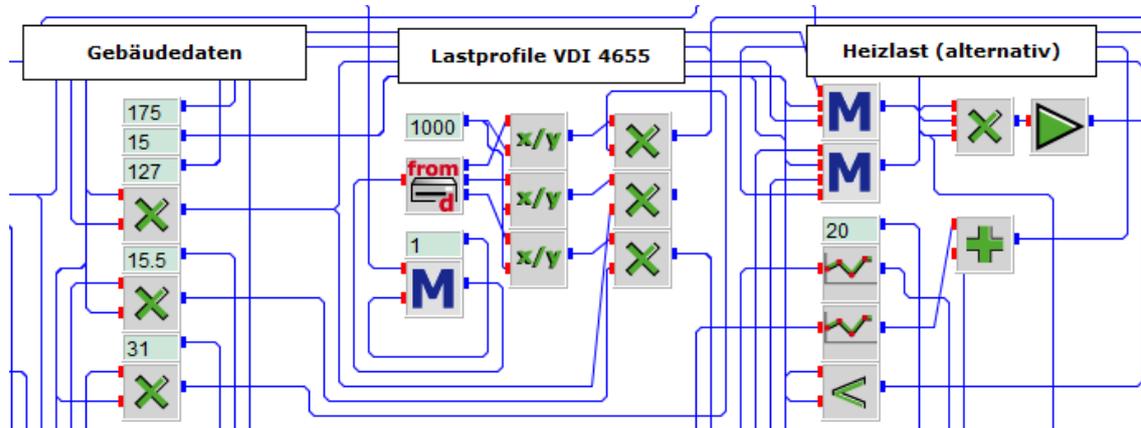
Abb. 3.1.: Umsetzung des Wetter-Imports und der Zeitsteuerung der Simulation in INSEL

### 3.2.2. Import und Generierung der Lastprofile

Auf Grundlage der Wetterdaten wurden Lastprofile für alle TRJ erstellt, vgl. Kapitel 2.3. Abbildung 3.2 zeigt hierbei die Umsetzung des Datenimports der auf 1.000 oder 10.000 kWh

<sup>14</sup> Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden aufwändige Zusammenhänge von INSEL-Blöcken in sogenannten MAKROS, symbolisiert durch ein „blaues M“, zusammengefasst. Das vollständige Simulationsmodell liegt der gedruckten Ausarbeitung in digitaler Form bei bzw. kann beim Autor nachträglich angefordert werden.

normierten Lastprofile für Heizung, Trinkwarmwasser und Haushaltsstrom.



**Abb. 3.2.:** Umsetzung des Datenimports und der Lastprofilanpassung in INSEL

Links davon befindet sich die Eingabemaske für die spezifischen Energiebedarfe, die Heizgrenztemperatur und die Wohnfläche, welche zu absoluten Energiebedarfen berechnet werden. Anschließend werden die importierten Zeitreihen der Lastprofile mit den Jahresbedarfen auf das zu untersuchende Lastprofil skaliert. Auf der rechten Seite befindet sich die Umsetzung des in Kapitel 2.3.3 beschriebenen Verfahrens zur Generierung eines realitätsnahen Heizlastprofils.

### 3.2.3. Umrechnung der Bestrahlungsstärke

Damit solare Erzeugungssysteme simuliert werden können, muss die durch Wetterdaten in horizontaler Ebene gemessene Direkt- und Diffusstrahlung  $E_{\text{dir.hor}}$  und  $E_{\text{diff.hor}}$  in jedem Zeitschritt auf die geneigte Ebene umgerechnet werden. Während die Umrechnung der Bestrahlungsstärke für den direkten Anteil des Sonnenlichts über eine einfache Winkelbeziehung mit Hilfe des Höhenwinkels  $\gamma_s$  und der Neigung der Ebene  $\theta_{\text{gen}}$  zu

$$E_{\text{dir.gen}} = E_{\text{dir.hor}} * \frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_s} \quad (3.1)$$

gelöst werden kann, bestehen für die Berechnung des diffusen Anteils auf der geneigten Ebene mehrere Rechenansätze. Neben dem isotropen Ansatz, der vereinfacht von einer Gleichverteilung der Diffusstrahlung über den Himmelskörper ausgeht, gibt es eine Vielzahl von anisotropen Ansätzen [Qua13, S. 72 f.]. Hierbei werden Aufhellungen des Himmelskörpers in Horizont- und Sonnennähe berücksichtigt.

Der auf der linken Seite der Abbildung 3.3 dargestellte INSEL-Block realisiert die Umrechnung der Solarstrahlung auf die geneigte Ebene und bietet acht implementierte Berechnungsvorschriften für den diffusen Anteil. Hierbei wurde auf das Modell von Klucher [Klu79] zurückgegriffen. Gegenüber dem ebenfalls weitverbreiteten Perez-Modell ist es zwar weniger exakt, aber auch einfacher in der Berechnung, was der Simulationsdauer entgegen kommt. Berechnungsparameter sind hierbei der Azimutwinkel und die Neigung der Fläche, sowie der Albedo-Wert für den reflektierten Anteil der Strahlung. Des Weiteren erfolgt im rechten Teil der Abbildung eine Berechnung des Einstrahlwinkels der Sonne auf die geneigte Ebene, um spätere Reflexionsverluste an den Oberflächen der Solarsysteme berücksichtigen zu können.

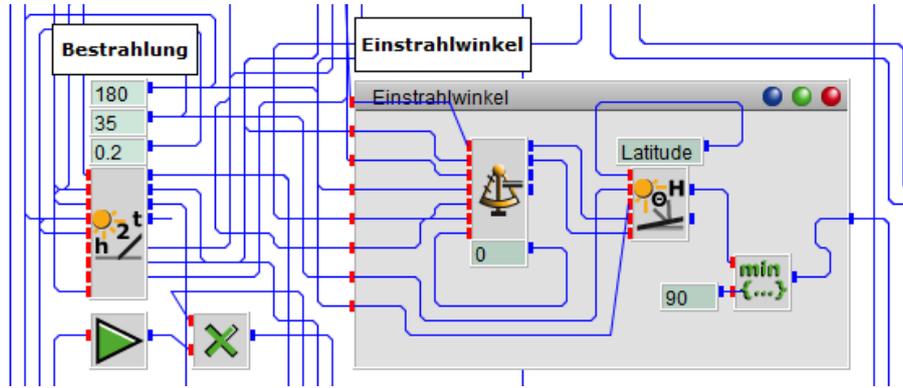


Abb. 3.3.: Umsetzung der Strahlungsumrechnung auf die geneigte Ebene in INSEL

### 3.2.4. Heizungs- und Trinkwarmwasser-System

Die Temperaturen in Wärmesystemen haben einen bedeutenden Einfluss auf die Effizienz von Wärmepumpen und Solarthermieanlagen. Während bei höheren Zieltemperaturen die Leistungszahl der Wärmepumpe ( $COP$ ) sinkt, führt eine höhere Speichertemperatur in Solarthermie-Systemen zu verringerten Laufzeiten, da die hohen Temperaturen seltener erreicht werden.

#### Heizungs-System

Um eine praxisnahe Abbildung der Vor- und Rücklauftemperaturen zu erreichen, welche in Abhängigkeit zum Gebäudestandard und zum Wetter stehen, wurde das Heizungssystem in Anlehnung an die DIN V 4701-10 ABSCHNITT 5 berechnet, vgl. [DLB<sup>+</sup>02]. Hierbei lassen sich die Vor- und Rücklauftemperatur berechnen zu

$$\vartheta_{VL}(t) = \vartheta_{VL.min} + \varphi_{HP}^{1/n}(t) * (\vartheta_{VL.max} - \vartheta_{VL.min}) \quad (3.2)$$

und analog

$$\vartheta_{RL}(t) = \vartheta_{RL.min} + \varphi_{HP}^{1/n}(t) * (\vartheta_{RL.max} - \vartheta_{RL.min}), \quad (3.3)$$

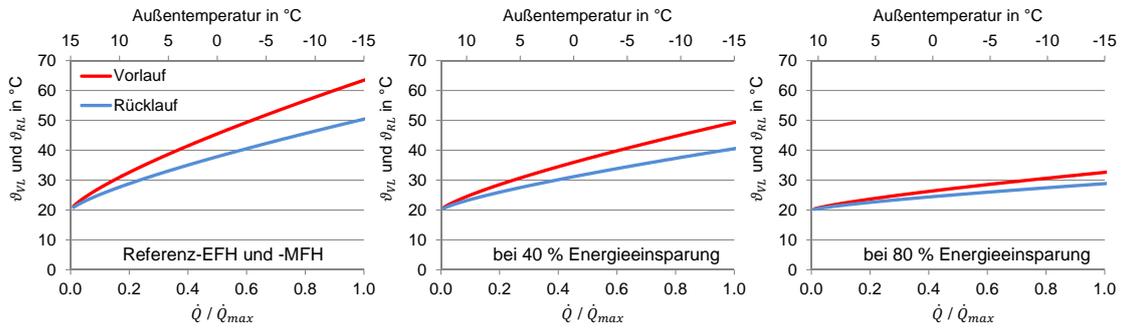
wobei  $n$  für den Heizkörper-Exponent steht und für Radiator- bzw. Flächenheizungen einen Wert von 1,3 bzw. 1,1 annimmt. Die Heizkreisbelastung  $\varphi_{HP}(t)$  lässt sich näherungsweise durch den Faktor der Überdimensionierung des Heizkreises  $f_{ü.HK.ref}$  (= 1,2 im Gebäudebestand) und dem Verhältnis der Norm-Innen-  $\vartheta_{i.Norm}$ , Umgebungs-  $\vartheta_u(t)$  und minimalen Umgebungstemperatur  $\vartheta_{u.min}$  errechnen.

$$\varphi_{HP}(t) \approx \frac{1}{f_{ü.HK}} * \frac{(\vartheta_{i.Norm} - \vartheta_u(t))}{(\vartheta_{i.Norm} - \vartheta_{u.min})} \quad (3.4)$$

Für gewöhnlich können nach einer energetischen Gebäudesanierung die Heizkreistemperaturen gesenkt werden. Dies hat mit dem Umstand zu tun, dass die im Gebäude oft verbleibenden Heizflächen noch stärker überdimensioniert sind, als sie es vorher schon waren. In der Simulation wird dieser Umstand durch eine Neuberechnung des Heizkreis-Dimensionierungsfaktors  $f_{ü.HK.san}$  über die Formel 3.5 für Ein- und Mehrfamilienhäuser gleichermaßen umgesetzt.

$$f_{\ddot{u}.HK.san} = f_{\ddot{u}.HK.ref} * \frac{Q_{sp.B.HZ.ref}}{Q_{sp.B.HZ.san}} \quad (3.5)$$

Beispielhaft sind die Vor- und Rücklauftemperaturen des Heizungssystems in Abbildung 3.4 für die Referenzgebäude, sowie für energetisch um 40 % und 80 % verbesserte Gebäude dargestellt. Je nach Außentemperatur und damit analog der Auslastung des Heizungssystems sinken die Vor- und Rücklauftemperaturen bei einer gleichzeitig kleiner werdenden Spreizung. Nach einer Sanierung liegen die Temperaturen auf einem niedrigeren Niveau. Der rechte Teil der Grafik entspricht dabei in etwa einem Flächenheizungssystem (Fußboden- oder Wandheizung) in einem Niedrigenergie- oder auch Passivhaus.



**Abb. 3.4.:** Heizkreistemperaturen in Abhängigkeit der Auslastung ( $\dot{Q}/\dot{Q}_{max}$ ) für drei Gebäudetypen mit unterschiedlichen Heizenergiebedarfen und Heizgrenztemperaturen

Für die spätere Anbindung des Heizkreises an den Wärmespeicher und die Nachheizung muss noch der Massenstrom im Heizkreis  $\dot{m}_{HK}$  über

$$\dot{m}_{HK,ideal}(t) = \frac{\dot{Q}_{HZ}(t)}{c_{p,H_2O} * (\vartheta_{VL}(t) - \vartheta_{RL}(t))} \quad (3.6)$$

berechnet werden. Weicht die Vorlauftemperatur des Speichers  $\vartheta_{VL,Sp}$  oder der Nachheizung  $\vartheta_{VL,NHZ}$  von der geforderten Heizungsvorlauftemperatur ab, so wird die Temperatur über eine Rücklaufbeimischung auf den Zielwert eingestellt. Hierbei verringert sich der Massenstrom auf

$$\dot{m}_{HK,real}(t) = \dot{m}_{HK,ideal}(t) * \frac{\vartheta_{VL}(t) - \vartheta_{RL}(t)}{\vartheta_{VL,Nhz}(t) - \vartheta_{RL}(t)}. \quad (3.7)$$

### Trinkwarmwasser-System

Das Trinkwarmwasser soll mittels einer Frischwasserstation (FWS) aus dem Pufferwasser des Speichers erzeugt werden. Hierbei wird gewöhnlich ein Plattenwärmetauscher eingesetzt, der mittels einer regelbaren Pumpe und einer intelligenten Steuerung das Kaltwasser im Durchfluss auf eine gewünschte Soll-Temperatur erhitzt. Untersuchungen der Hochschule Rapperswil [RF12] zeigten, dass gute Frischwasserstationen im Mittel eine minimale Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärkreislauf von 2 bis 4 K ermöglichen. Für die Modellierung wird fest von 3 K ausgegangen. Somit bestimmt lediglich die Kaltwasserzulauftemperatur  $\vartheta_{KW}$  die Primär-Rücklauftemperatur der FWS  $\vartheta_{pri,RL,FWS}$  in den Speicher. Die Kaltwassertemperatur

wird über das Jahr schwankend von 10 bis 15 °C angenommen, womit sich die Rücklauf-temperatur der FWS zu

$$\vartheta_{\text{pri.RL.FWS}}(DOY) = 12,5 \text{ °C} + 2,5 \text{ °C} * \sin\left(270^\circ + \frac{DOY}{365} * 360\right) + 3 \text{ °C} \quad (3.8)$$

ergibt. Hierbei steht *DOY* für „day of year“ bzw. „Tag des Jahres“. Zusammen mit den Massenströmen aus der Primärseite der FWS aus Formel 3.9 erfolgt die Anbindung an den Speicher.

$$\dot{m}_{\text{pri.FWS.real}} = \frac{\dot{Q}_{\text{TWW}}(t)}{c_{\text{p,H}_2\text{O}} * (\vartheta_{\text{pri.VL.FWS}}(t) - \vartheta_{\text{pri.RL.FWS}}(t))} \quad (3.9)$$

### Zusammenfassung des Heizungs- und Trinkwarmwasser-Systems

Abbildung 3.5 zeigt zusammenfassend die Umsetzung in INSEL. Die angeführte „kompakte Darstellung“ soll hierbei den Umstand verdeutlichen, dass Modellierungs- und Bedienebene in INSEL das Selbe sind. Der Vorteil liegt in einer schnellen Umsetzung von Ideen, der Nachteil in einer schnell unübersichtlich werdenden Struktur. Um ein gewisses Maß an Übersichtlichkeit zu bewahren, werden die angesprochenen Makros eingesetzt, hinter denen sich wiederum eine Vielzahl von Blöcken und weiteren Makros „verstecken“ können. Folglich wird deutlich, dass manche Abbildungen den Leser direkt zum „Nachbau“ der dargestellten Modellierung befähigen, während andere, wie Abbildung 3.5, nur einen Überblick über das Gesamtergebnis und die Bedienung erlauben.

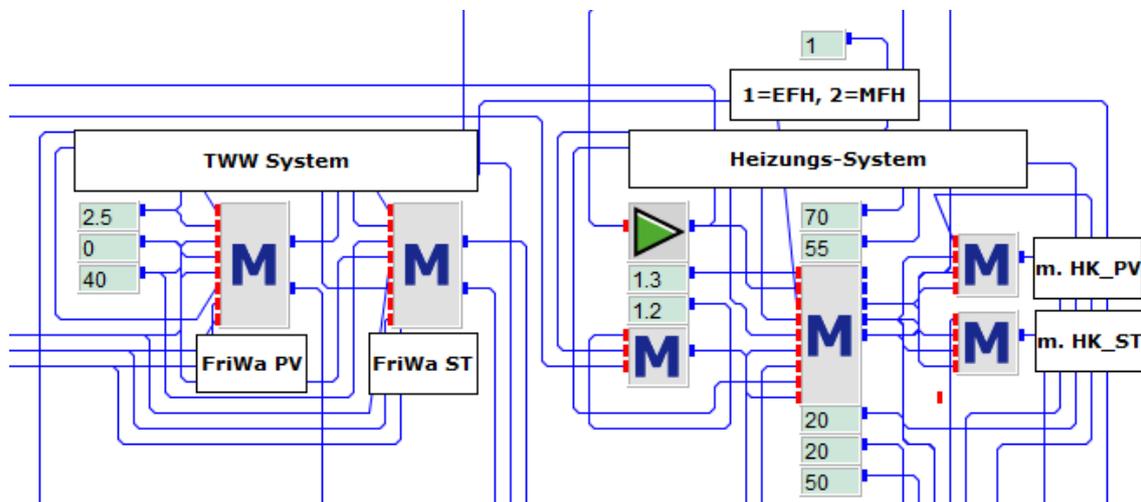


Abb. 3.5.: Umsetzung des Heizungs- und TWW-Systems in INSEL, kompakte Darstellung

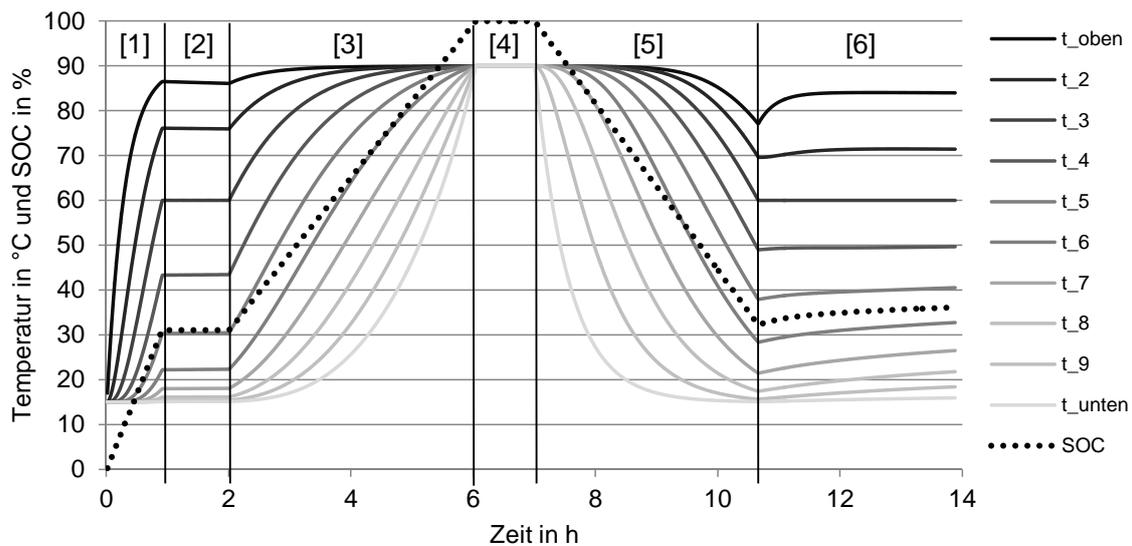
### 3.2.5. Thermischer Speicher

Aufgrund des großen Einflusses der Temperaturen auf die Systemeffizienz von Solarsystemen wird ein Schichtenspeicher eingesetzt. In INSEL dient hierfür der Block TANKST, der für jeden Zeitschritt die Energiebilanz

$$m * c_{p,H_2O} * \frac{dT_{Sp}}{dt} = \dot{Q}_{Solar} + \dot{Q}_{Nachheizung} - \dot{Q}_{Last} - \dot{Q}_{Verluste} + \dot{Q}_{Schichtaustausch} \quad (3.10)$$

für eine frei definierbare Anzahl von Schichten berechnet. Detailliert beschrieben ist das Berechnungsprinzip in [Eic12, S. 120 ff.]. Der spezifische Wärmeverlust-Koeffizient wurde hierbei mit  $0,3 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$  definiert und stellt einen sehr guten Wert dar.<sup>15</sup> Die senkrechte Wärmeleitfähigkeit, die einen Wärmetransport durch die Speicherwandung und -einbauten und somit die Störung der Schichtung ermöglicht, wurde mit  $1 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$  festgelegt. Für die spätere Systemsimulation wird definiert, dass  $1/3$  des Speichervolumens  $V_{Sp}$  als Bereitschaftsteil für die Trinkwarmwasserversorgung dienen soll. Die Mindesttemperatur dieses Speichervolumens wird unten auf  $50 \text{ °C}$  gehalten, was bei ungestörter Schichtung oben einer Temperatur von  $> 60 \text{ °C}$  entspricht.

Zur Verdeutlichung des Funktionsprinzips stellt Abbildung 3.6 das Verhalten des Speichers bei Be- und Entladung dar. Ein Ladezustand („state of charge“, kurz SOC) des Speichers von  $\text{SOC} = 0$  bzw.  $1$  entspricht einem durchmischten Speicher mit  $20$  bzw.  $90 \text{ °C}$ . Die Untergrenze von circa  $30$  bis  $40 \text{ %}$  wird durch das Bereitschaftsvolumen vorgegeben.



[1] Nachheizung auf Bereitschaftstemperatur, 30 kW [2] Stillstand [3] Beladung, 20 kW [4] Stillstand  
[5] Entladung, 20 kW [6] Entladung mit 15 kW und Sicherung der Bereitschaftstemperatur

Beladetemperatur:  $90 \text{ °C}$ , Entladetemperatur (Kaltwasser):  $15 \text{ °C}$ , Umgebungstemperatur:  $15 \text{ °C}$

**Abb. 3.6.:** Temperaturverteilung und „state of charge“ SOC eines 1000-l-Wärmespeichers

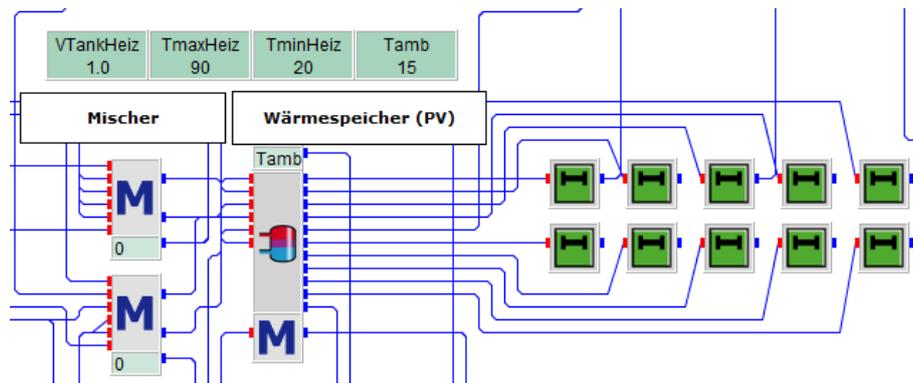
Startpunkt der Untersuchung ist ein durchmischter Speicher mit einer Temperatur von  $15 \text{ °C}$ . Zunächst bringt die Nachheizung das Bereitschaftsvolumen des Speichers auf die geforderte Mindesttemperatur von  $60 \text{ °C}$ .<sup>16</sup> Darauf folgt eine Speicherbeladung mit  $20 \text{ kW}$  bis der Spei-

<sup>15</sup> Unterschreitung des in RAL-UZ 124 definierten Grenzwertes für energiesparende Warmwasserspeicher um circa  $50 \text{ %}$ . Eine Recherche verschiedenster Datenblätter ergab, dass solche Produkte bereits verfügbar sind.

<sup>16</sup> Abweichend von dem erklärten Funktionsprinzip ist in diesem Beispiel die Mindesttemperatur der dritten Schicht mit  $60 \text{ °C}$  vorgegeben.

cher vollständig auf 90 °C durchgeheizt ist. Nach einer Pause erfolgt die Entladung mit 20 kW, wobei die Nachheizung ein Unterschreiten der Mindesttemperatur des Bereitschaftsvolumens unter 60 °C verhindert. Dadurch kann sich der Speicher nicht vollständig entladen.

Der Aufbau in INSEL ist relativ unkompliziert und findet sich in Abbildung 3.7.<sup>17</sup> So braucht der Speicher-Block als Eingangsgrößen neben der Umgebungstemperatur nur die Massenströme und Temperaturen der Erzeuger und Lasten. Da es vorkommen kann, dass beispielsweise Heizungsrücklauf und Rücklauf der Frischwasserstation gleichzeitig aktiv sind, musste noch ein Mischer programmiert werden, der die Mischtemperatur und den Gesamtvolumenstrom berechnet. Gleiches gilt für die Erzeugerseite.



**Abb. 3.7.:** Umsetzung des Schichtenspeichers in INSEL

Nachteilig an dem verwendeten Speichermodell ist die fehlende Möglichkeit einer Entladung aus einer beliebigen Schicht des Speichers. Es ist nur möglich aus der obersten Schicht und somit stets das Wasser mit der heißesten Temperatur aus dem Speicher zu entnehmen. Um den Heizungsvorlauf bei ausreichend Solarenergie aus dem Speicher betreiben zu können, wurde folgende Regelung implementiert: Der Vorlauf der Heizung wird nur dann aus dem Speicher betrieben, wenn die niedrigste Temperatur des oberen Drittels einen Wert von 60 °C überschreitet. Neben einer geschichteten Einspeisung des Vorlaufs der jeweiligen Nachheizung, erfolgt auch die Einspeisung des Heizungsrücklaufs geschichtet.

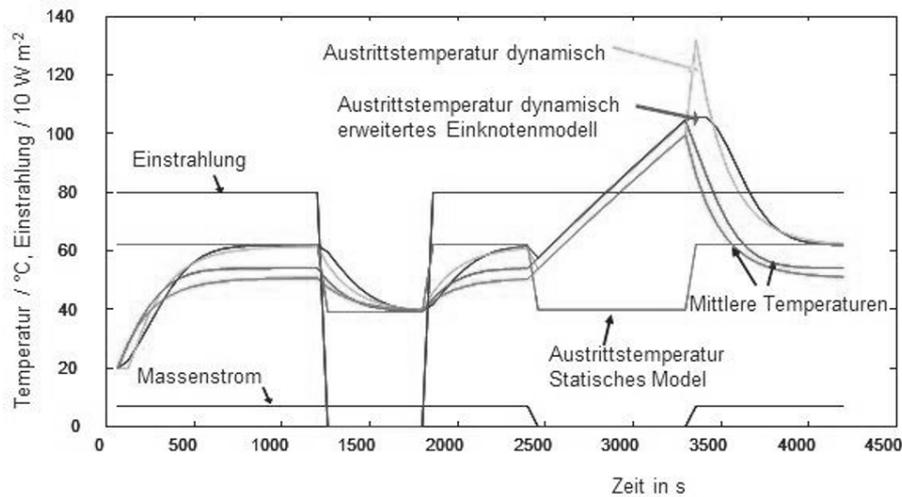
### 3.2.6. Solarthermie

#### Kollektor

Eine der wichtigsten Komponenten eines solarthermischen Wärmesystems stellt der Kollektor dar. Dessen Wirkungsgrad lässt sich relativ einfach über optische Eigenschaften und thermische Verluste mit Hilfe datenblattbezogener Angaben berechnen. Unberücksichtigt bleibt dabei in der Regel die aufgrund der Kollektormasse existierende thermische Trägheit. In INSEL wurde auf den Block SCDYN zurückgegriffen, der die nach EN 12975-2 flächenspezifisch ermittelte, effektive Wärmekapazität  $c_{\text{eff}}$  des Kollektors berücksichtigt. Die Berechnungsgrundlage des Modells stellt dabei eine Differentialgleichung dar, so dass die Kollektortemperatur und ebenso der -wirkungsgrad eine zeitliche Komponente erhalten [Eic12, S. 98 ff.]. Weiterhin

<sup>17</sup> Die zahlreichen grünen Blöcke sind DELAY-Blöcke, die die Werte des jeweiligen letzten Zeitschrittes ausgeben und für spätere Regelungsaufgaben wichtig sind, damit keine algebraischen Schleifen entstehen.

besteht die Möglichkeit den Kollektor in mehrere Knoten aufzuteilen, so dass Grenzwertprobleme, wie z.B. nach An- oder Abschalten der Pumpe, vermieden werden, siehe Abbildung 3.8.



**Abb. 3.8.:** Thermisches Verhalten verschiedener Kollektormodelle [Eic12]

Die technischen Parameter für den Block SCYDYN wurden dem Datenblatt eines VITOSOL-300F der Firma VISSMANN entnommen, vgl. Tabelle 3.1. Hinsichtlich des optischen Wirkungsgrades und der Wärmeverlustkoeffizienten gehörte dieser Flachkollektor zum Zeitpunkt der Untersuchung zusammen mit den weiter genannten Produkten zu den besten Kollektoren. Gleichzeitig war es der einzige Kollektor, zu dem eine Angabe über die spezifische Wärmekapazität aus dem Datenblatt zu entnehmen war.

**Tab. 3.1.:** Datenblattangaben dreier handelsüblicher Flachkollektoren zur Heizungsunterstützung im Vergleich zu einem Vakuumröhren-Kollektor

		VISSMANN VITOSOL-300F	WAGNER&CO EURO L20AR	VAILLANT VFK 150 H	RITTER CPC STAR AZZURRO
$A_{\text{Solar}}$	$\text{m}^2$	2,32	2,36	2,35	2,99
$\eta_0$	%	83,4	84,8	84,0	67,5
$a_1$	$\text{W}/(\text{m}^2 \text{K})$	3,66	3,46	3,82	0,6975
$a_2$	$\text{W}/(\text{m}^2 \text{K}^2)$	0,0169	0,0165	0,018	0,0029
$c_{\text{eff}}$	$\text{kJ}/(\text{m}^2 \text{K})$	5,0	-	-	8,7

### Solarstation

Um die Kollektorwärme in den thermischen Speicher zu befördern, bedarf es einer Solarstation und einer Regelstrategie. Wie vor allem für größere Solarthermiesysteme üblich, wird eine Solarstation mit Plattenwärmetauscher eingesetzt, die auf der Sekundärseite direkt an den Pufferspeicher angeschlossen werden kann. Die Regelung funktioniert über eine Schalthysterese: Übersteigt die Kollektor-Vorlauftemperatur die Temperatur im unteren Teil des Speichers um 6 K so startet eine Umwälzpumpe den Betrieb. Bei Unterschreitung einer Temperaturdifferenz von 3 K schaltet die Pumpe wieder ab, um eine Auskühlung des Speichers über den Kollektor zu verhindern.

Ohne Hilfsenergie in Form von Strom für eine Umwälzpumpe kommen konventionelle solarthermische Systeme nicht aus. Daher ist es für einen ökonomischen und ökologischen Vergleich mit anderen Wärmeerzeugungssystemen notwendig, auch den Stromverbrauch abzubilden. Die Stromaufnahme einer Pumpe kann durch den Druckverlust im Solarsystem  $\Delta p$ , den notwendigen Volumenstrom  $\dot{V}$  und den Pumpenwirkungsgrad  $\eta_{P.ges}$  über die Beziehung

$$P_{el} = \frac{\dot{V} * \Delta p}{\eta_{P.ges}} \quad (3.11)$$

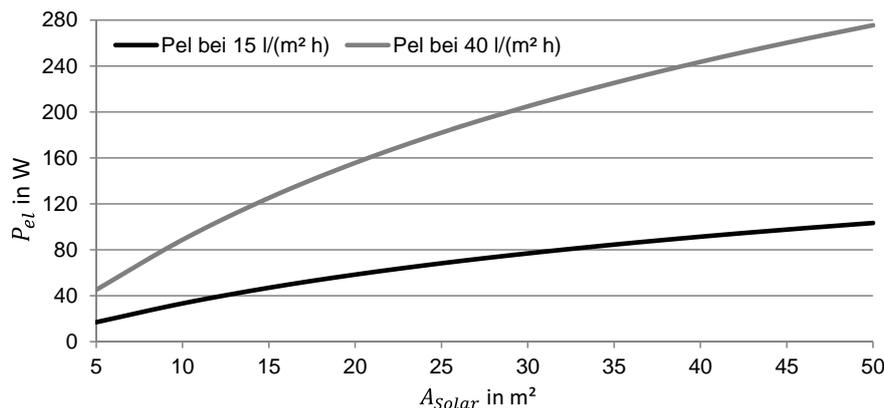
beschrieben werden. Nach Eicker [Eic12, S. 70 f.] liegen die Druckverluste guter Systeme in Abhängigkeit der Kollektorfeldgröße bei  $4 * 10^{-6}$  Pa ( $5 \text{ m}^2$ ),  $5 * 10^{-6}$  Pa ( $10 \text{ m}^2$ ),  $8 * 10^{-6}$  Pa ( $40 \text{ m}^2$ ) und  $10 * 10^{-6}$  Pa ( $100 \text{ m}^2$ ). Eine gute Näherung an diese Werte wird über

$$\Delta p = 0,245 * 10^5 \text{ Pa} * A_{Solar}^{0,311} \quad (3.12)$$

erreicht. Für die Berechnung der elektrischen Leistungsaufnahme der Pumpe bedarf es zusätzlich eines Zusammenhangs zwischen Größe des Solarsystems und Wirkungsgrad der verwendeten Pumpe. Typischerweise werden solarseitig Nassläuferpumpen verwendet, welche nach Pumpenhersteller WILO im Optimalfall Wirkungsgrade von 5 % bei einem Solarsystem mit  $5 \text{ m}^2$  Kollektorfläche und 30 % bei  $100 \text{ m}^2$  aufweisen [OSS07]. Über eine lineare Regression wird der Gesamt-Pumpenwirkungsgrad

$$\eta_{P.ges}(A_{Solar}) = 0,0026 * A_{Solar} + 0,0368 \quad (3.13)$$

berechnet. Zusammenfassend verdeutlicht Abbildung 3.9 den für die Simulation relevanten Zusammenhang aus Solarfeldgröße und elektrischer Leistungsaufnahme der Umwälzpumpen für einen Low-Flow- und einen High-Flow-Betrieb.



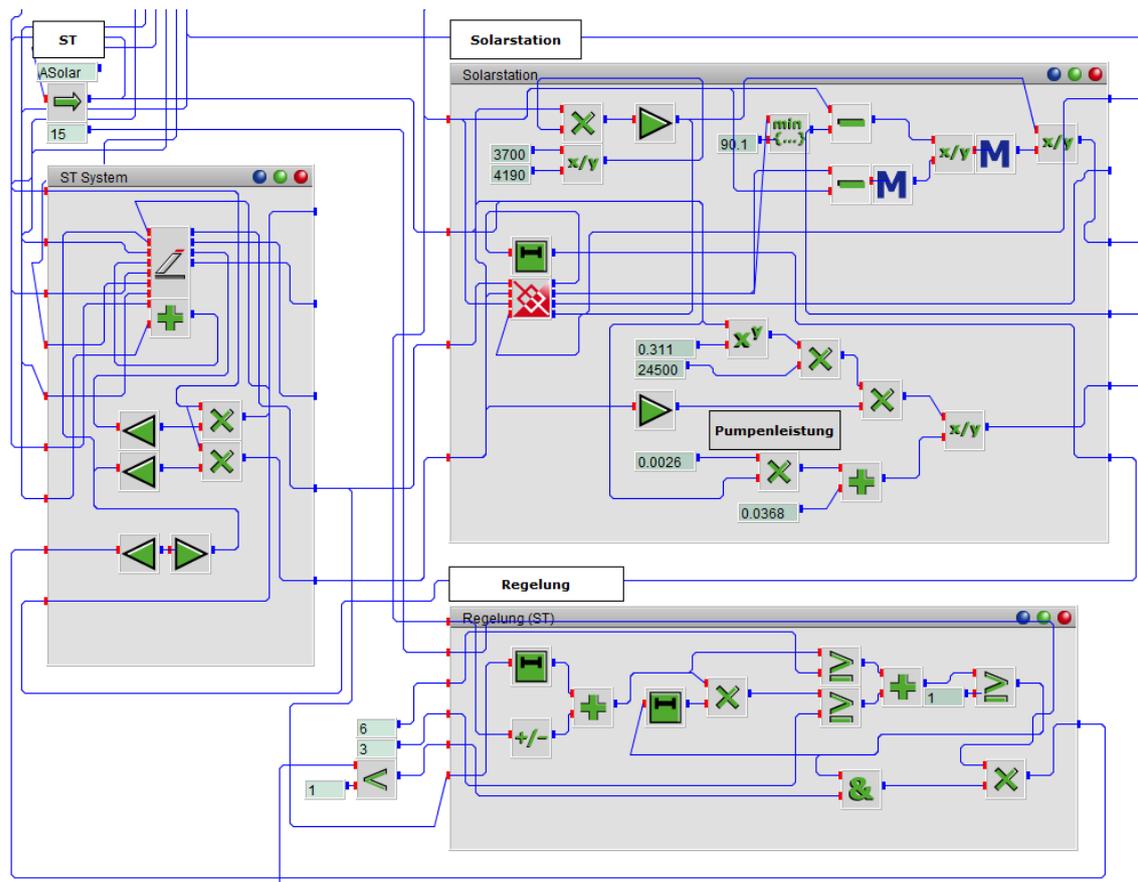
**Abb. 3.9.:** Zusammenhang aus Solarfeldgröße, Volumenstrom und elektrischem Pumpenstrombedarf am Beispiel eines Low-Flow- und eines High-Flow-Systems

### Zusammenfassung Solarthermie

Kollektorfeld und Solarstation können gut durch die in INSEL vorhandenen Bausteine umgesetzt werden. Rohraufheiz-, Rohrleitungs-, und Übergabeverluste werden nicht explizit berechnet,

sondern durch einen um 5 % verminderten Ertrag gegenüber eines idealen Systems berücksichtigt. Erreicht wird dies über eine lineare Absenkung der Kollektor-Vorlauf­temperatur zwischen Kollektor und Wärmeübertrager um 2 % bei einem spezifischen Volumenstrom von  $15 \text{ l}/(\text{m}^2 \text{ h})$  bis hin zu 1 % bei  $40 \text{ l}/(\text{m}^2 \text{ h})$ .<sup>18</sup>

Zur Verdeutlichung der Komplexität der Darstellung ohne die Verwendung von Makros, wird an dieser Stelle als Ausnahme das gesamte Schema der eben aufgeführten Zusammenhänge aufgezeigt, vgl. Abbildung 3.10. Während ein Nachbau des Systems relativ einfach möglich ist, leiden die Übersichtlichkeit und der Bedienkomfort unter dieser Darstellung stark.



**Abb. 3.10.:** Umsetzung des Solarthermie-Systems in INSEL, Darstellung mit geöffneten Makros

### 3.2.7. Konventionelle Nachheizung

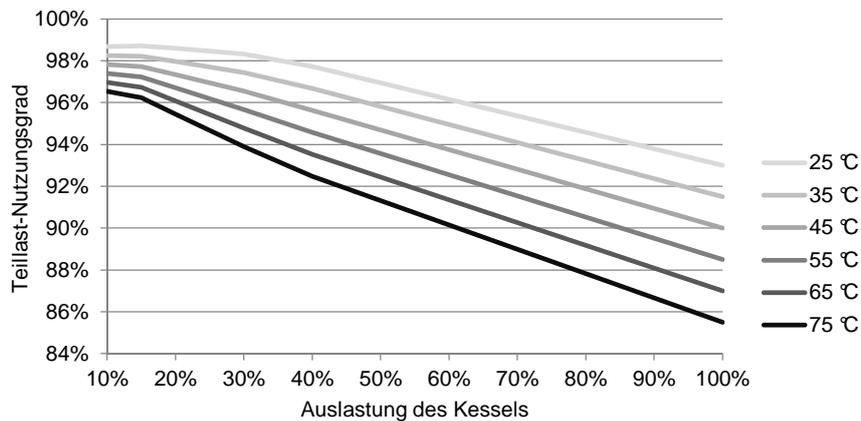
Die konventionelle Nachheizung, die lediglich für das Solarthermie-System benötigt wird, besteht aus einem effizienten Gas-Brennwert-Gerät. Die maximale Leistung  $\dot{Q}_{\text{GBW,max}}$  wird durch die Norm-Heizlast vorgegeben, wobei zusätzlich eine Leistungsreserve vorgegeben wird, um den Tagesbedarf an Trinkwarmwasser innerhalb von drei Stunden Laufzeit zu erwärmen.<sup>19</sup>

<sup>18</sup> Die prozentuale Absenkung der Vorlauf­temperatur sorgt wie in realen Systemen für höhere Verluste bei höheren Temperaturen. Da bei höherem Massenstrom die Verweilzeit im Rohr und Wärmetauscher kürzer ist, fällt auch die prozentuale Temperaturabnahme geringer aus.

<sup>19</sup> Die gleiche Definition gilt auch für die in Kapitel 3.2.9 beschriebene Wärmepumpe.

$$\dot{Q}_{\text{GBW.max}} = \dot{Q}_{\text{sp.HZ.max}} + \frac{Q_{\text{TWW.d}}}{3h} \quad (3.14)$$

Der Teillast-Nutzungsgrad ist abhängig vom Temperaturniveau des Heizungssystems und der in jedem Zeitschritt variierenden Auslastung des Kessels, vgl. [Vie06, S. 8]. Die dort aufgezeigten Nutzungsgrade für Heizungssysteme mit Norm-Rücklauftemperaturen von 30 und 60 °C wurden von Heiz- auf Brennwertbezug umgerechnet und dem INSEL-Block POLYG2 übergeben. Mit Hilfe einer zweistufigen, linearen Regression können somit für beliebige Temperaturen und Auslastungen die Nutzungsgrade bestimmt werden. Abbildung 3.11 gibt einen Überblick über die Ergebnisse. Hierbei ist anzumerken, dass es sich um sehr gute Teillast-Nutzungsgrade handelt, welche voraussichtlich zu Jahresnutzungsgraden von deutlich über 90 % führen werden. Eine Studie der Fachhochschule Braunschweig Wolfenbüttel kam bei der repräsentativen Untersuchung vieler im Bestand installierter Brennwertgeräte auf gemessene Jahresnutzungsgrade von durchschnittlich 86,2 %, bei einer Bandbreite von 77 bis 97 % [WTBJ04, S. 39 f.].



**Abb. 3.11.:** Nutzungsgrad für sechs verschiedene Heizungssysteme mit Norm-Rücklauftemperaturen von 25 bis 75 °C bei variabler Auslastung des Gas-Brennwert-Kessels

### 3.2.8. Photovoltaik

Die Modellierung des Photovoltaik-Systems beruht auf dem PVI-Block, siehe Abbildung 3.12. Dort hinterlegt ist eine umfangreiche Moduldatenbank, die es ermöglicht, den Modulstrom mit dem Zwei-Dioden-Modell zu berechnen. Verwendet wurde das Modul SPR-225-WHT-I der Firma SUNPOWER CORP. Eingangsgrößen für den PV-Modulblock sind die Modultemperatur, Bestrahlung auf die geneigte Ebene sowie die Modulspannung. Die Spannung wird über eine Schleife von einem MPP-Tracker vorgegeben, der die Spannung des Punktes maximaler Leistungsabgabe (maximum power point, MPP) mit 1 V Genauigkeit iterativ bestimmt.

Hohe Modultemperaturen haben einen negativen Einfluss auf den Solarertrag. Berechnet wird die Modultemperatur  $\vartheta_M$  für das betrachtete PV-System als gut hinterlüftete Aufdachanlage nach Quaschnig [Qua13, S. 201] über die Umgebungstemperatur  $\vartheta_U$ , die eintreffende Solarstrahlung  $E_{G.gen}$  und eine Proportionalitätskonstante  $c$  zu

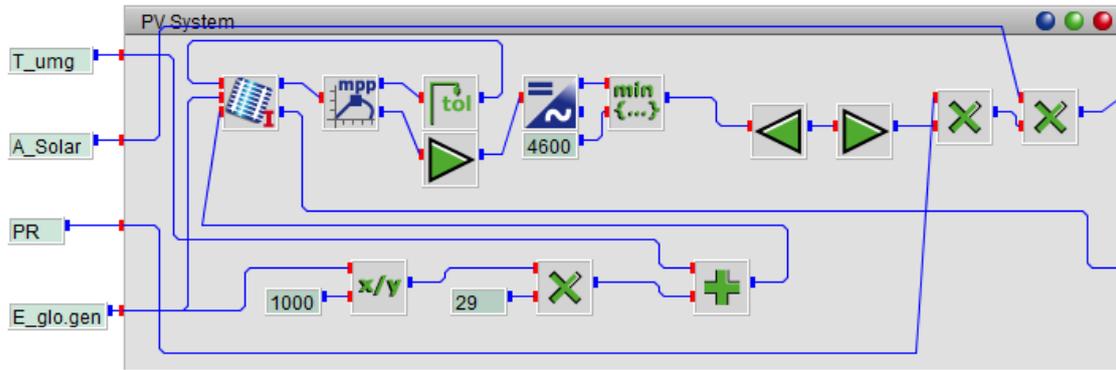


Abb. 3.12.: Umsetzung des Photovoltaik-Systems in INSEL, Darstellung mit geöffneten Makros

$$\vartheta_M = \vartheta_U + c * \frac{E_{G.gen}}{1000 \text{ W/m}^2} \text{ mit } c = 29. \quad (3.15)$$

Die berechnete MPP-Leistung ist die Ausgangsgröße des MPP-Blocks und gleichzeitig der Eingangsparameter des nachgeschalteten Wechselrichter-Blocks. Dabei berücksichtigt der Wechselrichter das Teillastverhalten mit spezifischen Verlusten und gibt als Ausgang die AC-Leistung aus. Weitere Systemverluste werden durch einen festen Verlustfaktor von 3,1 % berücksichtigt, so dass die Performance Ratio (PR) des PV-Systems im Jahresmittel einen Wert von

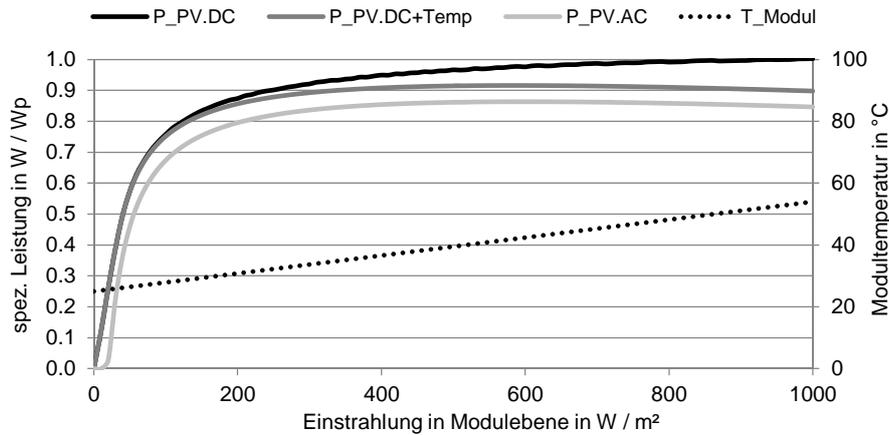
$$PR = \frac{E_{PV.real}}{E_{PV.ideal}} = 0,85 \quad (3.16)$$

aufweist. Dies entspricht einer sehr guten Anlage, vgl. [Qua13, S. 248]. Da sich die gewählte Anlagenkonfiguration auf eine feste PV-Systemgröße bezieht, ermitteln die folgenden Blöcke die flächenspezifische Leistungsabgabe. Durch eine weitere Multiplikation mit der Solarfläche kann die Systemgröße somit ohne eine Neukonfiguration der Anlage variiert werden. Der Einfluss der Einstrahlung, der Temperatur und des Wechselrichters wird durch die normierte Darstellung der Systemleistung in Abbildung 3.13 dargestellt.

### 3.2.9. Wärmepumpe

Wärmepumpen transferieren Wärme eines niedrigen Temperaturniveaus mittels einer Hilfsenergie auf Wärme eines höheren Temperaturniveaus. Mit Adsorptions-, Absorptions- und Kompressions-WP stehen drei Technologien zur Wärmeerzeugung bereit, wobei einzig die elektrischen Kompressions-WP mit Strom als Hilfsenergieträger in der Lage sind direkt mit PV-Systemen gekoppelt zu werden. Im Bereich der Gebäudeheizungen gibt es dabei drei verschiedene Arten dieser Wärmepumpen-Systeme:

- Luft/Wasser-Wärmepumpen mit der Außenluft als Wärmequelle
- Wasser/Wasser-Wärmepumpen mit dem Grundwasser als Wärmequelle
- Sole/Wasser-Wärmepumpen mit einem oder mehreren Erdbohrungen als Wärmequelle



**Abb. 3.13.:** Auf den Wirkungsgrad bei Standardtestbedingungen (STC) normierte PV-Systemkennlinien für die DC-Leistung bei 25 °C Modultemperatur, die DC-Leistung mit einstrahlungsabhängiger Modultemperatur und die um Wechselrichter-Verluste verminderte AC-Leistung

Während die Quelltemperatur bei Wasser und Sole-Wärmepumpen über das Jahr gesehen nahezu konstant ist, schwankt die Quelltemperatur bei Luft-Wärmepumpen mit der Außentemperatur in einem weiten Bereich [KBH<sup>+</sup>08].

In dieser Ausarbeitung wurde eine elektrische Luft/Wasser-Wärmepumpe modelliert, weil diese prinzipiell keine Einschränkungen bezüglich des Einsatzortes mit sich bringt und auch in dicht besiedelten Gebieten eine Anwendung durch Anbringung an Wände oder auf Dächern erlaubt. Der Zugang zum Grundwasser oder die Bohrung für Erdsonden ist hingegen beispielsweise in Städten in den wenigsten Fällen möglich.

Dem Funktionsprinzip einer Wärmepumpe liegt der CARNOT-Prozess zugrunde, dessen ideale Leistungszahl  $\epsilon_C$  durch das Verhältnis von abgeführter Wärmeleistung  $\dot{Q}_{KP}$  und zugeführter Leistung  $P_{KP}$  oder über die zugeführte  $T_{zu}$  und abgeführte Temperatur  $T_{ab}$  wie folgt beschrieben werden kann:

$$\epsilon_C = \frac{\dot{Q}_{KP}}{P_{KP}} = \frac{T_{ab}}{T_{ab} - T_{zu}} \quad (3.17)$$

Für eine reale Wärmepumpe wird analog die Leistungszahl, auch  $COP$  genannt, beschrieben über

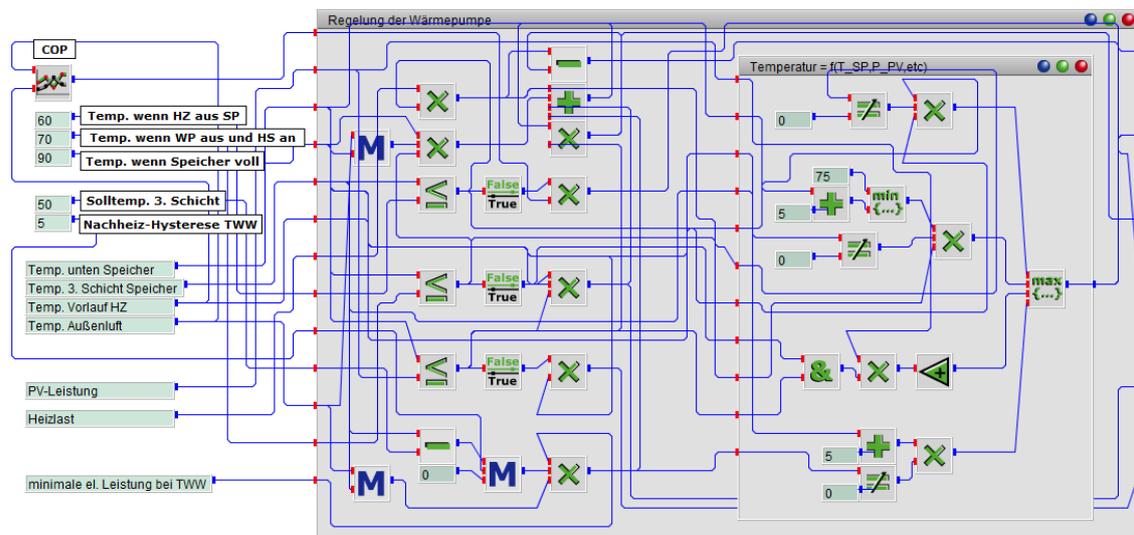
$$\epsilon = COP = \frac{\dot{Q}_{WP}}{P_{el}} = \epsilon_C * \eta_C \quad (3.18)$$

wobei das Verhältnis aus realer zu idealer Leistungszahl als Gütegrad  $\eta_C$  der Wärmepumpe definiert ist.

Die physikalische Simulation einer Wärmepumpe ist aufgrund der vielen Bauteile und komplexen thermodynamischen Zusammenhänge sehr aufwändig [MS11]. Daher wird eine Wärmepumpe oft als Black-Box-Modell aus den auf Messwerten der DIN EN 14511 beruhenden

Datenblattangaben simuliert, vgl. [MWHO09, Moc12]. Hierbei wird der Gütegrad aus den Messwerten berechnet und auf andere Betriebszustände (Quell- und Zieltemperaturen) interpoliert, um anschließend, je nach Herangehensweise, die elektrische Leistungsaufnahme oder die thermische Heizleistung berechnen zu können.

Im Falle der hier modellierten Wärmepumpe der Firma STIEBEL ELTRON mit der Bezeichnung WPL 33 HT stehen sehr viele Messwerte hinsichtlich verschiedener Quell- als auch Zieltemperaturen zur Verfügung, sodass der *COP* direkt aus diesen Werten zweifach linear über den POLYG2-Block interpoliert werden kann.<sup>20</sup> Aus Abbildung 3.14 ist zu erkennen, dass der größte Aufwand bei der Modellierung in INSEL seitens der Regelung bestand.



**Abb. 3.14.:** Umsetzung der Wärmepumpe und Wärmepumpen-Regelung in INSEL

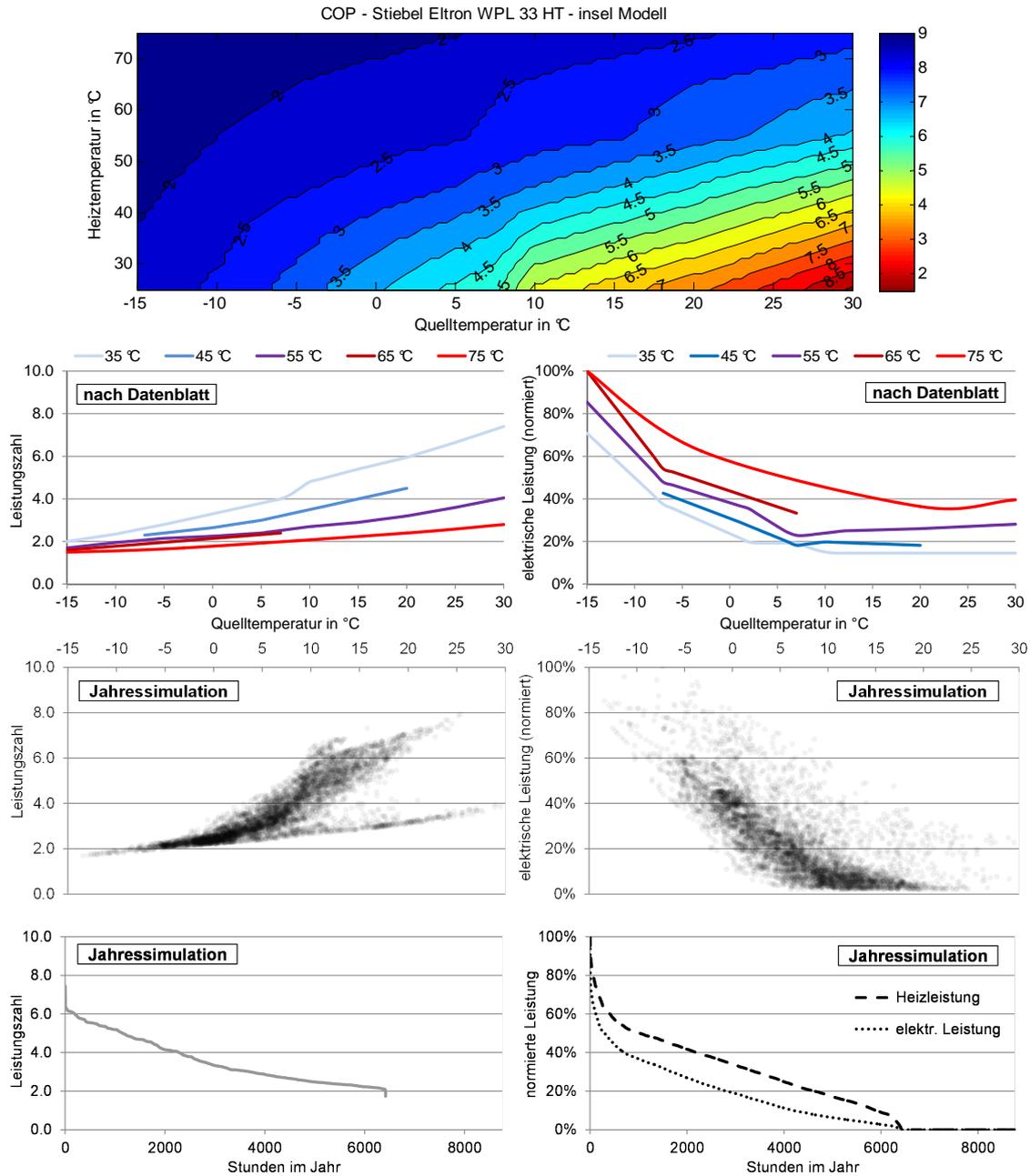
### Regelung

Die Wärmepumpe versorgt in modulierender Betriebsweise direkt den Heizkreis mit der benötigten Wärmemenge und stellt die Bereitschaftstemperatur im Speicher über eine diskontinuierliche Nachheizung mit 5-K-Hysterese sicher. Erzeugt das PV-System mehr Leistung als die Wärmepumpe benötigt, erhöht diese stufenlos die Leistung und sorgt für eine zusätzliche Aufheizung des Pufferspeichers bis zu einer Maximaltemperatur von 75 °C. Sollten immer noch Überschüsse vorhanden sein, erfolgt eine weitere Aufheizung des Speichers mittels eines integrierten Heizstabs bis auf 90 °C.

### Validierung des Modells

Eine Zusammenfassung der jährlichen Betriebsdaten für das Referenz-EFH findet sich in Abbildung 3.15. Dabei visualisieren die obersten drei Grafiken die Leistungsdaten der Wärmepumpe nach Datenblattangaben, welche mit den stündlich aufgelösten Ergebnissen der Jahressimulation über die darunterliegenden Grafiken verglichen werden können. Insgesamt wird die Wärmepumpe in ihrem Systemverhalten gut abgebildet.

<sup>20</sup> Bei diesem Verfahren werden alle Leistungszahlen genau wie im Datenblatt der Wärmepumpe ab S. 89 wiedergegeben. Zwischenwerte werden interpoliert.



**Abb. 3.15.:** Zeile 1: COP nach INSEL-Modell, Zeile 2: COP und elektrische Leistungsaufnahme nach Datenblatt, Zeile 3: COP und elektrische Leistungsaufnahme einer Jahressimulation, stündliche Auflösung, Zeile 4: Jahresdauerlinien. Randbedingungen des Referenz-EFH

Eine deutliche Abweichung ist lediglich bei der normierten elektrischen Leistung zu erkennen (Zeile 2 und 3, rechte Seite). Dadurch, dass keine Modulationsuntergrenze für die Wärmepumpe vorgegeben wurde, fängt diese auch bei geringsten Wärmebedarfen nicht an zu takten, sondern bleibt in einem kontinuierlichen Betrieb. Die Recherche weiterer Wärmepumpen ergab dabei, dass die Modulationsgrenze bei verfügbaren Wärmepumpen ähnlich wie bei der hier verwendeten WPL 33 HT bei 75 bis 85 % der elektrischen Nennleistung liegt. An dieser

Stelle wird jedoch davon ausgegangen, dass eine weiterer Modulationsbereich technisch möglich ist. Alternativ könnte in einer weiteren Regelungsoptimierung eine Vorkehrung getroffen werden, dass die Wärmepumpe in Zeiten geringen Wärmebedarfs vornehmlich tagsüber mit einer leicht erhöhten Leistung betrieben wird und durch die vorsorgliche Wärmeerzeugung für die Nacht einen kontinuierlichen Tagbetrieb sicher stellt. Hierdurch könnte der Anteil des Strombedarfs, der durch das PV-System gedeckt wird, gesteigert werden. In Anbetracht des regelungstechnisch hohen Aufwands wurde von dieser Möglichkeit abgesehen.

Die Jahresdauerlinien aus Abbildung 3.15 (unten) verdeutlichen nochmals die durch den weiten Modulationsbereich bedingte hohe Laufzeit der Wärmepumpe.<sup>21</sup> Auffällig dabei ist, dass die Dauerlinien der Heizleistung und der elektrischen Leistung trotz Normierung auf die jeweiligen Maximalwerte nicht deckungsgleich verlaufen. Dies ist damit zu begründen, dass eine bestimmte Heizleistung je nach Umgebungstemperatur verschiedene elektrische Leistungsaufnahmen zur Folge haben kann.

### 3.3. Einschränkungen und Grenzen der Modellierung

Der Einfluss des Windes auf die elektrische und thermische Leistung des PV- bzw. ST-Systems wurde nicht abgebildet. Bei dem in INSEL verwendeten ST-Kollektormodell ist die Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit nicht vorgesehen. Die thermischen Verluste werden folglich ausschließlich aufgrund natürlicher Konvektion und Strahlungsaustausch berechnet. Nach Ursula Eicker ist damit der Großteil der Wärmeverluste jedoch bereits berücksichtigt; thermische Verluste durch erzwungene Konvektion spielten eine eher untergeordnete Rolle bei abgedeckten Flachkollektoren.<sup>22</sup> Während der kühlende Effekt des Windes einen negativen Einfluss auf den Wirkungsgrad eines thermischen Solarkollektors hat, sorgt eine Abkühlung des in dieser Ausarbeitung verwendeten PV-Moduls für eine Leistungsänderung von 0,38%/K. Das verwendete INSEL-Modell besitzt zwar einen Modus zur dynamischen Berechnung der Modultemperatur aus den Umgebungsvariablen inklusive Berücksichtigung der erzwungenen Konvektion<sup>23</sup>, jedoch erwies sich der Einfluss des Windes als sehr groß. Für eine Validierung der im Modell hinterlegten Zusammenhänge hinsichtlich der Gültigkeit für Aufdach-PV-Systemen standen keine Daten zur Verfügung, so dass die Modultemperatur konservativ über Formel 3.15 auf Seite 33 berechnet wurde.

Die Simulation findet aufgrund der von realen Systemen nachempfundenen Regelung in minutlicher Zeitschrittweite statt. Die Wetterdaten liegen jedoch nur stündlich vor, so dass vor allem das detaillierte solarthermische Kollektormodell kaum einen Vorteil gegenüber der Simulation mit einem einfacheren Modell liefert.

Für die Wärmepumpe gilt, dass die auf der DIN EN 14511 basierenden Leistungszahlen auch Leistungsverluste zum Abtauen sowie den Energiebedarf für Ventilatoren, Pumpen-, Steuer- und Regelungseinrichtungen energetisch berücksichtigen. Gegenüber realen Wärmepumpen drückt sich dies jedoch nicht über zeitliche Unterbrechungen für z.B. Abtauvorgänge aus, sondern über einen im Mittel geringeren *COP*. Dieses Vorgehen kann zu einem leicht über-

<sup>21</sup> Die Laufzeit ist in diesem Fall besonders hoch, da es sich beim simulierten Gebäude um das Referenz-EFH handelt, das einen hohen Wärmebedarf und damit auch eine lange Heizperiode aufweist.

<sup>22</sup> Information aus Emailverkehr mit Ursula Eicker vom 08.11.2012

<sup>23</sup> vgl. INSEL 8 Block Reference, S. 440 ff.

## *Systemmodellierung*

geschätzten Eigenverbrauchsanteil durch das PV-System führen. Für andere Wärmepumpensysteme (Sole/Wasser oder Wasser/Wasser) besteht diese Problematik nicht.

Die größten Einschränkungen sind hinsichtlich der Speichermodellierung hinzunehmen. Generell ist dabei anzumerken, dass INSEL im Bereich der thermischen Modelle und definierten Blöcke noch deutlich besser ausgebaut werden könnte.<sup>24</sup> So kann in dieser Ausarbeitung keine Entnahme des Heizungsverlaufs aus einer beliebigen Höhe des Speichers erfolgen. Dies reduziert zum einen die nutzbare Speicherkapazität und sorgt zum anderen dafür, dass tendenziell weniger Solarenergie für Heizungszwecke zur Verfügung steht.

---

<sup>24</sup> Aktuelle Veröffentlichungen und erste in INSEL implementierte Blöcke zeigen, dass gesamte Gebäude, ähnlich wie in TRNSYS, auch in INSEL bald einfach abzubilden sein werden, vgl. [SECS10, SBCE11, SDE12].

## 4. Systemsensitivitäten

Nachdem die einzelnen Komponenten in den vorherigen Kapiteln in ihrem Aufbau und ihren Funktionen beschrieben wurden, folgt eine Betrachtung der Gesamtsysteme. Im Folgenden Abschnitt werden dabei zum einen diejenigen Parameter und Einstellungen verändert, die entweder nur für das PV-WP- oder nur für das ST-System von Relevanz sind. Zum anderen soll untersucht werden, ob es bestimmte Parameter gibt, die keinen spezifischen Unterschied zwischen den Systemen hervorbringen und deshalb in der späteren Simulation auch nicht variiert werden müssen. Der für eine ökonomische Betrachtung notwendige, simulative Vergleich der Systeme findet in Kapitel 5 statt.

Soweit nicht anders angegeben, gelten die Vorgaben des Referenz-Einfamilienhauses aus Abschnitt 2.1.5 auf Seite 10.

### 4.1. Sensitivitäten des Solarthermie-Systems

Marktübliche Solarthermie-Systeme werden in der Regel mit einem festen Volumenstrom des Wärmeträgers pro Quadratmeter Kollektorfläche zwischen 15 (Low-Flow) bis 45  $l/(m^2 \text{ h})$  (High-Flow) betrieben. Konfigurationen mit sich anpassenden Volumenströmen (Matched-Flow) sind seltener als die beiden anderen Varianten im Markt anzutreffen.<sup>25</sup> Für den späteren Systemvergleich mit PV-WP-Systemen sollen stets die hinsichtlich der Endenergieeinsparung effektivsten ST-Systeme ausgewählt werden. Daher wird im Folgenden der Endenergiebedarf für ein typisches ST-System mit 15  $m^2$  Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergrößen (450-1350 l) und Gebäudestandards (25-175  $kWh/(m^2 \text{ a})$ ) untersucht. Abbildung 4.1 zeigt die Ergebnisse.

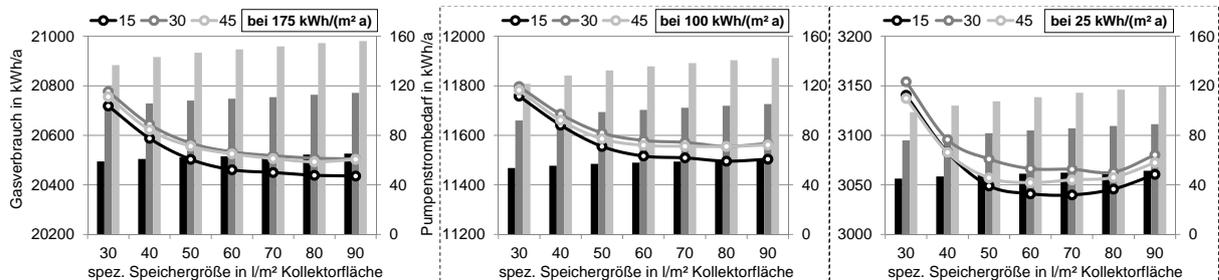
Tendenziell gilt: Je größer der Speicher, desto größer ist auch die Endenergieeinsparung. Jedoch steigen mit einer Speichervergrößerung auch dessen Wärmeverluste, so dass es zu einem lokalen Optimum kommt. Je nach Gebäudestandard liegt dieses zwischen 60 bis 80  $l/m^2$  Kollektorfläche.<sup>26</sup> Dabei gilt, je besser der Gebäudestandard, desto kleiner kann der Speicher ausfallen.

Betreffend der spezifischen Volumenströme im Kollektorkreis zeigt sich, dass die Low-Flow-Systeme in allen Bereichen die besten Ergebnisse erzielen. High-Flow-Systeme zeigen in keiner Kombination bessere Ergebnisse und verbrauchen zugleich mehr als die doppelte Menge an Pumpenstrom. An dieser Stelle stellt sich die Frage, warum High-Flow-Systeme trotzdem am Markt ihre Berechtigung haben: Prinzipiell sind die Kollektorerträge in den Sommermonaten deutlich größer als bei Low-Flow-Systemen, da die Kollektorverluste aufgrund eines niedrigeren Temperaturniveaus im Kollektorfeld kleiner ausfallen. Sollte ein hoher sommerlicher

<sup>25</sup> Recherche auf <http://www.sonnewindwaerme.de/marktuebersicht/solarpakete>

<sup>26</sup> Der hier verwendete Speicher weist, wie in Abschnitt 3.2.5 beschrieben, eine sehr gute Wärmedämmung auf. Bei Speichern mit schlechteren Dämmeigenschaften sollte sich das Optimum zu kleineren Speichern verschieben.

Wärmebedarf vorliegen, oder ist ein saisonaler Speicher vorhanden, sind diese Systeme sinnvoll. Im Falle von gewöhnlichen Wohngebäuden, deren Wärmebedarf zum größten Teil im Winter anfällt und das Wärmespeichervolumen eher klein ausfällt, stellen Low-Flow-Systeme in dieser Untersuchung eine bessere Lösung dar.



**Abb. 4.1.:** Gasverbrauch des Brennwertkessels bei EFH mit 15 m<sup>2</sup> Solarthermie für drei spezifische Volumenströme (15, 30, 45 l/(m<sup>2</sup>h)), spezifische Wärmespeichervolumen von 30 bis 90 l/m<sup>2</sup> Kollektorfläche und drei Gebäudestandards

Für die Simulation in Kapitel 5 wird festgehalten:

- Der spezifische Volumenstrom im Kollektorfeld wird mit 15 l/(m<sup>2</sup>h) festgelegt.
- Der Einfluss der Speichergröße fällt in einem Bereich um 65 +/- 10 l/m<sup>2</sup> relative gering aus. Daher wird im weiteren Verlauf die Speichergröße auch weiterhin in dieser Größenordnung liegen.

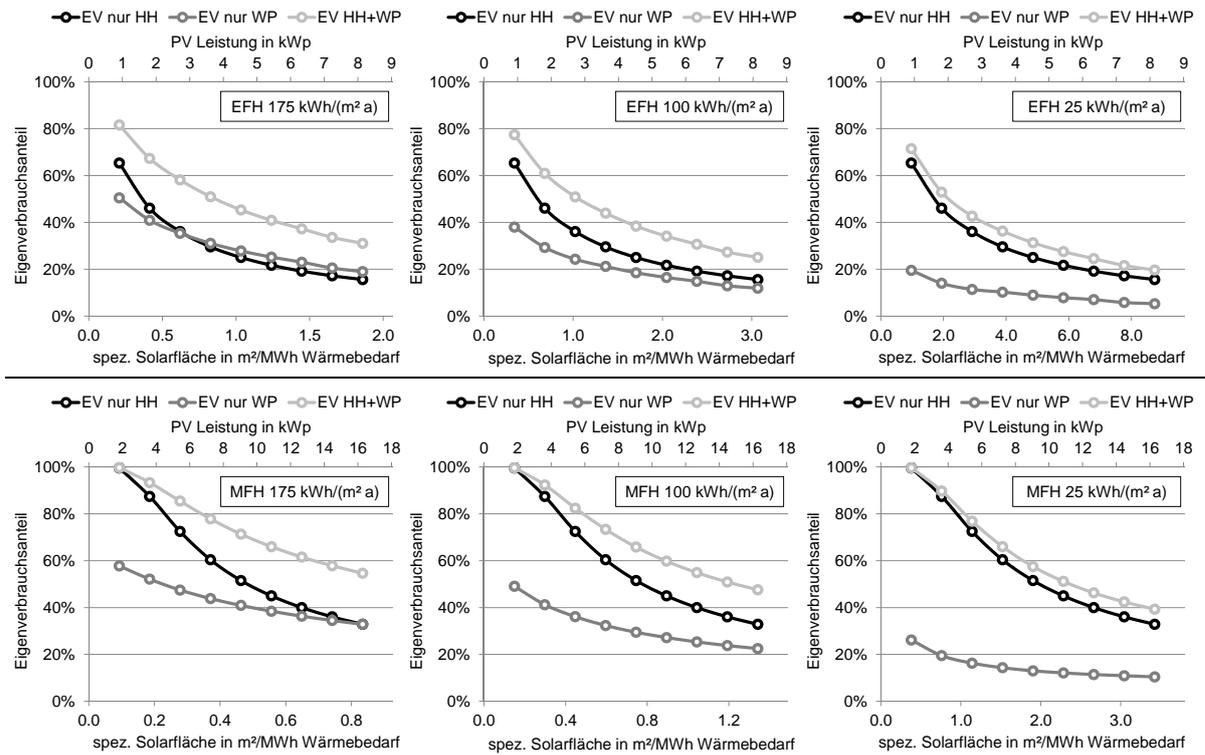
## 4.2. Sensitivitäten des Photovoltaik-Wärmepumpen-Systems

Für das Photovoltaik-Wärmepumpen-System wird erwartet, dass die Verwendung überschüssigen Solarstroms eine Veränderung der Betriebszustände der Wärmepumpe und damit deren Leistungs- und Jahresarbeitszahlen bewirkt. Daher soll an dieser Stelle systematisch aufgezeigt werden, wie sich die Energieflüsse und Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Systemgröße und zulässigen Temperaturen verhalten.

Um im späteren Verlauf den Einfluss der verschiedenen Regelungen und Parametervariationen auf die Leistungsfähigkeit des PV-WP-Systems beurteilen zu können, wird zunächst der natürliche Eigenverbrauch des Systems betrachtet. Hierbei gilt es den Anteil des PV-Strom zu bestimmen, der beim Einsatz einer nicht-solargeführten Wärmepumpe in ihrer normalen Betriebsweise vor Ort verbraucht werden würde. Abbildung 4.2 zeigt die Ergebnisse jeweils mit und ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs. Angaben über die Höhe der Stromverbräuche finden sich in Tabelle 4.1.

Die möglichen Eigenverbrauchsanteile durch den Haushaltsstrom liegen bis auf einen Fall (EFH, 175 kWh/(m<sup>2</sup> a)) stets über den EV-Anteilen, die durch die Wärmepumpen erzielt werden können, obwohl deren Strombedarf deutlich höher als der der Haushalte (HH) ist. Dabei vergrößert sich dieser Unterschied bei Verringerung des Heizwärmebedarfs. Erklären lässt sich dies durch den Umstand, dass der HH-Strombedarf kontinuierlich über das Jahr verteilt ist und damit in den ertragreichen Sommermonaten größer ist als der WP-Strombedarf. In

Kombination erhöht die Wärmepumpe den bereits durch den HH-Strom bedingten Eigenverbrauchsanteil um bis zu 20 Prozentpunkte, wobei vor allem für die MFH gilt: Je größer das PV-System, desto größer ist auch die prozentuale Erhöhung des EV-Anteils. Grundsätzlich liegen die Eigenverbrauchsanteile im Bereich der Mehrfamilienhäuser bei gleicher wärmebedarfsspezifischer Dimensionierung des PV-System etwas höher als im Bereich der Einfamilienhaushalte, da der sommerliche Wärmebedarf in Relation höher ausfällt.



**Abb. 4.2.:** Natürliche Eigenverbrauchsanteile verschiedener PV-Systeme für Referenz-EFH und -MFH mit unterschiedlichen Energiebedarfen. Betrachtung separat für Haushalts- (HH) und Wärmepumpenstrom (WP) sowie in Kombination

**Tab. 4.1.:** Haushalts- und Wärmepumpenstrombedarfe sowie Jahresarbeitszahlen der in Abb. 4.2 untersuchten Gebäude

		EFH			MFH		
$Q_{B.sp.HZ}$	$kWh/m^2 a$	175	100	25	175	100	25
$E_{B.HH}$	$kWh/a$	3.937	3.937	3.937	16.864	16.864	16.864
$E_{B.WP}$	$kWh/a$	8.738	4.734	1.713	42.543	23.010	8.735
$JAZ$	-	2,80	3,16	3,17	2,55	2,95	3,09

Für die Jahresarbeitszahlen fällt auf, dass diese bei Verringerung des Wärmebedarfs für EFH von 2,80 auf 3,17 und für MFH von 2,55 auf 3,09 steigen. Die Begründung liegt in den sinkenden Heizkreistemperaturen und damit besseren Leistungszahlen der Wärmepumpen im Heizbetrieb. Aufgrund der an hohe Vorlauftemperaturen gebundenen Trinkwarmwasserbereitung, welche bei den MFH einen spezifisch höheren Anteil am Gesamtwärmebedarf ausmacht,

sind die Arbeitszahlen etwas schlechter als bei den Einfamilienhäusern.

Mit Abbildung 4.2 ist auch deutlich geworden, dass (bis auf bei sehr kleinen PV-Systemen auf Mehrfamilienhäusern) noch ein erheblicher Anteil des PV-Stroms nicht vor Ort verbraucht wird. Daher soll nachfolgend der Einfluss der in Abschnitt 2.1.4 auf S. 9 dargelegten Regelung zur Verwertung von Stromüberschüssen untersucht werden. Ausgangspunkt ist hierbei das nicht solargeführte WP-System inkl. Haushaltsstromverbrauch, welches mit „ref“ gekennzeichnet ist. Es folgt die Betrachtung einer WP, die den Speicher mit Vorlauftemperaturen bis 65 bzw. 75 °C überhitzen kann. Die letzte Untersuchung lässt darüber hinaus eine zusätzliche Überhitzung mittels eines Heizstabs (HS) bis zu einer Temperatur von 90 °C zu. Für das Referenz-EFH wurden hierzu in einem ersten Schritt für ein 5-kW<sub>p</sub>-PV-System die Jahresarbeitszahlen unter Berücksichtigung einer Veränderung des Gebäudestandards untersucht. Daraufhin stand in einem zweiten Schritt für drei Gebäudestandards der Einfluss der sich verändernden JAZ auf den Eigenverbrauchsanteil für PV-Systeme von 1 bis 8 kW<sub>p</sub> im Fokus. Abbildung 4.3 fasst die Ergebnisse der genannten Untersuchungen zusammen.

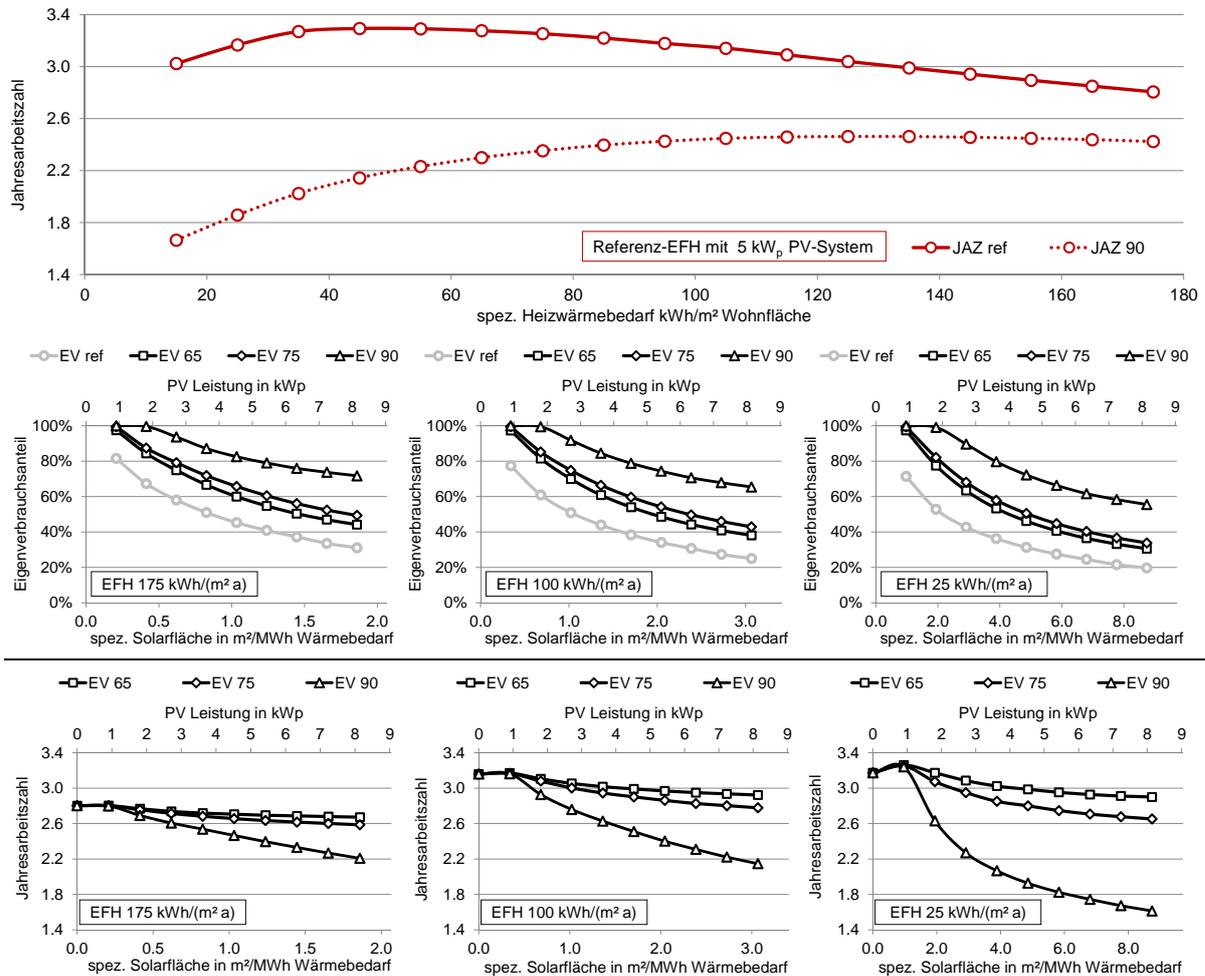
Es ist zu beobachten, dass bei einem PV-System mit fester Größe die Jahresarbeitszahl bei Verringerung des Heizwärmebedarfs erst leicht zu- und gegen Ende stark abnimmt. Dies geschieht durch die Überlagerung zweier Effekte:

- Ohne eine Überhitzung des Speichers sorgt eine Verbesserung des Gebäudestandards für niedrigere Systemtemperaturen, welche sich wiederum positiv auf die Jahresarbeitszahlen auswirken. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung der Trinkwarmwassererzeugung zu. Dessen Energiemenge und Temperaturanforderung bleiben jedoch konstant, was dazu führt, dass bei energetisch sehr guten Gebäuden die JAZ wieder zu sinken beginnt, vgl. „JAZ ref“-Kurve in Abbildung 4.3 oben.
- Die Möglichkeit der Wärmepumpe den Speicher mit PV-Überschussstrom zu überhitzen, sorgt dafür, dass die Speichertemperaturen im Mittel ansteigen und damit die Leistungszahlen in diesen Situationen niedriger ausfallen, vgl. „JAZ 90“-Kurve.

Ein dritter Effekt tritt nur bei kleinen PV-Systemen und gleichzeitig gut gedämmten Gebäuden in Erscheinung, vgl. 4.3 unten rechts. Hierbei steigt die JAZ mit Vergrößerung des PV-Systems zunächst an. Der geringe Wärmebedarf des Gebäudes sorgt dafür, dass der in den Wärmespeicher durch die Wärmepumpe beförderte Solarertrag mehrere Tage zwischengespeichert werden kann. Fällt in dieser Zeit die Außentemperatur stark ab, kann der Betrieb der Wärmepumpe bei schlechteren Leistungszahlen, als es bei der Beladung mit PV-Überschussstrom der Fall war, vermieden werden.

Für die genannten Effekte zeigt sich zudem, dass die Häufigkeit des Heizstab-Einsatzes aufgrund von hohen Speichertemperaturen bei energetisch guten Gebäuden zunimmt, was zu einer starken Reduktion der JAZ führt. Für ein EFH mit 25 kWh/(m<sup>2</sup> a) Wärmebedarf halbiert sich die Jahresarbeitszahl von 3,2 auf 1,6, wenn die PV-Leistung von 1 kW<sub>p</sub> auf 8 kW<sub>p</sub> erhöht wird. Höhere Speicherkapazitäten, respektive -volumina, würden für durchschnittlich niedrigere Speichertemperaturen sorgen und damit diesen Effekt dämpfen.

Der Eigenverbrauchsanteil, der ohne Überschussstrom-Verwendung bereits bei 20 bis 80 % lag, kann um bis zu 50 Prozentpunkte gesteigert werden. Ohne die Verwendung eines Heizstabes liegt diese Erhöhung bei maximal 30 Prozentpunkten. Je nach Größe des PV-Systems liegen die Unterschiede für Wärmepumpen mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 65 bzw. 75 °C untereinander zwischen 4 bis 6 % EV-Anteil. Der allgemeine Zusammenhang, je



**Abb. 4.3.:** Abhängigkeit der JAZ vom Gebäudestandard (oben) und Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms (unten) mit Daten für einen Wärmepumpenbetrieb bei unterschiedlichen Überhitzungsstufen. ref = keine Überhitzung, 65/75 = WP bis 65/75 °C, 90 = WP+HS bis 90 °C

schlechter die Jahresarbeitszahl, desto höher der Eigenverbrauch, bedeutet hierbei zunächst nicht, dass hohe EV-Anteile vermieden werden sollten. Jedoch wird sich bei der späteren ökonomischen Bewertung die Frage stellen, ab wann überschüssiger PV-Strom gegen Bezahlung ins Netz eingespeist und ab wann er besser vor Ort in Wärme gewandelt werden sollte.

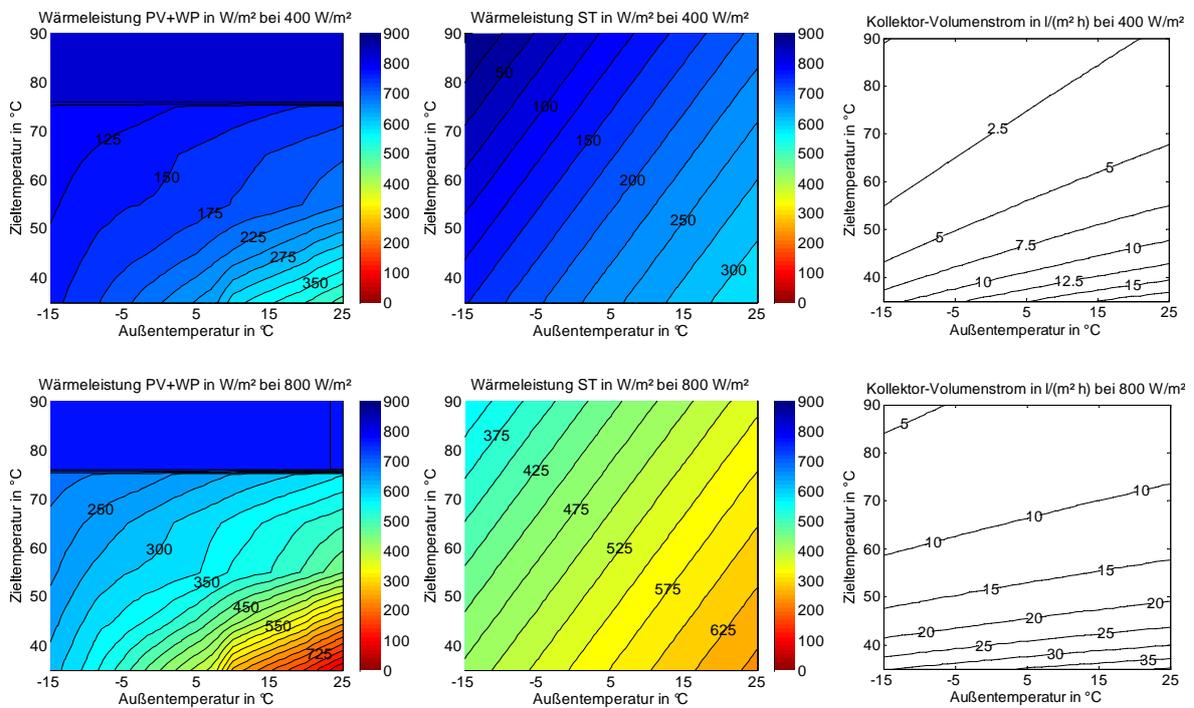
### 4.3. Sensitivitäten beider Systeme

Nachfolgend sollen weitere Sensitivitäten untersucht werden, mit dessen Hilfe die Ergebnisse aus Kapitel 5 im späteren Verlauf hinsichtlich spezieller Standortunterschiede abgeschätzt werden können. Neben einer von der optimalen Südausrichtung abweichenden Solarfläche steht hierbei auch der Einfluss der unterschiedlichen Testreferenzjahre sowie eine theoretische Untersuchung der Temperaturabhängigkeiten der Systeme im Fokus.

### 4.3.1. Temperatursensibilität

Nachfolgende Untersuchungen sind weitestgehend theoretischer Natur, da sie von statischen Randbedingungen ausgehen. Sie dienen jedoch dem grundsätzlichen Systemverständnis. Für die Kombination aus Photovoltaik und Wärmepumpe sowie das Solarthermie-System wurde die flächenspezifische Wärmeleistung für Bestrahlungsleistungen in Solarflächenebene von 400 und 800 W/m<sup>2</sup> unter Variation der Außen- und Zieltemperatur<sup>27</sup> ermittelt. Für das ST-System wurde hierfür zum Erreichen der Ziel-Vorlauftemperatur in jedem Berechnungsschritt der Kollektor-Volumenstrom iterativ angepasst. Alle Berechnungen fanden hierbei bei einer fiktiven, konstanten Speichertemperatur von 20 °C statt.

Abbildung 4.4 zeigt die spezifischen Wärmeleistungen des PV-WP-Systems (links) und des ST-Systems (mitte), während die dafür iterativ bestimmten Kollektor-Volumenströme auf der rechten Seite dargestellt sind.



**Abb. 4.4.:** Spezifische Wärmeleistungen des PV-WP- und ST-Systems, sowie Kollektor-Volumenströme, bei Variation der Außen- und Zieltemperatur für Bestrahlungsstärken von 400 und 800 W/m<sup>2</sup>. Bezugstemperatur der Solarthermie für den Kaltwassereintritt in den Kollektor wurde mit 20 °C festgelegt. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt 25 W/m<sup>2</sup>

Allgemein gilt, dass niedrigere Außen- und höhere Zieltemperaturen die mögliche Wärmeleistung reduzieren. Das Verhalten der PV-WP-Kombination wird maßgeblich von der Wärmepumpe und dessen nichtlinearen Zusammenhängen bestimmt. Der Einsatz des Heizstabes ab einer Temperatur  $\geq 75$  °C ist deutlich zu erkennen. Während die Wärmeleistung bei einer Bestrahlungsstärke von 400 W/m<sup>2</sup> von 62 bis 412 W/m<sup>2</sup> reicht, beträgt die Bandbreite bei einer

<sup>27</sup> Entspricht der Kollektor-Vorlauftemperatur bzw. der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe

Verdopplung der Bestrahlungsleistung 124 bis 827 W/m<sup>2</sup>. Die Nutzung von Umweltwärme über die Wärmepumpe kann somit zu einem auf die Solarfläche bezogenen Wirkungsgrad von größer als eins führen. Es besteht folglich eine starke Temperatursensibilität über den gesamten Arbeitsbereich des PV-WP-Systems. Diese ist bei kalten Außen- und hohen Zieltemperaturen noch relativ gering und nimmt stetig zu in Richtung der Bedingungen mit wärmeren Außen- und kälteren Vorlauftemperaturen.

Das ST-System hingegen weist eine relativ lineare Temperatursensibilität der Wärmeleistung auf. So verändert sich diese im Mittel um circa 2,5 W/(m<sup>2</sup> K) Zieltemperaturänderung und um circa 4,3 W/(m<sup>2</sup> K) Außentemperaturänderung. Während die Wärmeleistung bei einer Bestrahlungsstärke von 400 W/m<sup>2</sup> von 0 bis 325 W/m<sup>2</sup> reicht, beträgt die Bandbreite bei einer Verdopplung der Bestrahlungsleistung 328 bis 658 W/m<sup>2</sup>. Die Solarthermie ist gegenüber der Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombination folglich vor allem bei hohen Einstrahlungsleistungen und niedrigeren bis mittleren Außentemperaturen überlegen. Die hierbei aufgezeichnete Bandbreite für das ST-System ist jedoch insofern nur theoretischer Natur, als das die Volumenströme hierfür von 4,3 bis 40,6 l/(m<sup>2</sup> h) (bei Bestrahlungsstärke 800 W/m<sup>2</sup>) bzw. 0 bis 20,1 l/(m<sup>2</sup> h) (bei Bestrahlungsstärke 400 W/m<sup>2</sup>) dynamisch geregelt werden müssten. Des Weiteren müsste die gesamte Hydraulik inklusive dessen Einbauten und Pumpen darauf ausgelegt werden, sowohl bei hohen als auch niedrigen Volumenströme fehlerfrei zu funktionieren. Zudem käme es zu einem stark erhöhten Regelungsaufwand.

Mit Hilfe von Abbildung 4.4 (rechts) kann nachvollzogen werden, welche Wärmeleistungen bei üblicherweise konstanten Volumenströmen erzielt werden. Hierbei wird nochmals deutlich, dass sehr hohe Vorlauftemperaturen von > 55 °C, selbst bei der Vorgabe eines Low-Flow-Systems mit 15 l/(m<sup>2</sup> h), bei herbstlichen und winterlichen Außentemperaturen kaum erreicht werden können. An dieser Stelle ist das PV-WP-System im Vorteil, da die Vorlauftemperatur frei gewählt werden kann und es somit nicht zu einem Betriebsstillstand aufgrund zu hoher Temperaturanforderungen des Speichers oder des Heizungssystems kommt.<sup>28</sup>

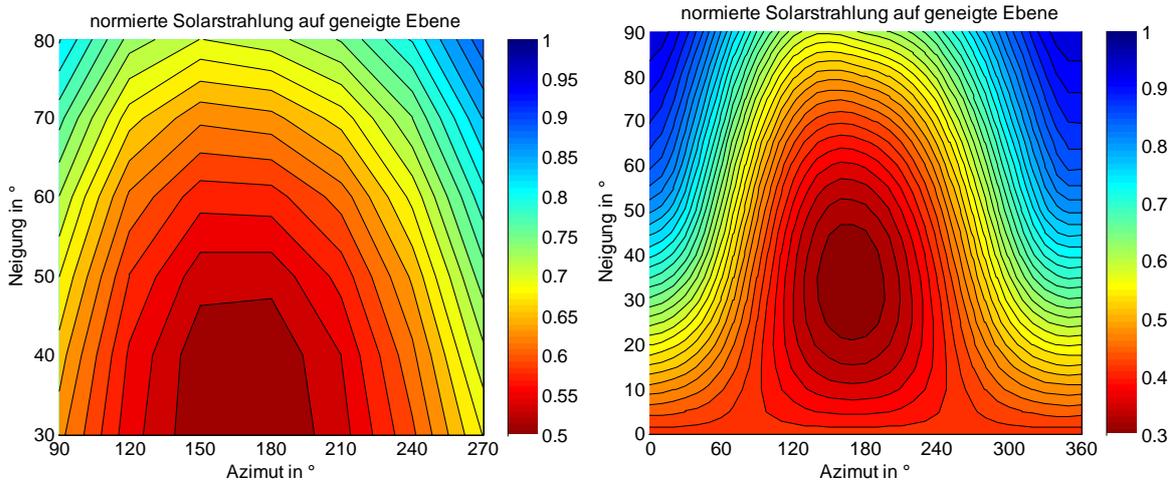
### 4.3.2. Ausrichtung und Neigung der Solarflächen

Exemplarisch sollen für den Standort des Testreferenzjahres 4 die Auswirkungen des Azimuts und der Neigung der Solarflächen auf die erzielbaren Wärmeerträge und Endenergieeinsparungen untersucht werden. Hierzu stellt Abbildung 4.5 zunächst den Einfluss der Ausrichtung auf den maximal zu erzielenden Jahresertrag der Solarstrahlung dar.<sup>29</sup> Dabei dient die rechte Grafik, die den vollen Wertebereich darstellt und in genauerer örtlicher Auflösung berechnet wurde, zur Validierung der linken Grafik. Diese beschränkt sich auf die für Solarsysteme relevanten Ausrichtungen von Ost über Süd nach West. Aufgrund des hohen Rechenaufwandes wurde die örtliche Auflösung in größere Azimut- und Neigungs-Schritte unterteilt. Im Vergleich der Grafiken wird festgestellt, dass dadurch keine wesentlichen Informationen verloren gehen.

<sup>28</sup> Eine für die Solarthermie günstigere Situation ergäbe sich bei der Verwendung von Vakuum-Röhren oder -flachkollektoren. Diese waren jedoch nicht Gegenstand der Untersuchung, da sie aktuell nur einen kleinen Marktanteil ausmachen [BSW13b].

<sup>29</sup> Die Ergebnisse wurden normiert, um in allen folgenden Grafiken eine vergleichbare Farbskala verwenden zu können. Zudem soll an dieser Stelle noch kein Vergleich absoluter Systemerträge stattfinden.

## Systemsensitivitäten



**Abb. 4.5.:** Auf den höchsten Wert normierte Jahressummen der Globalstrahlung auf die geneigte Ebene für das TRJ 4. Links: Beschränkung auf im weiteren Verlauf untersuchte Ausrichtungen, 30°-Azimut- und 10°-Neigungs-Auflösung. Rechts: Voller Wertebereich als Referenz mit 10°-Azimut- und 5°-Neigungs-Auflösung. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt stets 2 %

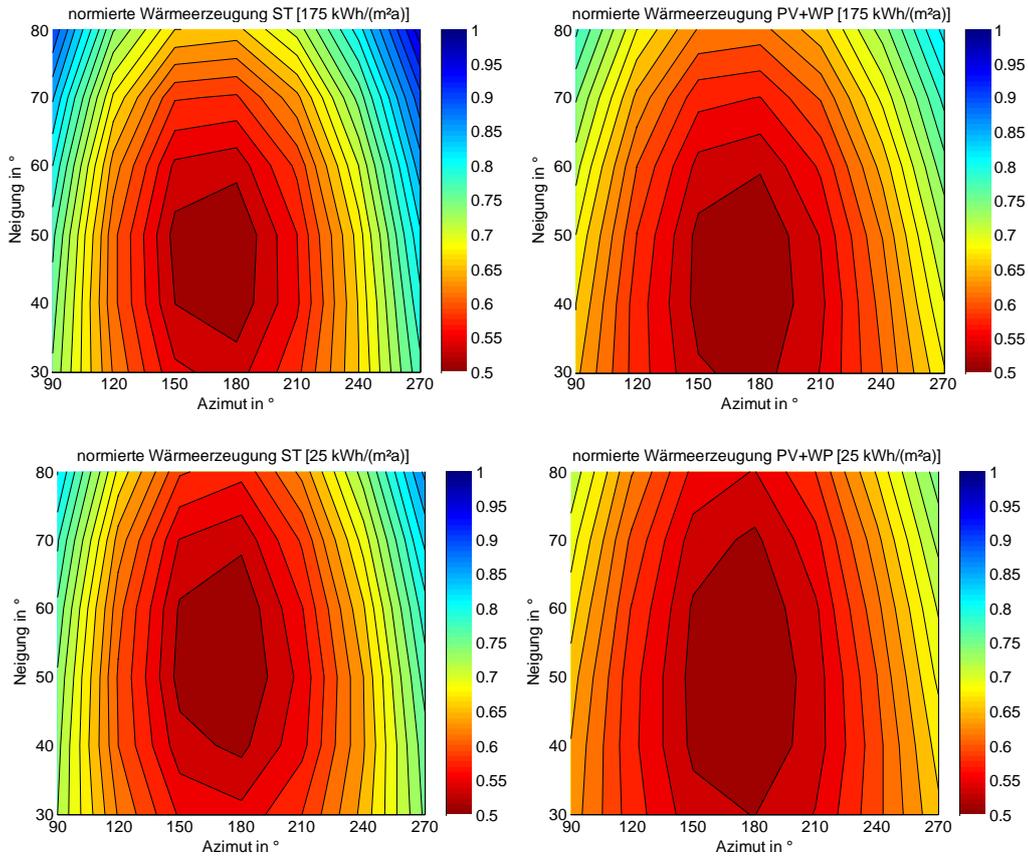
Für den Solarertrag liegt die optimale Ausrichtung bei einem Azimut von 170° und einer Neigung von 35°. Die leichte Abweichung von Süden kann ihren Ursprung in der synthetischen Zusammensetzung des Testreferenzjahres oder auch in regionalen Wettergegebenheiten haben. Für die Untersuchung ist dies unerheblich, da die Voraussetzungen für das ST- und PV-WP-System die gleichen sind.

Die nachfolgenden Untersuchungen beziehen sich exemplarisch auf das Referenz-Mehrfamilienhaus mit einer Solarfläche von 50 m<sup>2</sup> und einem relativ großen spezifischen Speichervolumen von 80 l/m<sup>2</sup>, was insgesamt 4 m<sup>3</sup> entspricht.<sup>30</sup> Um Unterschiede hinsichtlich des Gebäudestandards berücksichtigen zu können, wurde ein energetisch schlechtes (175 kWh/(m<sup>2</sup> a)) und ein sehr gutes (25 kWh/(m<sup>2</sup> a)) Gebäude betrachtet. Zunächst wurde untersucht, bei welchen Ausrichtungen sich die höchsten Wärmeerträge ergeben, vgl. Abbildung 4.6.

Für beide Systeme entspricht die optimale Azimutausrichtung mit 170° dem Optimum des Solarertrags. Jedoch liegt die optimale Neigung nicht bei 35°, sondern, in Abhängigkeit des Gebäudestandards, bei 40° bis 50°. Grundsätzlich sind dabei steilere Neigungswinkel gegenüber dem des optimalen Solarertrags aufzufinden, da der Wärmespeicher im Sommer oftmals vollständig beladen ist und potentielle Wärmeerträge nicht mehr aufnehmen kann. Eine Optimierung auf flachere Sonnenhöhenwinkel durch steilere Anstellung erhöht damit den Jahreskollektorertrag.

Des Weiteren gilt für beide Systeme, dass bei Verbesserung des Gebäudestandards die Sensitivität der Wärmeerträge in Abhängigkeit der Ausrichtung geringer ausfällt. Dabei fällt auf, dass die Sensibilität des PV-WP-Systems gegenüber unterschiedlichen Ausrichtung, vor allem die Neigung betreffend, deutlich kleiner ausfällt als beim ST-System. Eine Erklärung hierfür liefern die bereits in Abschnitt 4.3.1 beschriebenen Zusammenhänge. Durch die Möglichkeit

<sup>30</sup> Der Speicher wurde in Bezug auf praktisch realisierte Systeme groß ausgelegt, um möglichst hohe Systemerträge zu ermöglichen.

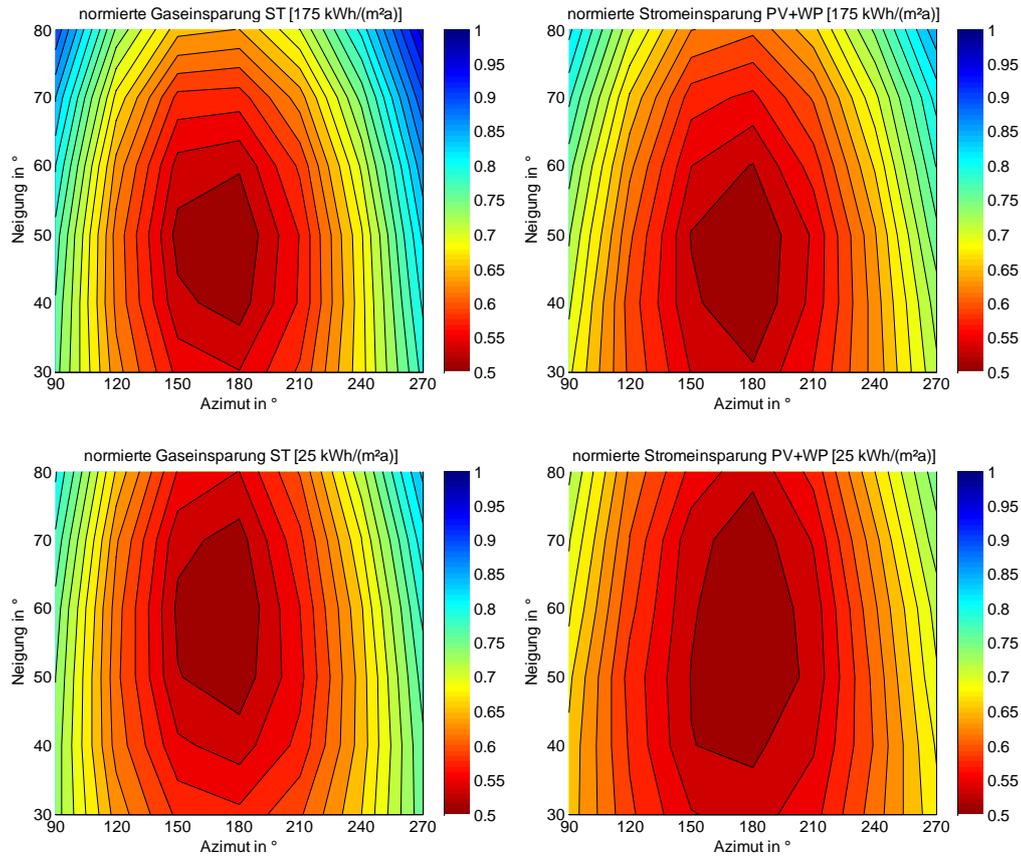


**Abb. 4.6.:** Auf den höchsten Wert normierte Wärmeerträge von ST- und PV-WP-Systemen für das Referenz-MFH mit 50 m<sup>2</sup> Solarfläche und 4 m<sup>3</sup> Speichervolumen unter Variation des Azimuts, der Neigung und des Gebäudestandards. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt stets 2 %

bei jeden Einstrahlungsbedingungen die gewünschte Zieltemperatur erzeugen zu können, ist die Laufzeit des PV-WP-System sehr hoch und relativ unabhängig von der Ausrichtung, während beim ST-System konkrete Zusammenhänge bestehen zwischen Neigung, daraus resultierender Bestrahlungsstärke und erreichbarem Temperaturniveau.

Als Maß für die Leistungsfähigkeit der Systeme kann der Wärmeertrag nur bedingt genutzt werden. So nutzt ein Wärmeeintrag in den Speicher dem Anwender nichts, wenn daraus beispielsweise nur erhöhte Speicherwärmeverluste entstehen. Folglich sollte besonders für die später folgenden ökonomischen Bewertungen die Einsparungen an Endenergie ( $f_{sav}$ ) im Vordergrund stehen, welche in Abbildung 4.7 dargestellt sind.

Die Endenergie- oder auch Brennstoffeinsparungen  $f_{sav}$  beschreiben, wie viel Gas bzw. Strom gegenüber einem identischen Gebäude mit gleicher Anlagentechnik, jedoch ohne Solartechnologie, eingespart wird. Hierbei ist zu erkennen, dass die Zusammenhänge denen der Wärmeerträge sehr ähneln. Da jedoch Speicherverluste, welche vor allem durch volle Speicher im Sommer verursacht werden, keinen Beitrag zur Endenergieeinsparung liefern können, verschiebt sich der optimale Neigungswinkel nochmals mehr in Richtung einer steileren Aufstellung der Solarflächen. Für das energetisch schlecht gedämmte MFH liegt dieser sowohl für



**Abb. 4.7.:** Auf den höchsten Wert normierte Gas- bzw. Stromeinsparungen von ST- und PV-WP-Systemen für das Referenz-MFH mit 50 m<sup>2</sup> Solarfläche und 4 m<sup>3</sup> Speichervolumen unter Variation des Azimuts, der Neigung und des Gebäudestandards. Der Abstand der Isolinien in den Grafiken beträgt stets 2 %

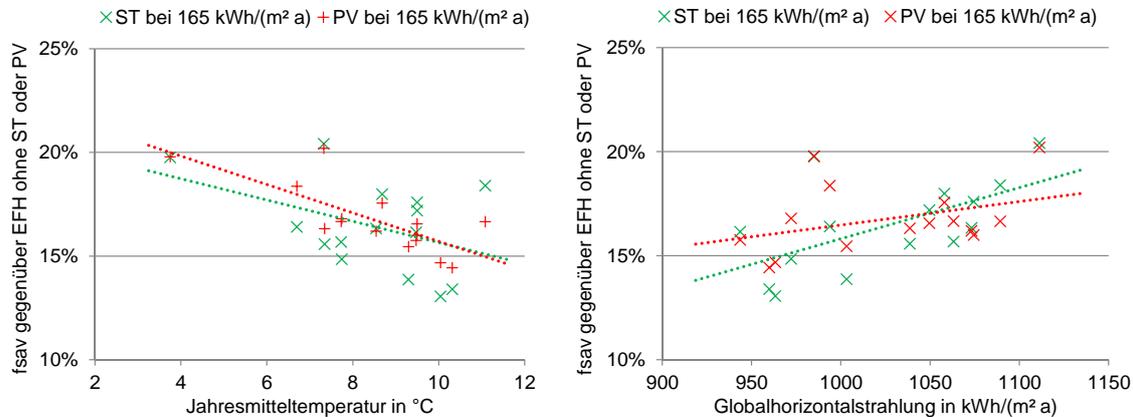
das ST- als auch für das PV-WP-System bei 45°, wobei eine Abweichung um +/-10° für eine um maximal 2,5 % geringere Einsparung sorgt. Für das energetisch effiziente MFH liegt der optimale Neigungswinkel für das ST-System in einem Bereich von 45° bis 70°, während beim PV-WP-System die Neigung zwischen 40 und 75° liegen kann.

### 4.3.3. Testreferenzjahre 1 bis 15

Aufgrund der in den vorherigen Abschnitten dargestellten direkten Zusammenhänge zwischen der Außentemperatur, der solaren Einstrahlung und der Systemeffizienz bei ST- und PV-WP-Systemen, wurde die prozentuale Brennstoffeinsparung  $f_{sav}$  für das Referenz-EFH in allen 15 Testreferenzregionen berechnet.<sup>31</sup> Hierbei wurde erwartet, dass Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung und hohen Jahresmitteltemperaturen besonders geeignet für die Anwendung der Solarsysteme sind, da sowohl der Wirkungsgrad der Solarthermie als auch der Wärmepumpe mit steigender Temperatur zunehmen. Abbildung 4.8 zeigt die Ergebnisse sortiert nach

<sup>31</sup> Die Anlagentechnik wurde mit 15 m<sup>2</sup> Solarfläche und einem 1 m<sup>3</sup> Speicher in einer für die Solarthermie typischen Größe für heizungsunterstützende Systeme gewählt.

der Durchschnittstemperatur (links) und der jährlichen Globalhorizontalstrahlung (rechts). Je nach Standort schwanken die Endenergieeinsparungen zwischen 13 bis 21 %.



**Abb. 4.8.:** Endenergieeinsparungen ( $f_{sav}$ ) für ein EFH mit  $15 \text{ m}^2$  Solarfläche und  $1 \text{ m}^3$  Speichervolumen gegenüber einem System ohne Solartechnologien. Darstellung für alle 15 TRJ sortiert nach Jahresmitteltemperatur (links) und Globalhorizontalstrahlung (rechts)

### Globalhorizontalstrahlung

Tendenziell wird die Vermutung bestätigt, dass größere Einsparungen bei einem höheren Strahlungsangebot zu verzeichnen sind. Die eingezeichneten Trendlinien weisen darauf hin, dass der Einfluss einer höheren Einstrahlung bei der Solarthermie etwas größer als bei der PV-WP-Kombination ist. Dies kann damit begründet werden, dass bei Zunahme der Globalhorizontalstrahlung tendenziell mehr sehr sonnige Tage auch in der Heizperiode vorkommen, wobei die Solarthermie-Systeme von höheren Strahlungsleistungen stärker profitieren als PV-WP-Systeme.<sup>32</sup>

### Jahresmitteltemperatur

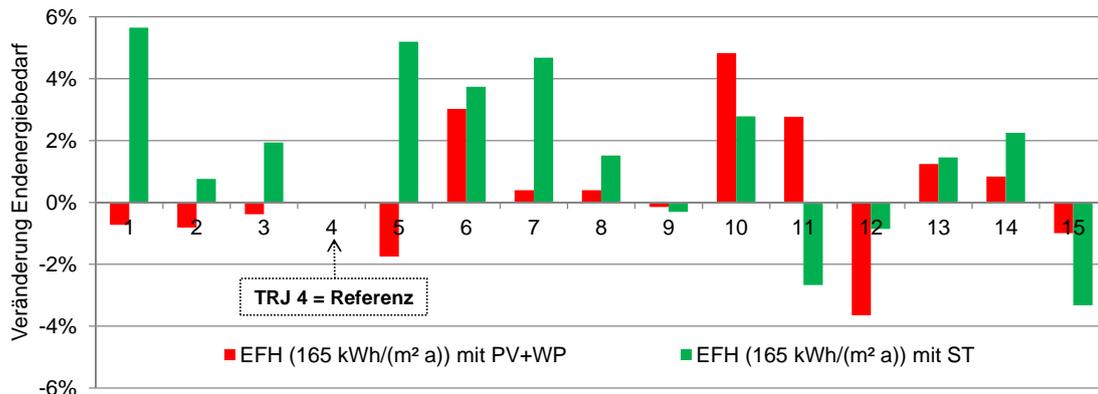
Die Vermutung, dass die Solarsysteme in den durchschnittlich kälteren Regionen schlechtere Einsparergebnisse liefern als in den wärmeren Gebieten, konnte nicht bestätigt werden. Wie aus Abbildung 4.8 hervorgeht, verläuft der Trend entgegengesetzt dieser Erwartung. Die Erklärung hierfür liegt in der Dauer der Heizperiode und damit auch der Verfügbarkeit von Solarstrahlung. Gebäude in Regionen mit niedrigen Jahresmitteltemperaturen weisen eine hohe Anzahl an Tagen auf, deren Mitteltemperatur unter der Heizgrenztemperatur liegt. Folglich ist die Heizperiode länger. Hierdurch kann tendenziell mehr Solarstrahlung zum Heizen verwendet werden, was zu größeren relativen Einsparungen in diesen Regionen führt.

Durch die Abbildung 4.8 ist ebenfalls ersichtlich, dass es Regionen gibt, in denen das Solarthermie-System bessere Ergebnisse liefert und wiederum andere, in denen das Photovoltaik-Wärmepumpen-System einen größeren Vorteil erzielt. Um einen Rückschluss darauf zu erlangen, welche Regionen tendenziell besser für die eine oder andere Technologie geeignet sind, wurde eine weitere Betrachtung vorgenommen. Ausgehend vom dargestellten Referenz-EFH inklusive Solartechnik im TRJ 4 wurde für alle anderen TRJ ermittelt, um wie viel der Endenergiebedarf eines Gebäudes mit gleichem Heizwärmebedarf zu den Ergebnissen aus Testreferenzregion 4 abweichen, vgl. Abbildung 4.9. Beispielsweise benötigt ein Einfamilienhaus

<sup>32</sup> vgl. hierzu beispielsweise den Zugewinn an Wärmeleistung von  $400$  auf  $800 \text{ W/m}^2$  Solarstrahlung in Abbildung 4.4 auf Seite 44.

## Systemsensitivitäten

mit einem Heizwärmebedarf von  $165 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  in TRJ 6 nach Installation eines  $15 \text{ m}^2$  Solar-systems unabhängig von der gewählten Technologie circa 3 % mehr Gas bzw. Strom als ein vergleichbares Gebäude in TRJ 4. Interessant sind jedoch die Fälle, bei denen sich Unterschiede je nach Technologie ergeben. So sorgt ein Gebäude im TRJ 11 mit einem PV-WP-System für 2,5 % mehr Endenergiebedarf, während bei einem ST-System 2,5 % weniger Gas verfeuert werden müsste. Umgekehrt ist es beim TRJ 5: Gegenüber dem TRJ 4 ergeben sich hier deutliche Vorteile bei der Wahl eines PV-WP-Systems. Für letzteren Fall liegt die Erklärung hierbei in dem Wetterdatensatz des TRJ 5, welcher gegenüber dem TRJ 4 über viele für die Wärmepumpe vorteilhafte, warme Tage verfügt, mit gleichzeitig einem für die Solarthermie negativen, hohen Anteil Diffusstrahlung, vgl. Wetterdiagramme im Anhang A.1 ab S. 75.



**Abb. 4.9.:** Abweichung des Endenergiebedarfs eines EFH mit  $15 \text{ m}^2$  Solarfläche und  $1 \text{ m}^3$  Speichervolumen gegenüber den Ergebnissen für das TRJ 4

Letztendlich zeigen diese Ergebnisse nur Trends auf und verfügen über keine grundsätzliche Aussagekraft, da in diesem Fall der Einfluss des Gebäudestandards nicht untersucht wurde. Es kann also nicht ausgeschlossen werden, dass sich manche Ergebnisse auch ins Gegenteil verkehren. Für eine genaue Abschätzung der Endenergieeinsparungen bleibt folglich eine ausführliche Simulation mit einem für den zu untersuchenden Ort gültigen Wetterdatensatz folglich nicht aus.

## 5. Simulationsergebnisse

Für diese Kapitel wurden jene Systeme umfassend ausgewertet, von denen nach Erkenntnissen des Kapitels 4 die aussagekräftigsten und möglichst repräsentativsten Simulationsergebnisse zu erwarten sind. Hinsichtlich der späteren ökonomischen Bewertung konzentrieren sich die folgenden Ausführungen auf Parameter, die den Aufwand (beispielsweise Größe des Solar-systems im Verhältnis zum Wärmebedarf) kennzeichnen und Ergebnisse, die den Nutzen (beispielsweise prozentuale Einsparung an Endenergie) darstellen.

Dabei erfolgt eine Unterteilung in zwei Abschnitte. Im Abschnitt 5.1 werden die Simulationsergebnisse für Heizungssysteme ohne die Berücksichtigung des Haushaltsstroms präsentiert. Der PV-Strom wird folglich ausschließlich für die Wärmepumpe genutzt. Genau wie bei der Solarthermie wären etwaige Überschüsse für die spätere ökonomische Betrachtung wertlos. In Abschnitt 5.2 erfolgt die für reale Systeme aussagekräftigere Auswertung unter Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs.

### 5.1. ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs

Nach Darstellung der Systemsensitivitäten konnte bereits erahnt werden, dass ST- und PV-WP-Systeme zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich der jährlichen Endenergieeinsparungen führen würden. Dies zeigt auch eine einfache Überschlagsrechnung: Ist das PV-System so klein gewählt<sup>33</sup>, dass der gesamte Stromertrag über die Wärmepumpe thermisch genutzt werden kann, so liegt der auf den Quadratmeter Solarfläche bezogene Wärmeertrag eines solchen Systems bei circa

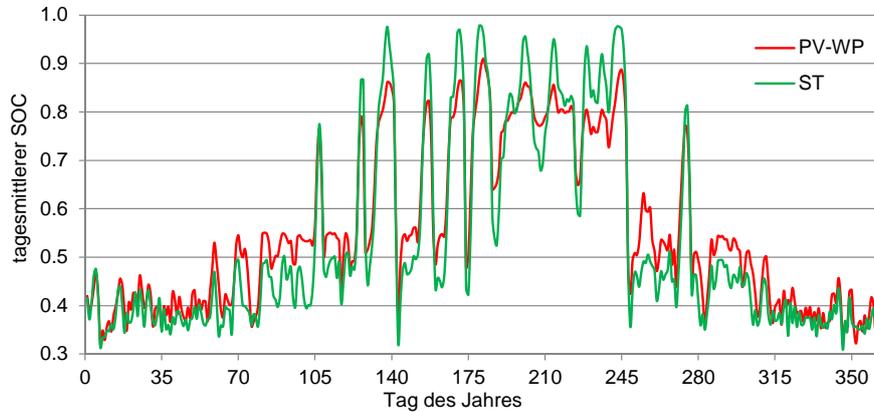
$$Q_{E.a.sp.PV+WP} \approx E_{E.a.sp.PV} * JAZ_{WP} \approx 170 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2 * 2,5 = 340 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2 \quad (5.1)$$

und damit in dem Bereich, der auch für heizungsunterstützende solarthermische Systeme zu erwarten ist.

Eine für diesen Umstand repräsentative Abbildung ist die 5.1. So erzielen beide Systeme in Jahressumme in etwa den gleichen Nutzen. Dabei lassen sich die in Kapitel 4 dargelegten Sensitivitäten durch Darstellung des tagesmittleren „State Of Charge“ (SOC) des Wärmespeichers gut abbilden. Das ST-System sorgt für höhere Erträge im Sommer und an sonnigen Tagen der Übergangszeit. Dahingegen zeigt das PV-WP-System seine Vorteile in der sonstigen Übergangszeit, in der die Einstrahlung nicht überragend und die Außentemperaturen für die Wärmepumpe noch in Ordnung sind. In den Wintermonaten bestehen zwischen beiden Systemen praktisch keine Unterschiede, da die Temperaturen und damit die Wirkungsgrade

<sup>33</sup> Standard-Solarthermiekapakte für EFH zur Heizungsunterstützung umfassen meist zwischen 15-20 m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Ein PV-System hätte bei gleicher Fläche eine Leistung von circa 2,5 kW<sub>p</sub> und kann gegenüber mittleren Systemgrößen von 4-6 kW<sub>p</sub> als klein bezeichnet werden.

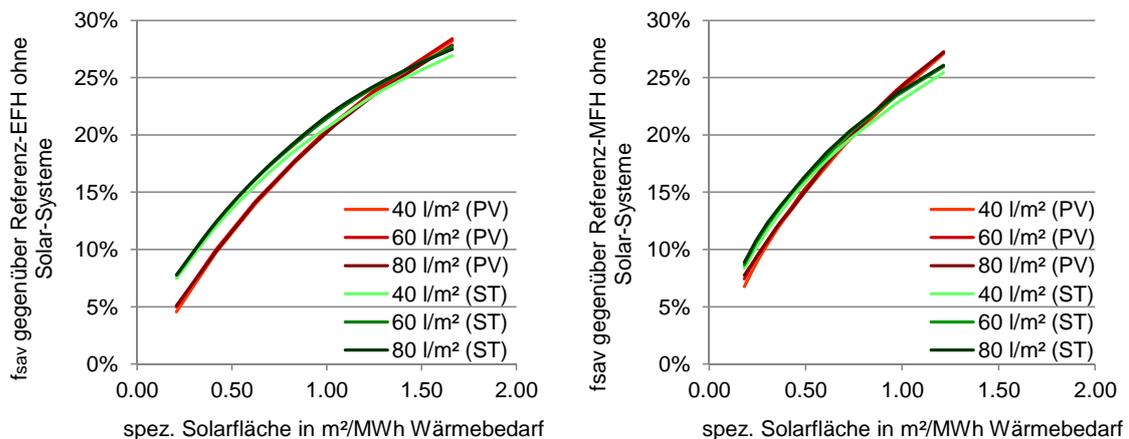
der Systeme genau wie die Solarstrahlung sehr gering ausfallen. Mit Vergrößerung der Solarfläche gegenüber den in Abbildung 5.1 verwendeten  $7 \text{ m}^2$  sollten sich aufgrund der saisonalen Besonderheiten zunehmend auch Unterschiede in den Jahresergebnissen zeigen.



**Abb. 5.1.:** Tagesmittlere SOC der Wärmespeicher für das Referenz-EFH bei einer Solarfläche von  $7 \text{ m}^2$

### Einfluss der Solarfläche und Speichergöße

Die eigenen Simulationen bestätigten eine optimale Auslegungsgröße des Wärmespeichers von 50 bis 70 Litern Speichervolumen pro Quadratmeter Solarfläche, welche auch in gängigen Planungsleitfäden empfohlen wird [Vie08]. In der Simulation wurden die untersuchten Speichergößen auf  $40$  bis  $80 \text{ l/m}^2$  erweitert, um mögliche Randeﬀekte berücksichtigen zu können. Im Folgenden wurden Systeme mit  $5$ - $40 \text{ m}^2$  Solarfläche sowie  $0,2$ - $3,2 \text{ m}^3$  Speichervolumen für das Referenz-EFH und  $15$ - $100 \text{ m}^2$  Kollektorfläche sowie  $0,6$ - $8,0 \text{ m}^3$  Speichervolumen für das Referenz-MFH untersucht. Hierbei zeigt sich, dass die Endenergieeinsparungen bei den solarthermischen Systemen bei kleiner Dimensionierung höher sind, als die der PV-WP-Systeme, vgl. Abbildung 5.2.



**Abb. 5.2.:** Relative Endenergieeinsparungen ( $f_{sav}$ ) gegenüber dem Referenzgebäude ohne Solar-Systeme. Darstellung in Abhängigkeit der auf dem Gesamtwärmebedarf bezogenen Solarfläche und unter Variation der Speichergöße. Links: EFH, rechts: MFH

Mit zunehmender Solarfläche verringert sich der Vorteil bzw. verschwindet ab einer spezifischen Solarfläche von  $1,4 \text{ m}^2/\text{MWh}$  Gesamtwärmebedarf. Zu begründen ist dieser Effekt damit, dass ausgehend von kleinen Systemen bei Vergrößerung der Solarfläche das ST-System als erstes Überschüsse in den Sommermonaten erzeugt, während beim PV-WP-System noch keine Überschüsse auftreten. Dieser Effekt lässt sich aus Abbildung 5.1 bereits erahnen. Bei weiterer Vergrößerung der Solarflächen erzeugen PV-WP-Systeme in Relation zur Solarthermie mehr Ertrag in der Übergangszeit, sodass ihre Endenergieeinsparungen bei großen Dimensionierungen ( $> 1,4 \text{ m}^2/\text{MWh}$  beim Ein- und  $> 0,8 \text{ m}^2/\text{MWh}$  beim Mehrfamilienhaus) besser als die der ST-Systeme sind.

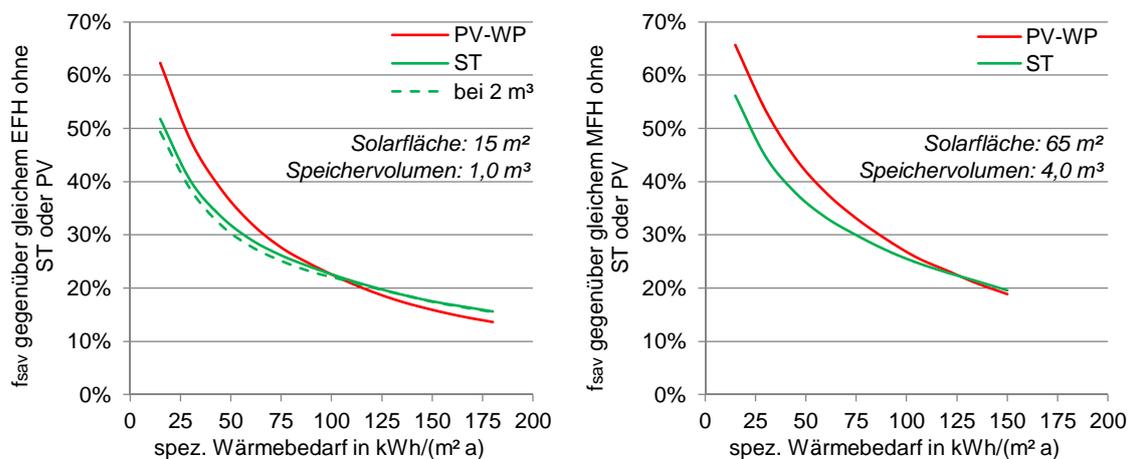
Ebenfalls aus Abbildung 5.2 ist zu erkennen, dass der Einfluss einer Vergrößerung der Solarfläche beim untersuchten Mehrfamilienhaus einen stärkeren Einfluss auf die Endenergieeinsparung hat, als es beim EFH der Fall ist. Dies resultiert aus dem im Vergleich zum EFH höheren spezifischen Trinkwarmwasserbedarf und damit in Relation höheren Wärmebedarfen in den Sommermonaten, in denen der meiste Solarertrag anfällt.

Der Einfluss der Speichergröße auf die Ergebnisse ist, wie bereits in Abschnitt 4.1 dargestellt, im untersuchten Bereich äußerst gering. Hierbei ist ein kleiner Einfluss des spezifischen Wärmespeichervolumens nur bei der Solarthermie zu erkennen. Da die PV-WP-Systeme bei heizungsunterstützendem Betrieb nicht auf den Speicher angewiesen sind, fallen deren für eine größtmögliche Endenergieeinsparung benötigten Speichervolumen um circa  $10 \text{ l}/\text{m}^2$  Solarfläche kleiner aus als bei der Solarthermie.

### Einfluss des Gebäudestandards

Des Weiteren wurde der Einfluss des Gebäudestandards untersucht. Der Heizwärmebedarf wurde hierbei vom Passivhaus mit  $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  bis hin zum mäßig sanierten Bestandsgebäude mit  $180 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  für ein Ein- und  $150 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  für ein Mehrfamilienhaus variiert.

Wie zu erwarten, ist die prozentuale Einsparung an Endenergie bei gleichbleibenden Solarflächen umso größer, je kleiner der spezifische Wärmebedarf ist. So werden mit den genannten Systemen Einsparungen an Endenergie zwischen 15 und 75 % erreicht. Jedoch profitiert das PV-WP-System deutlich stärker von einer Verbesserung des Gebäudestandards, vgl. Abbildung 5.3.



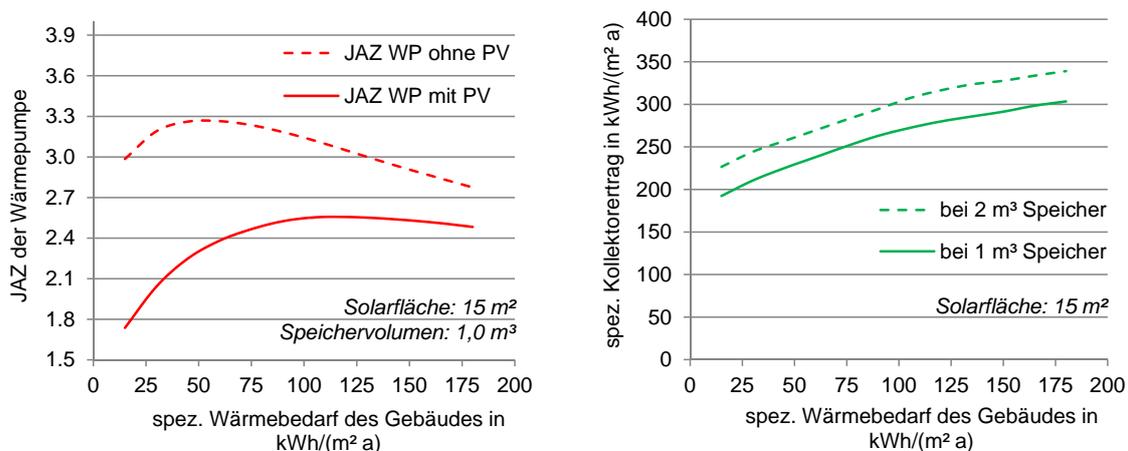
**Abb. 5.3.:** Relative Endenergieeinsparungen ( $f_{sav}$ ) gegenüber einem Gebäude ohne Solar-System. Darstellung in Abhängigkeit des spezifischen Heizwärmebedarfs. Links: EFH, rechts: MFH

Erklären lässt sich dies mit drei gleichzeitig auftretenden Effekten betreffend des Wärmebedarfs, der Heizkreistemperaturen sowie der Heizgrenztemperatur:

- Bei sinkendem Wärmebedarf eines Gebäudes, steigt der Anteil des Trinkwarmwassers am Gesamtwärmebedarf. Dieser verlagert sich in Richtung Sommer, wovon beide Systeme profitieren.
- Bei sinkenden Heizkreistemperaturen profitieren beide Systeme indirekt von tendenziell niedrigeren Temperaturen im unteren Speicherbereich. Zusätzlich profitiert das PV-WP-System direkt, da es die niedrigeren Vorlauftemperaturen mit einem besseren COP erreicht.
- Bei niedrigeren Heizgrenztemperaturen entfernen sich die Zeiträume des solaren Energieangebots und des Heizwärmebedarfs voneinander. Aufgrund des günstigeren Betriebsverhaltens des PV-WP-Systems in der Übergangszeit, sind die negativen Auswirkungen auf den solaren Nutzertrag weniger stark als beim ST-System.

Abbildung 5.4 verdeutlicht hierbei nochmals, dass ein größerer Speicher zwar für einen höheren Kollektorsertrag sorgt, dieser jedoch nicht zur weiteren Einsparung von Endenergie für die Nachheizung führt, vgl. dazu mit Abbildung 5.3 (links). Der Grund besteht darin, dass höhere Kollektorserträge aufgrund eines mangelnden Wärmebedarfs im Sommer lediglich in zusätzlichen Speicherverlusten resultieren.

Des Weiteren zeigt Abbildung 5.4 (links) nochmals, dass der positive Effekt der verminderten Heizkreistemperaturen auf den COP der Wärmepumpe überkompensiert wird. Bei energetisch besseren Gebäuden erhöhen sich die PV-Überschüsse, was in höheren Durchschnittstemperaturen des Wärmespeichers resultiert. Dadurch verschlechtert sich der COP bei Beladung des Speichers. Die dadurch sinkende JAZ ist dabei jedoch nicht gleichbedeutend mit einem schlechter arbeitenden PV-WP-System, da lediglich PV-Überschüsse verwertet wurden und somit kein negativer Einfluss auf einen erhöhten Netzstrombezug auftritt. Hinsichtlich der ökonomischen Betrachtung der Systeme ist es jedoch nicht unerheblich, ob die JAZ aufgrund schlechterer Betriebsbedingungen für die Wärmepumpe oder eines verstärkten Einsatzes des Heizstabes sinkt.



**Abb. 5.4.:** Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (links) und des ST-Kollektorsertrages (rechts) vom spezifischen Wärmebedarf des untersuchten EFH

### Auswirkungen der Verwendung des PV-Stroms auf die JAZ der Wärmepumpe

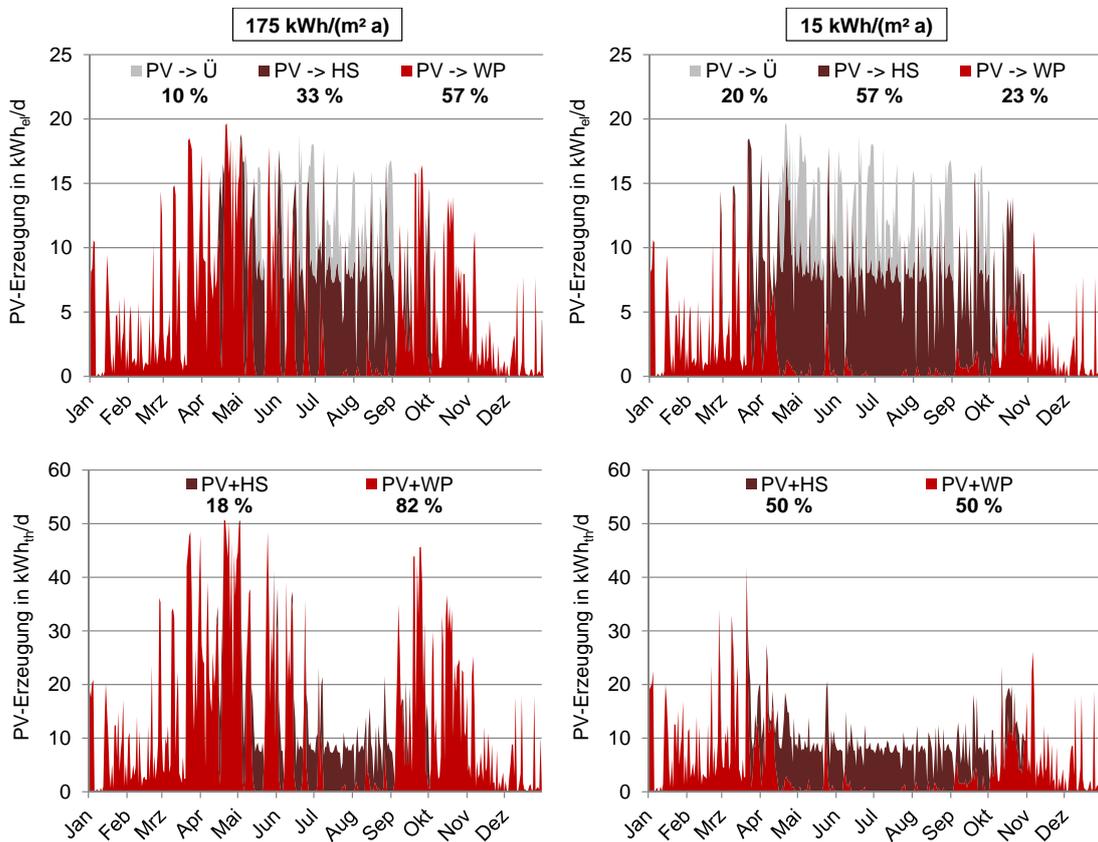
Da also die Leistungszahlen im Winter mit und ohne PV-System identisch sind, müssen diese in der Übergangszeit und den Sommermonaten deutlich absinken um eine sinkende JAZ zu veranlassen. Dabei lässt sich die Jahresarbeitszahl im Detail noch genauer analysieren:

**JAZ<sub>Netz</sub>** Entspricht der durch Netzstrom über die Wärmepumpe erzeugten Wärmemenge, dividiert durch den verbrauchten Netzstrom.

**JAZ<sub>PV+WP</sub>** Entspricht der durch PV-Strom über die Wärmepumpe erzeugten Wärmemenge, dividiert durch den verbrauchten PV-Strom.

**JAZ<sub>PV+WP+HS</sub>** Entspricht der durch PV-Strom über die Wärmepumpe und Heizstab erzeugten Wärmemenge, dividiert durch den verbrauchten PV-Strom.

Zur Verdeutlichung dieser Zusammenhänge zeigt Abbildung 5.5 den Verlauf der PV-Stromerzeugung über das Jahr und dessen Aufteilung auf die Wärmepumpe, den Heizstab und die Überschüsse (oben). Darüber hinaus wird aufgezeigt, wie viel Wärme durch die Wärmepumpe und den Heizstab im Jahresverlauf erzeugt wird (unten).



**Abb. 5.5.:** Oben: Verwendung der täglichen, elektrischen PV-Erträge und Überschüsse (Ü). Unten: Täglich erzeugte Wärmemengen. Darstellung für ein EFH mit einem Heizwärmebedarf von 175 und 15 kWh/(m<sup>2</sup> a) bei einer Solarfläche von 15 m<sup>2</sup> und einem Speichervolumen von 1 m<sup>3</sup>

Für das Referenz-EFH mit einem Jahresheizwärmebedarf von 175 kWh/(m<sup>2</sup> a) wird deutlich, dass bereits mit einem relativ kleinen 2,7-kW<sub>p</sub>-PV-System (15 m<sup>2</sup>) ein Überschuss des erzeugten Solarstroms in Höhe von 10 % des Jahresertrags auftritt. Rund 33 % wird über den

Heizstab umgesetzt. Für die Wärmeerzeugung bedeutet dies, dass gut 82 % der erzeugten Solarwärme aus der Wärmepumpe und weitere 18 % aus dem Heizstab stammen. Durch Reduzierung des Heizwärmebedarfs auf ein Minimum von  $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  verschiebt sich die Verteilung der Wärmemengen zu einem Verhältnis, in dem Wärmepumpe und Heizstab die gleiche Menge Wärme erzeugen. Der Anteil des erzeugten PV-Stroms, der dabei direkt elektrisch über den Heizstab verbraucht wird, liegt in diesem Fall bei 57 %. Die Wärmepumpe ist während des Sommers praktisch nicht in Betrieb.

Ergänzende Informationen zur Abbildung und einen Überblick über die Bandbreite der verschieden definierten Jahresarbeitszahlen finden sich in Tabelle 5.1. Insgesamt fällt die JAZ des Gesamtsystems von schlecht gedämmten hin zu energetisch optimierten Gebäuden stark ab. Der durch die niedrigeren Heizsystemtemperaturen bedingte Anstieg der auf den Netzstrom bezogenen Arbeitszahl  $JAZ_{\text{Netz}}$  wird dabei deutlich überkompensiert. Der Einfluss der im Durchschnitt höheren Speichertemperaturen macht sich dabei durch eine sinkende Jahresarbeitszahl, bezogen auf den thermisch in der Wärmepumpe genutzten PV-Überschussstrom, kaum bemerkbar. Den größten Anteil an der sinkenden Jahresarbeitszahl bei effizienteren Gebäuden hat folglich der Heizstab.

**Tab. 5.1.:** Ergänzende Angaben zu Abbildung 5.5 - Bandbreite wichtiger Kenndaten des PV-WP-Systems für EFH mit  $15 \text{ m}^2$  Solarfläche und  $1 \text{ m}^3$  Speicher sowie für MFH mit  $65 \text{ m}^2$  und  $4 \text{ m}^3$  Speicher

$Q_{\text{B.sp.HZ}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	EFH		MFH	
		175	15	128	15
$E_{\text{E.sp.PV.WP}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	106,9	43,8	108,7	55,4
$E_{\text{E.sp.PV.HS}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	62,9	107,1	67,1	109,3
$E_{\text{E.sp.PV.Ü}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	18,9	37,9	13,0	24,1
$JAZ_{\text{Netz}}$	-	2,64	3,1	2,63	3,01
$JAZ_{\text{PV+WP}}$	-	2,71	2,47	2,72	2,55
$JAZ_{\text{PV+WP+HS}}$	-	2,08	1,43	2,06	1,52
$JAZ$	-	2,49	1,74	2,44	1,82
$f_{\text{sav}}$	%	13,6	62,3	22,0	65,6

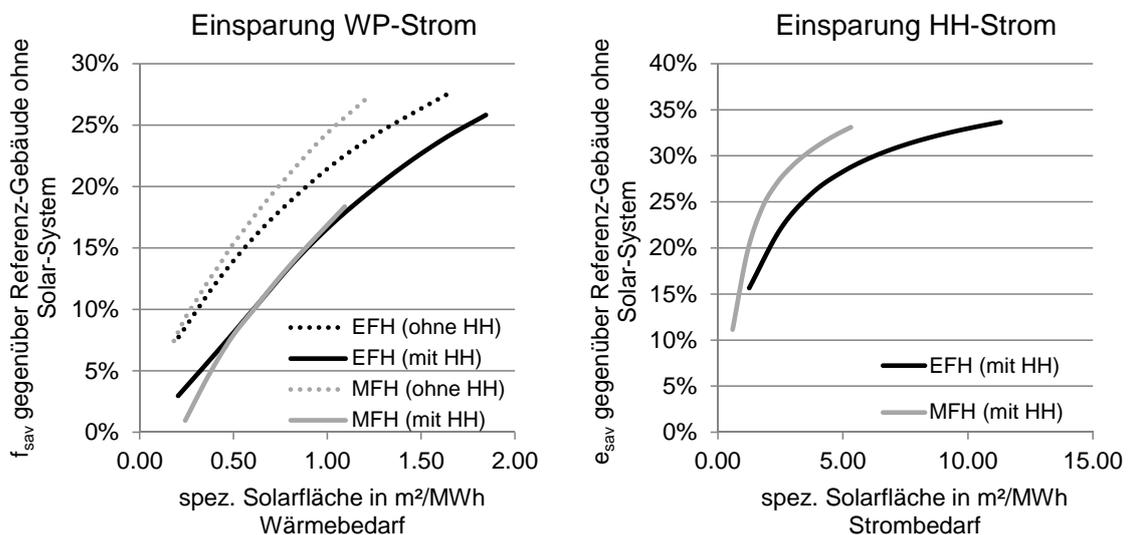
Im Folgenden Abschnitt wird lediglich auf die Änderungen eingegangen, die sich durch die Berücksichtigung des Haushaltsstromes für das PV-WP-System ergeben. Alle Ergebnisse für das ST-System behalten ihre Gültigkeit.

## 5.2. mit Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs

Bei dieser Betrachtung steht der Wärmepumpe, bedingt über den jahreszeitlich relativ konstanten elektrischen Haushaltsstrombedarf, eine kleinere Menge PV-Ertrag zur Verfügung, der direkt über die Wärmepumpe den Heizwärmebedarf decken kann. Zudem ist mit geringeren Stromüberschüssen und damit Speicherbeladungen zu rechnen. Neben der Betrachtung der Endenergieeinsparung für Wärme  $f_{\text{sav}}$ , steht nun auch die Endenergieeinsparung für Strom  $e_{\text{sav}}$  im Fokus.

### Einfluss der Solarfläche

Für das Referenz-EFH beträgt die Reduzierung des Wärmepumpenstrombedarfs zwischen 2,5 % (Solarfläche = 5 m<sup>2</sup>) und 26 % (Solarfläche = 45 m<sup>2</sup>) gegenüber einem System ohne Photovoltaik. Dies entspricht circa 3 bis 5 Prozentpunkte weniger Einsparung als bei einem System ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs, vgl. Abbildung 5.6 links. Für das Referenz-MFH fällt diese Reduktion mit 6 bis 8 Prozentpunkten deutlich größer aus. Die Erklärung liegt in einem statistisch bedingten, kontinuierlicherem Strombedarf im MFH, so dass der Wärmepumpe deutlich weniger Strom bei gleicher Dimensionierung wie im EFH zur Verfügung steht, vgl. 5.6 rechts. Jedoch wird dieser Effekt durch die 15-minütige Auflösung des Stromlastprofils unter Umständen etwas überschätzt. Eine Quantifizierung des Fehlers konnte nicht berechnet werden, da kein Lastprofil für MFH mit höherer zeitlicher Auflösung vorlag. Grundsätzlich ist es jedoch richtig, dass die Einsparung von Netzstrombezug im MFH aufgrund der höheren Stromgrundlast größer ist als im EFH.



**Abb. 5.6.:** Links: Relative Stromeinsparung der WP ( $f_{\text{sav}}$ , mit und ohne HH-Strom) gegenüber Referenz-EFH und -MFH in Abhängigkeit der auf den Gesamtwärmebedarf bezogenen Solarfläche. Rechts: Relative Stromeinsparung im Haushalt ( $e_{\text{sav}}$ ) gegenüber Referenz-EFH und -MFH in Abhängigkeit der auf den Gesamtstrombedarf bezogenen Solarfläche

### Einfluss des Gebäudestandards

Am Einfluss des Gebäudestandards auf die Endenergieeinsparung hat sich gegenüber Abbildung 5.3 auf Seite 53 qualitativ nichts verändert, weshalb auf eine gesonderte Darstellung verzichtet wird. Die erzielten Einsparungen liegen für Einfamilienhäuser bei einer Solarfläche von 15 m<sup>2</sup> und einem Wärmespeicher mit 1 m<sup>3</sup> in einem Bereich zwischen 2,5 bis 8 Prozentpunkte unter den Ergebnissen, bei denen kein Haushaltsstrom berücksichtigt wurde.

In Anlehnung an Tabelle 5.1 erfolgt an dieser Stelle ebenfalls die Zusammenfassung der wichtigsten Kenndaten der PV-WP-Systeme, vgl. Tabelle 5.2. Durch geringere PV-Überschüsse und damit geringeren Einsatz des Heizstabes steigt die auf den PV-Strom bezogene Jahresarbeitszahl leicht an. Damit verbessert sich auch die gesamte JAZ für das Referenz-EFH von 2,49 (ohne Betrachtung des HH-Stroms) auf 2,59 (mit Betrachtung des HH-Stroms). Beim energetisch effizienten EFH fällt der Sprung von 1,74 auf 2,0 nochmals deutlicher aus, da der

## Simulationsergebnisse

Anteil des Heizstabes in Relation noch stärker reduziert worden ist. Interpretiert man die Endenergieeinsparungen für Wärme und Strom ( $f_{\text{sav}}$  und  $e_{\text{sav}}$ ) als solare Deckungsgrade, so sorgen bereits 15 m<sup>2</sup> Photovoltaik (2,7 kW<sub>p</sub>) in Kombination mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe bei einem energetisch effizienten Einfamilienhaus (15 kWh/(m<sup>2</sup> a)) für mehr als die Hälfte des Wärme- und für ein Viertel des Strombedarfs.

**Tab. 5.2.:** Bandbreite wichtiger Kenndaten des PV-WP-Systems für EFH mit 15m<sup>2</sup> Solarfläche und 1 m<sup>3</sup> Speicher sowie für MFH mit 70 m<sup>2</sup> und 4 m<sup>3</sup> Speicher

$Q_{\text{B.sp.HZ}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	EFH		MFH	
		175	15	135	15
$E_{\text{E.sp.PV.HH}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	68,1	68,1	75,5	75,5
$E_{\text{E.sp.PV.WP}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	73,8	40,0	73,6	48,6
$E_{\text{E.sp.PV.HS}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	43,9	72,5	37,5	59,9
$E_{\text{E.sp.PV.Netz}}$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$	3,0	8,1	2,1	4,8
$JAZ_{\text{Netz}}$	-	2,70	3,09	2,65	2,96
$JAZ_{\text{PV+WP}}$	-	2,82	2,60	2,86	2,70
$JAZ_{\text{PV+WP+HS}}$	-	2,14	1,57	2,23	1,76
$JAZ$	-	2,59	2,00	2,55	2,14
$f_{\text{sav}}$	%	11,0	54,1	15,6	54,1
$e_{\text{sav}}$	%	26,0	26,0	31,3	31,3

## 6. Ökonomische Bewertung

Mit den in Kapitel 5 vorgestellten Simulationsergebnissen sind mehrere Möglichkeiten für ökonomische Vergleiche zwischen PV-WP und ST-Systemen entstanden. Aus rationaler Sicht werden sich die Systeme am Markt behaupten, die für möglichst günstige Wärmekosten sorgen und dabei gleichzeitig eine hohe Unabhängigkeit von künftigen Preissteigerungen der benötigten Endenergieträger aufweisen. Um diesen Vergleich nicht unnötig zu erschweren, wird davon abgesehen etwaige Förderprogramme und Zuschüsse in dieser Betrachtung zu berücksichtigen.

Im ersten Teil erfolgt in Anlehnung an Abschnitt 5.1 eine ökonomische Betrachtung ohne Berücksichtigung des Haushaltstromverbrauchs über die Bestimmung der auf den Wärmebedarf bezogenen System- und Brennstoffkosten. Im zweiten Teil wird der Betrachtungsraum erweitert. Folglich wird es in Zukunft darum gehen, mit den zur Verfügung stehenden Dachflächen möglichst hohe Kosteneinsparungen zu erreichen. Da dies im Falle von Wohngebäuden in Form von Strom- und Wärmeeinsparungen beidermaßen möglich ist, erfolgt eine integrale Betrachtung basierend auf den Ergebnissen aus 5.2.

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten erfolgt in beiden Abschnitten in Anlehnung an die Ergebnisse aus Kapitel 5 für

- für das EFH mit einer Solarfläche von 15 m<sup>2</sup> bei einem 1 m<sup>3</sup> Wärmespeicher und
- für das MFH mit einer Solarfläche von 65 m<sup>2</sup> bei einem 4 m<sup>3</sup> Wärmespeicher,

wobei die Preise und Kostenannahmen aus Tabelle 6.1 zugrunde gelegt werden.

**Tab. 6.1.:** *Bruttopreise zur Berechnung der Wärmegestehungskosten*

		EFH	MFH
<b>Energiepreise (drei Szenarien, A/B/C)</b>			
Quellen: Verbraucherportal Verivox, eigene Annahmen			
Gaspreis	€/kWh <sub>th</sub>	A: 0,07 / B: 0,085 / C: 0,10	
Strompreis	€/kWh <sub>el</sub>	A: 0,20 / B: 0,25 / C: 0,30	
<b>Solarsysteme (inkl. Montage, ohne Speicher)</b>			
Quellen: [BSW13b, BSW13a, EGK <sup>+</sup> 12]			
ST-System	€/m <sup>2</sup> (€/kW <sub>th</sub> )	577 (825)	462 (660)
PV-System	€/m <sup>2</sup> (€/kW <sub>p</sub> )	344 (1.900)	275 (1.520)
<b>Systemkomponenten (inkl. Montage)</b>			
Quellen: [Hen12, SWW12]			
Gaskessel (GK)	€/kW <sub>th</sub>	400	320
Wärmepumpe	€/kW <sub>th</sub>	800	640
Speicher inkl. FWS	€/m <sup>3</sup>	4.000	3.200

## Ökonomische Bewertung

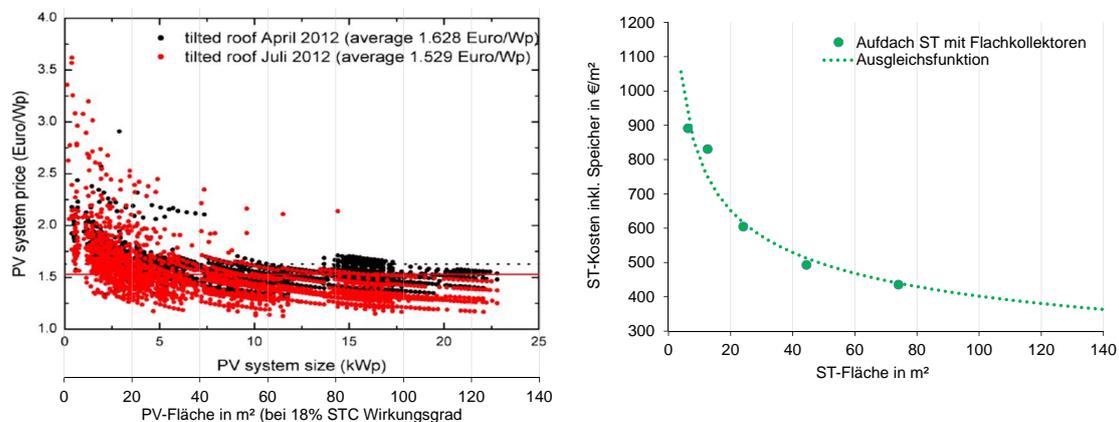
Zur Bestimmung der ST-Systemkosten ohne Speicher wurden die in der angegebenen Literatur genannten Systemkosten mit Speicher um 20 % reduziert (nach Ebert 11 % [EGK<sup>+</sup>12], nach Eicker 26 % [Eic12]).

Für die Endeneriepreise existieren drei Szenarien:

**Für die Gaspreise gilt:** Szenario A entspricht aktuellen, sehr günstigen Gas-Tarifen, Szenario B stellt einen gehobenen Mittelwert dar und Szenario C ist als mittlere Preisannahme der nächsten Jahre zu verstehen.

**Für die Strompreise gilt:** Szenario A entspricht aktuellen, sehr günstigen Wärmepumpen-Strom-Tarifen, Szenario B stellt einen gehobenen Mittelwert dar und Szenario C gilt als mittlere Preisannahme der nächsten Jahre, wobei dieser Wert in Abschnitt 6.2 als Haushaltsstrompreis genutzt wird.

Für die Kosten der Solarsysteme wird auch bei Veränderung der Solarfläche weiterhin mit den in Tabelle 6.1 genannten Systemkosten gerechnet, auch wenn bekannt ist, dass die auf die Fläche bezogenen Systemkosten bei Vergrößerung der Systeme sinken. Abbildung 6.1 stellt diesen Sachverhalt dar.<sup>34</sup> Während für ein ST-System der Systempreis bei Vergrößerung der Solarfläche von 20 auf 40 m<sup>2</sup> um circa 19 % fällt, liegt die spezifische Kostenreduzierung bei PV-System mit etwa 13 % etwas darunter. Die PV-Preise beinhalten jedoch noch keine Fixkosten für einen Speicher und die für ein vollständiges Heizungssystem benötigte Wärmepumpe. An dieser Stelle wird davon ausgegangen, dass sich durch Berücksichtigung dieser zusätzlichen Systemkosten ähnliche prozentuale Kostenreduktionen der PV-Systeme bei Vergrößerung der Solarflächen wie bei den ST-Systemen ergeben.



**Abb. 6.1.:** Links: Abhängigkeit der PV-Systemkosten (netto, inkl. Montage) von der Systemgröße [SMC<sup>+</sup>12]. Rechts: Abhängigkeit der ST-Systemkosten (brutto, inkl. Speicher und Montage) von der Systemgröße [BSW13b], Stand 07/2010

An dieser Stelle wird nochmal darauf hingewiesen, dass die in Abbildung 6.1 aufgezeigten Kosten sowohl für PV-, als auch für ST-Systeme keine aktuellen Marktpreise widerspiegeln. So sind laut Fahrplan Solarwärme des Bundesverband Solarwirtschaft die Solarthermie-Systempreise in den letzten Jahren sogar gestiegen (vgl. [EGK<sup>+</sup>12], S. 41 ff.). Für die ökonomi-

<sup>34</sup> Die Abbildungen sollen nur für einen qualitativen Vergleich der Kostenveränderung in Abhängigkeit der Systemgröße betrachtet werden und dienen nicht für einen Vergleich absoluter Systempreise zwischen der Solarthermie und Photovoltaik.

sche Betrachtung werden die aktuellsten Daten des Solarwärme-Atlas und des Photovoltaik-Preisindex verwendet, vgl. auch Abbildung 1.2 auf Seite 2. Eine Übersicht über das Verhältnis von Gebäudestandard zu installierter thermischer Leistung des Gaskessels bzw. der Wärmepumpe findet sich im Anhang A.5 auf Seite 94.

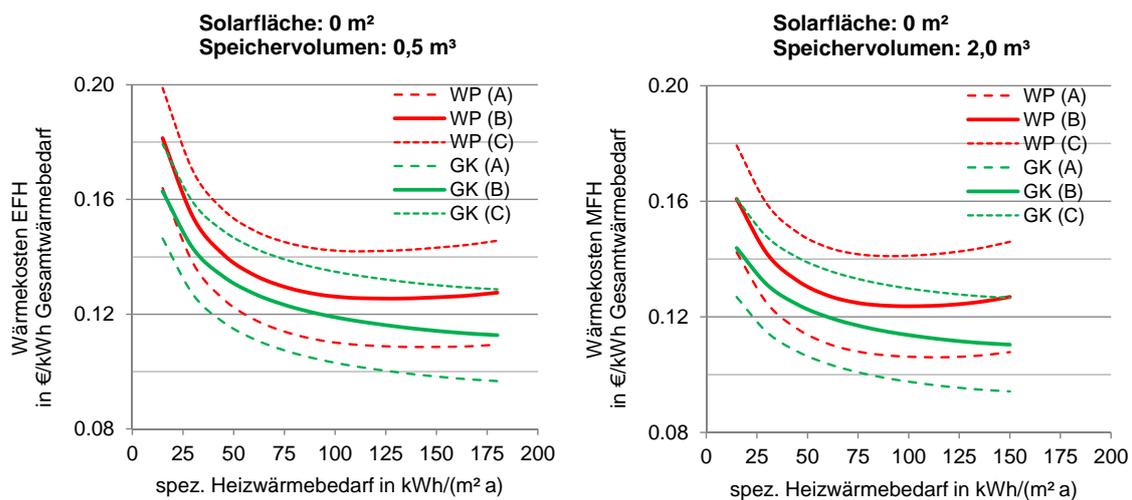
## 6.1. ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs

Im Folgenden werden die auf den Gesamtwärmebedarf bezogenen Kosten  $K_{\text{sp.B.HZ+TWW}}$  in Abhängigkeit des Gebäudestandards über

$$K_{\text{sp.B.HZ+TWW}} = \frac{K_{\text{Invest}} * anf + K_{\text{a.Betrieb}}}{Q_{\text{B.a.HZ+TWW}}} \quad (6.1)$$

mit Hilfe des Annuitätenfaktors  $anf$  bei 3 % Zins berechnet. Die Laufzeit und Lebensdauer der Komponenten wurde mit 20 Jahren angenommen.<sup>35</sup> Dabei stellt  $K_{\text{Invest}}$  die Brutto-Investitionskosten in die Systemtechnik inklusive Montage dar. Die jährlichen Betriebskosten  $K_{\text{a.Betrieb}}$  setzen sich aus den laufenden Kosten für Gas und Strom sowie den Grundgebühren und Wartungskosten zusammen, welche mit 2 % der Investitionskosten angenommen werden. Die Bezugsgröße für die entstehenden Kosten der Systeme stellt der jährliche Endenergiebedarf für Wärme  $Q_{\text{V.a.HZ+TWW}}$  dar.

Für ein besseres Verständnis des Einfluss der Solarsysteme auf die Wärmegestehungskosten stellt Abbildung 6.2 diese zunächst für den Fall da, dass keine Photovoltaik oder Solarthermie eingesetzt wird. Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Kosten bleibt gleich, mit der Ausnahme, dass die Investitionskosten für den Wärmespeicher halbiert werden, da kein Speichervolumen für Solarsysteme vorgehalten werden muss.

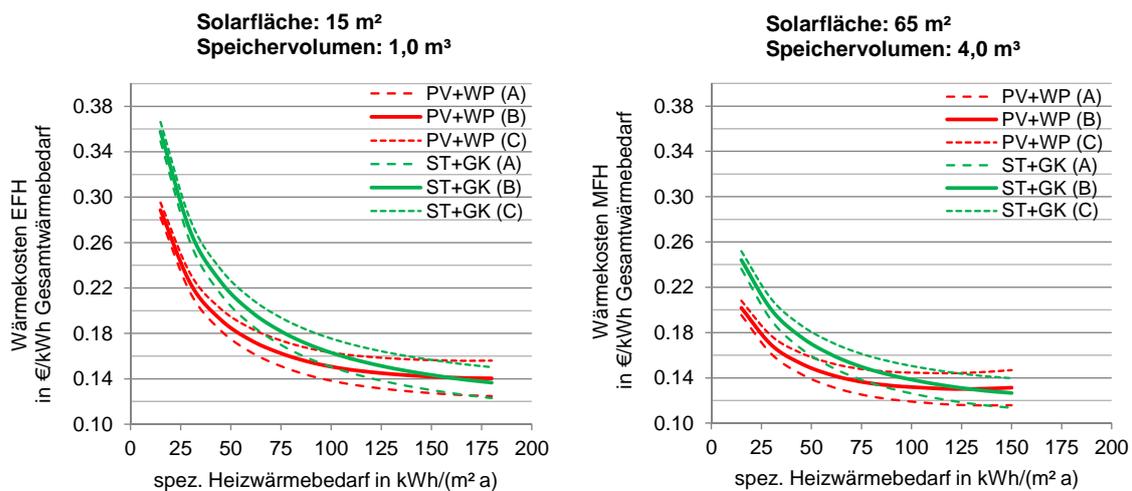


**Abb. 6.2.:** Wärmegestehungskosten monovalenter WP- und GK-Systeme in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: EFH, rechts: MFH

<sup>35</sup> Dies deckt sich, bis auf eine Ausnahme bei den PV-Systemen, mit den Annahmen des Fraunhofer ISE [HP12]. Für die PV-Kosten können die getroffenen Annahmen folglich als konservativ betrachtet werden.

Die Wärmekosten der WP-Systeme liegen für alle Gebäudetypen zwischen 1-2 Cent/kWh über denen der GK-Systeme. Am deutlichsten ist der Unterschied bei den energetisch schlechtesten Gebäuden. Allgemein ist ein Anstieg der Kosten hin zu sehr wärmeeffizienten Gebäuden zu beobachten, da die Fixkosten für den Wärmespeicher und Wartungskosten auf eine immer kleiner werdende Wärmemenge umgelegt werden. Ausgehend von energetisch sehr schlechten Gebäuden sinken die Wärmekosten jedoch zunächst mit verbessertem Dämmstandard bei den WP-Systemen im Gegensatz zu den GK-Systemen, was auf eine steigende JAZ in Folge der sinkenden Heizkreistemperaturen zurückzuführen ist.

Werden Photovoltaik und Solarthermie den Systemen hinzugefügt, so fällt auf, dass die spezifischen Wärmekosten höher ausfallen, als ohne Solarthermie und Wärmepumpe. So können die jährlichen Brennstoffkosten zwar um 15 bis 75 % gesenkt werden, vgl. Abbildung 5.3, doch sorgen die hohen Investitionskosten dafür, dass die mittleren Wärmekosten über 20 Jahre  $K_{sp.B.HZ+TWW}$  trotzdem hoch sind.<sup>36</sup> Interessant ist jedoch im Vergleich der Systeme untereinander, dass der Einsatz der Photovoltaik im WP-System deutlich kostendämpfender wirkt, als die Solarthermie auf das GK-System. Wie Kapitel 4 und 5 gezeigt haben, liegt der Nutzen pro Quadratmeter Solarfläche bei beiden Systemen in der gleichen Größenordnung, doch ist die Photovoltaik flächenspezifisch circa 40 % günstiger.



**Abb. 6.3.:** Wärmegestehungskosten definierter PV-WP und ST-Systeme in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: EFH, rechts: MFH

Diese Ergebnisse zeigen, dass Photovoltaik-Systeme in Kombination mit Wärmepumpen ernsthaft in Konkurrenz zur Solarthermie stehen. Dies gilt selbst unter den sehr konservativen Annahmen, dass überschüssiger PV-Strom weder ins Netz eingespeist oder auf eine andere Art elektrisch genutzt wird und somit für keine Vergütung sorgt.

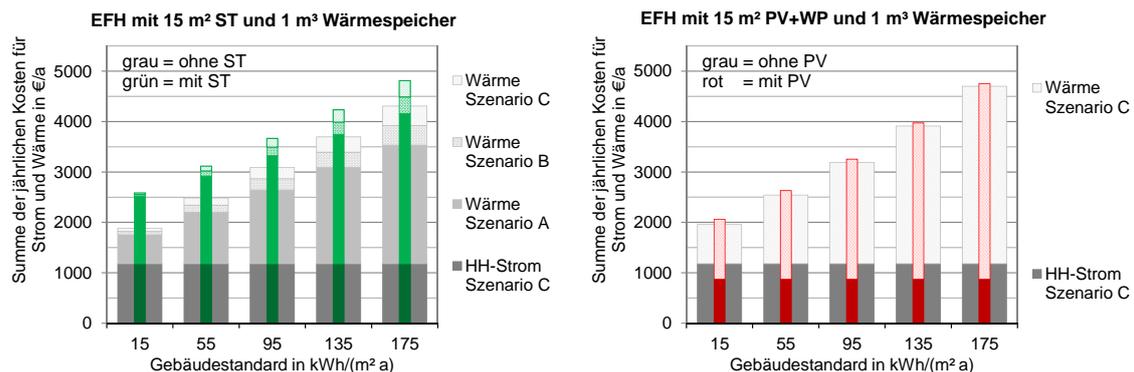
<sup>36</sup> Höhere Energiepreise machen die Systeme wirtschaftlicher. Hierzu sei angemerkt, dass die Preise aus dem Szenario C als mittlere Energiekosten der nächsten zwanzig Jahre voraussichtlich sehr konservativ abgeschätzt wurden.

## 6.2. mit Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs

Aus heutiger Sicht und auch für die Zukunft ist es absehbar, dass PV-WP-Systeme anders als in Abschnitt 5.1 betrieben werden. So werden PV-Systeme, deren Stromgestehungskosten in der Regel unterhalb der Haushaltsstrompreise liegen, mit an den Haushaltsstromkreis angeschlossen. Damit der PV-Strom auch in der Wärmepumpe umgesetzt werden kann, würde diese ebenfalls mit am Haushaltsstromzähler betrieben werden. Ein extra Anschluss für die Wärmepumpe wäre überfällig. Nachteilig an dieser Vorgehensweise ist jedoch, dass in Gebieten mit verfügbaren Wärmepumpen-Tarifen der in der Regel teure Haushaltsstrompreis für die WP genutzt werden muss. Aus diesem Grund werden die folgenden Ergebnisse für das PV-WP-System ausschließlich für das Preis-Szenario C dargestellt.

Mit der Berücksichtigung von Strom- und Wärmekosten macht es aus Gründen der Übersichtlichkeit wenig Sinn, die Wärme- und Stromkosten separat nach Formel 6.1 zu berechnen. Daher es folgt eine Darstellung der absoluten jährlichen Kosten  $K_{abs.a}$ , bestehend aus den jährlichen Haushaltsstromverbrauchskosten  $K_{V.a.EL.HH}$  und den jährlichen Wärmeverbrauchskosten  $K_{V.HZ+TWW}$ , welche durch  $K_{Invest} * anf + K_{a.Betrieb}$  repräsentiert werden.

Abbildung 6.4 zeigt die Ergebnisse für Einfamilienhäuser in Abhängigkeit des Gebäudestandards unter Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs. Auf der linken Seite wird für die Systeme mit Solarthermie und Gaskessel deutlich, dass, wie auch schon aus Abschnitt (6.1) bekannt, die Wärmekosten und damit insgesamt die Kosten für Endenergie höher ausfallen als ohne den Einsatz der ST. Hiermit wird deutlich, warum die Solarthermie in jedem Fall, wie auch durch das Marktanzreizprogramm der BAFA praktiziert, auf Förderungen angewiesen ist. Auf Seiten der Photovoltaik-Systeme mit Wärmepumpen ergibt sich ein etwas anderes Bild. Durch die Einsparung von Netzstrombezug bei der Wärmepumpe und beim Haushalt sind die jährlichen Gesamtkosten mit und ohne Photovoltaik nahezu identisch. Im Vergleich zu den Systemen mit Gaskessel fällt jedoch auf, dass ein System ohne ST oder PV selbst bei Annahme eines Gaspreises von 10 Cent/kWh immer noch günstiger ist.

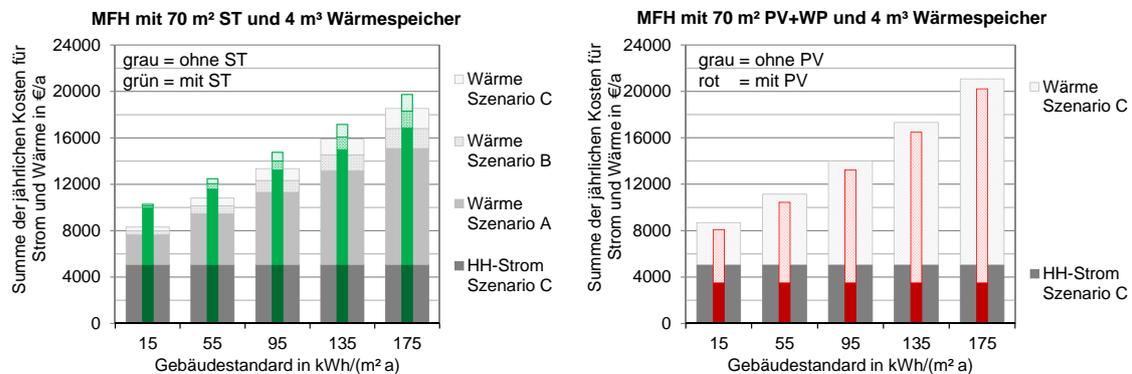


**Abb. 6.4.:** Jährliche Kosten für Strom und Wärme für EFH mit und ohne 15 m<sup>2</sup> Solarfläche und einem 1 m<sup>3</sup> Wärmespeicher in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: ST+GK, rechts: PV+WP

Dabei erhöht eine mögliche Einspeisung von PV-Überschüssen die Wirtschaftlichkeit aufgrund zu geringer Erträge praktisch nicht. So lassen sich bei Annahme einer Einspeisevergütung von 15 Cent/kWh lediglich zwischen 7 (EFH mit 175 kWh/(m<sup>2</sup> a)) und 18 € (EFH mit 15 kWh/(m<sup>2</sup> a))

jährlich erwirtschaften. Bietet das Dach mehr als 15 m<sup>2</sup> (2,7 kW<sub>p</sub>) Platz für das PV-System, kann die Ökonomie bei verfügbaren Einspeisevergütungen weiter erhöht werden.<sup>37</sup>

Für die betrachteten Mehrfamilienhäuser ergeben sich auf Seiten der PV-WP-Systeme noch wesentliche Unterschiede, vgl. Abbildung 6.5. Aufgrund eines generell für die Wirtschaftlichkeit von Solar-Systemen positiven Umstandes hoher sommerlicher Wärmebedarfe, sind in diesem Fall PV-WP-Systeme günstiger als monovalente Systeme, die nur mit einer Wärmepumpe arbeiten. Zudem können die in den energieeffizienten Gebäuden untersuchten PV-WP-Systeme bereits mit heutigen Preisen für Strom und Gas direkt mit Systemen konkurrieren, die ausschließlich mit einem Gaskessel heizen. So belaufen sich die jährlichen Gesamtkosten für Strom und Wärme bei einem MFH mit 15 kWh/(m<sup>2</sup> a) bei Annahme eines mittleren Gaspreises von 8,5 Cent/kWh auf 7.956 € pro Jahr. Demgegenüber stehen bei Annahme eines sehr hohen Strompreis von 30 Cent/kWh jährliche Ausgaben beim PV-WP-System von 8.076 €.



**Abb. 6.5.:** Jährliche Kosten für Strom und Wärme für MFH mit und ohne 70 m<sup>2</sup> Solarfläche und einem 4 m<sup>3</sup> Wärmespeicher in Abhängigkeit des Gebäudestandards für drei verschiedene Energiepreis-Szenarien. Links: ST+GK, rechts: PV+WP

Die Betrachtungen des Abschnitts 6.2 zeigen, dass PV-WP-Systeme unter den genannten Bedingungen ST-Systemen mit Gaskesseln besonders hin zu effizienteren Gebäuden aus ökonomischer Sicht überlegen sein können. Bei weniger effizienten Gebäuden und vor allem ohne Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs existieren jedoch auch Vorteile für ST-Systeme.

<sup>37</sup> Solange die Einspeisevergütung höher ist als der Wert der durch den Heizstab erzeugten Wärme, wäre es noch besser, den Einsatz des Heizstabs vor Erreichen eines vollen Speichers zu unterbinden. Eine solche dynamische Regelung war jedoch nicht Teil dieser Ausarbeitung.

## 7. Zusammenfassung

Mit Hilfe der Simulationsumgebung INSEL konnte eine detaillierte Modellierung sowie umfangreiche Simulationen von Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen und Solarthermie-Systemen in Kombination mit Gaskesseln durchgeführt werden. Ein besonderes Merkmal der Jahressimulationen stellt dabei die Konsistenz der Wärme und Stromlastgänge dar, die für jedes Gebäude und jeden Standort in Abhängigkeit der Wetterdaten generiert wurden.

Mit den Erkenntnissen zu den Systemsensitivitäten einzelner Komponenten und Teil-Systeme wurden wesentliche Merkmale und Unterschiede von PV-WP und ST-Systemen herausgestellt. Dabei ist grundsätzlich festzustellen, dass die auf die Solarfläche bezogenen Wärmeerträge beider Systeme für die meisten Anwendungsfälle sehr ähnlich ausfallen. Darüber hinaus existieren jedoch zahlreiche spezifische Besonderheiten der Systeme:

**Temperatursensibilität** Grundsätzlich reagieren sowohl PV-WP-Kombinationen als auch ST-Systeme mit sinkenden Wirkungsgraden bei steigenden Ziel- und/oder fallenden Außentemperaturen. Im Gegensatz zur Solarthermie nimmt die Temperatursensibilität bei der untersuchten Luft/Wasser-Wärmepumpe von kalten zu warmen Außentemperaturen überproportional stark zu, so dass sich sehr gute Systemeffizienzen im Bereich hoher Außentemperaturen ergeben. Umgekehrt zeigt das ST-System gute Betriebseigenschaften bei mittleren Außentemperaturen und gleichzeitig hohen Einstrahlungen. Hier zeigt sich deutlich, dass vor allem hohe Zieltemperaturen über die Solarthermie wesentlich effizienter erzeugt werden können als mit PV-Wärmepumpen-Kombinationen. Voraussetzung dafür ist jedoch eine temperaturabhängige Anpassung des Kollektorzustroms.

**Ausrichtung und Neigung** Beide Systeme verlangen gleichermaßen nach steileren Anstellwinkeln der Solarflächen bei Gebäuden, dessen Wärmebedarf durch Heizgrenztemperaturverschiebung zunehmend im Winterhalbjahr liegt. PV-WP-Systeme sind im Gegensatz zu ST-Systemen dabei jedoch deutlich unsensibler, was eine Abweichung der Ausrichtung vom theoretischen Optimum betrifft. Dies resultiert darin, dass photovoltaisch erzeugter Strom unabhängig von der Außentemperatur und Höhe der PV-Leistung über die Wärmepumpe auf Wärme beliebiger Temperaturen gewandelt werden kann. Die Laufzeiten von PV-Wärmepumpen-Systemen sind damit deutlich größer als die der Solarthermie.

**Gebäudestandort** Die Untersuchung der Systeme in allen Testreferenzgebieten Deutschlands zeigt, dass der Ort und damit das ortstypische Wetter für große Unterschiede und auch gegenläufige Ergebnisse beider Systeme sorgen kann. Für ein Solarsystem mit 15 m<sup>2</sup> PV bzw. ST schwankten die erreichten Endenergieeinsparungen für ein definiertes Gebäude mit konstantem Wärmebedarf je nach Ort in einem Bereich von 13 bis 21 %. Tendenziell profitiert die Solarthermie dabei stärker als PV-WP-Systeme von Regionen mit hohen jährlichen Globalstrahlungssummen.

Für den ökonomischen Vergleich wurden Systeme mit für die Solarthermie üblichen Solarflächen und Speichergrößen simuliert. Ohne die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs des

## *Zusammenfassung*

PV-Stroms im Haushalt und unter heutigen Preisannahmen für Strom und Gas zeigt sich, dass weder PV-WP- noch ST-Systeme ökonomische Vorteile gegenüber einfachen, auf Gaskesseln basierenden Heizungssystemen ermöglichen. Wird der photovoltaisch erzeugte Strom, wie bereits heute üblich, mit im Haushalt verbraucht und gleichzeitig die Wärmepumpe mit am Haushaltsstromnetz betrieben, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der PV-WP-Systeme signifikant. So können im Bereich der MFH bei Annahme heutiger Energiepreise bereits Energiekosten realisiert werden, die mit günstigen Standard-Gasheizungen konkurrieren können.

Aus technischer und ökonomischer Sicht wird die Solarthermie mit den bereits auf dem Markt erscheinenden PV-WP-Systemen aus Sicht des Autors eine ernstzunehmende Konkurrenz bekommen.

## 8. Ausblick

Mit dieser Ausarbeitung sind zahlreiche Anknüpfungspunkte entstanden, an denen weitere Forschungsarbeiten geleistet werden sollten.

### **zur Systemmodellierung**

Die Modellierung der Solarsysteme in INSEL wird auch rückblickend für sinnvoll erachtet. Einzig das Speichermodell sollte entweder neu entwickelt oder zumindest für den Einsatz moderner Heizungs- und Erzeugungssysteme angepasst werden. Alternativ kann es angestrebt werden, das Solarthermie-System testweise in identischer Weise zum PV-Wärmepumpen-System zu betreiben. So sollte versucht werden die Solarthermie direkt in den Heizkreis mit einzubinden um ähnliche Voraussetzungen zu schaffen, wie sie auch für die Wärmepumpe vorliegen. Für das Wärmepumpenmodell und dessen Regelung sollte zudem noch die Möglichkeit geschaffen werden auch erd- oder grundwassergekoppelte Wärmepumpen abbilden zu können. Tendenziell sind hierdurch aus technischer Sicht deutliche Effizienzgewinne im Winterhalbjahr zu erwarten.

### **zur Solarthermie**

Alle Ergebnisse dieser Ausarbeitung beruhen auf der Auswahl eines konkreten Kollektormodells. Gerade in Bezug auf die Leistungsfähigkeit der Solarthermiesysteme in der Übergangszeit und im Winter sollte der Einfluss von hocheffizienten Vakuumröhren oder -flachkollektoren simulativ ermittelt werden. Darüber hinaus zeigt diese Untersuchung auf, dass der Einfluss des Kollektorzvolumenstroms auf die möglichen Systemlaufzeiten und -effizienzen von entscheidender Bedeutung ist. Hiernach gilt es zu klären, wie groß der theoretische Vorteil durch ein außen- und zieltemperaturgeregeltes Matched-Flow-System gegenüber den Varianten mit konstantem Volumenstrom ist.

### **zun den Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen**

Es wurde gezeigt, dass PV-WP-Kombinationen sowohl technisch als auch ökonomisch ein großes Potential haben. Aufgrund der direkten Kopplung von Photovoltaik, Haushaltsstrom und Stromverbrauch der Wärmepumpe, sind die Untersuchungen und Überlegungen zu den Eigenverbrauchsanteilen der Systeme zu erweitern. So ist der Einfluss des Haushaltsstrombedarfs hinsichtlich Höhe und Verlauf noch weiter zu untersuchen. Gleichzeitig sollten Regelalgorithmen entwickelt und untersucht werden, die zwischen Wärmepumpen-, Heizstab-, Netz- und potentiell auch Batteriebetrieb unter ökonomischen Gesichtspunkten den Betrieb des PV-Systems optimieren.



# Literaturverzeichnis

- [AH07] ARETZ, Astrid ; HIRSCHL, Bernd: *Biomassepotenziale in Deutschland - Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden*. Eberswalde : Fachhochschule Eberswalde, 2007
- [BDM12] BÖHME, Dieter ; DÜRRSCHMIDT, Wolfhart ; MARK, Michael van: *Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012
- [BHA11] BOST, Mark ; HIRSCHL, Bernd ; ARETZ, Astrid: *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik*. Berlin : Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2011
- [BMW13] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi) (Hrsg.): *Zahlen und Fakten – Energiedaten – Gesamtausgabe*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html>. Version: 2013
- [BSW13a] BSW - BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Photovoltaik-Preisindex*. <http://www.solarwirtschaft.de/preisindex>. Version: 2013
- [BSW13b] BSW - BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Solaratlas*. <http://www.solaratlas.de/>. Version: 2013
- [Bun11] BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR) (Hrsg.): *Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. Offenbach : Climate & Environment Consulting Potsdam GmbH, Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011
- [DEN09] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (Hrsg.): *Muster-Energieausweis*. [http://www.zukunft-haus.info/fileadmin/zukunft-haus/energieausweis/Muster\\_GS\\_EA\\_WG.pdf](http://www.zukunft-haus.info/fileadmin/zukunft-haus/energieausweis/Muster_GS_EA_WG.pdf). Version: 2009
- [DES06] STATISTISCHES BUNDESAMT (Hrsg.): *Mikrozensus-Zusatzerhebung 2006 – Bestand und Struktur der Wohneinheiten sowie Wohnsituation der Haushalte*. Wiesbaden, 2006 (Fachserie 5)
- [DES09] STATISTISCHES BUNDESAMT (Hrsg.): *Wirtschaftsrechnungen – Einkommens- und Verbrauchsstichprobe – Haus- und Grundbesitz sowie Wohnverhältnisse privater Haushalte*. Wiesbaden, 2009 (Fachserie 15)
- [DFH<sup>+</sup>07] DUBIELZIG, Guido ; FREY, Hellmuth ; HEIKRODT, Klaus ; KSINSIK, Kai ; NUNN, Albrecht ; SCHOLZ, Wulf-Hagen ; WINKELMANN, Thomas: *VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. Düsseldorf, 2007 (Fortschrittsberichte, Reihe 6)

## Literaturverzeichnis

- [DLB<sup>+</sup>02] DIEFENBACH, Nikolaus ; LOGA, Tobias ; BORN, Ralf ; GROSSKLOS, Marc ; HERBERT, Carsten: *Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand*. Darmstadt : Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2002 (November 2002)
- [Dop12] GMBH doppelintegral (Hrsg.): *insel 8*. <http://www.insel.eu/index.php?id=301>. Version: 2012
- [EGK<sup>+</sup>12] EBERT, Volkmar ; GÜNTHER, Roland ; KREMER, Zsolt ; PAJOR, Raymond ; BAUER, Dan ; DRÜCK, Harald ; SOMMER, Karola ; JAHNKE, Katy ; BSW - BUNDERVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Fahrplan Solarwärme*. Berlin : Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik ITW, co2online gGmbH, Technomar GmbH, 2012
- [Eic12] EICKER, Ursula: *Solare Technologien für Gebäude*. 2. Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2012. – ISBN 978-3-8348-1281-0
- [Fuh12] FUHS, Michael: Mehr als heiße Luft. In: *Photovoltaik* (2012), Nr. 1, S. 46–51
- [Hen12] HENNING, Hans-Martin: Energetisch-ökonomische Bewertungsgrößen für solarthermische Anlagen. In: *22. Symposium Thermische Solarenergie*. Bad Staffelstein : Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2012
- [HP12] HENNING, Hans-Martin ; PALZER, Andreas: *100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. Freiburg im Breisgau : Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2012
- [JV05] JORDAN, Ulrike ; VAJEN, Klaus: DHWcalc: Program to generate domestic hot water profiles with statistical means for user defined conditions. In: *ISES Solar World Congress*. Orlando : International Solar Energy Society (ISES), 2005
- [KBH<sup>+</sup>08] KUNZ, Peter ; BETSCHART, Werner ; HUBACHER, Peter ; LÖHRER, Rolf ; MÜLLER, Andreas ; BUNDESAMT FÜR ENERGIE (BFE) (Hrsg.): *Handbuch Wärmepumpen - Planung, Optimierung, Betrieb, Wartung*. Zürich : Faktor Verlag, 2008
- [Klu79] KLUCHER, T.M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: *Solar Energy* 23 (1979), Januar, Nr. 2, S. 111–114
- [LESZ12] LÖSCHEL, Andreas ; ERDMANN, Georg ; STAISS, Frithjof ; ZIESING, Hans-Joachim: *Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“*. Berlin, Mannheim, Stuttgart : ENERGIE DER ZUKUNFT Kommission zum Monitoring-Prozess, 2012. – ISBN 3031426908
- [Log04] LOGA, Tobias: *Die Heizperiodenbilanz im Vergleich zum Monatsbilanzverfahren – Abschätzung der Heizgrenztemperaturen und Bilanzzeiten für das Heizperiodenbilanzverfahren nach EN 832 / DIN V 4108-6*. Darmstadt : Institut für Wohnen und Umwelt GmbH, 2004 (0049). – ISBN 3-932074-74-2
- [Moc12] MOCKER, Bettina: *Masterprojekt – Simulation einer Wärmepumpe mit dem Simulationsprogramm INSEL*. Köln : Studiengang Maschinenbau an der Fachhochschule Köln, 2012
- [MS11] MARX, Roman ; SPINDLER, Klaus: Modellierung von Wärmepumpen anhang eines komponentenbasierten Modells unter Berücksichtigung transienter Betriebsweisen. In: *KI – Kälte, Luft, Klimatechnik* (2011), Nr. 06/07, S. 33–37

- [MWHO09] MARTI, Jörg ; WITZIG, Andreas ; HUBER, Arthur ; OCHS, Markus: *Simulation von Wärmepumpen-Systemen in Polysun 4*. Bern : Bundesamt für Energie (BFE), 2009
- [OSS07] ORASCHEWSKI, Manfred ; SCHEINER, Joachim ; SCHUSTER, Stephan: *Kälte-, Klima- und Kühltechnik*. Dortmund : WILO AG, 2007
- [Pod11] PODEWILS, Christoph: Ausgeheizt – Mit Photovoltaikanlagen lässt sich warmes Wasser günstiger erzeugen als mit Solarthermie. In: *PHOTON* November (2011), S. 120–125
- [Qua13] QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. 8. Auflage. München : Hanser Verlag, 2013. – ISBN 978-3-4464-3526-1
- [RF12] RUESCH, Florian ; FRANK, Elimar: Experimentelle Analyse und Vergleich von Frischwassermodulen. In: *22. Symposium Thermische Solarenergie*. Bad Staffelstein : Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2012
- [SBCE11] STRZALKA, Aneta ; BOGDAHN, Jürgen ; COORS, Volker ; EICKER, Ursula: 3D City Modelling for Urban Scale Heating Energy Demand Forecasting. In: *ASHRAE HVAC&R* 17 (2011), Nr. 4, S. 526–539
- [SD12] SOMMER, Karola ; DRÜCK, Harald: *Vergleich der photovoltaischen und solarthermischen Wärmeerzeugung zur Nutzung im Einfamilienhaus*. Stuttgart : Forschungs- und Testzentrum Solaranlagen (TZS), Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (ITW), 2012
- [SDE12] SCHUMACHER, Jürgen ; DUMINIL, Eric ; EICKER, Ursula: Automatische Generierung von modularen dynamischen Gebäudemodellen. In: *BauSIM – Fourth German-Austrian IBPSA Conference*. Berlin : IBPSA-Germany, September 2012, S. 8–12
- [SECS10] STRZALKA, Aneta ; EICKER, Ursula ; COORS, Volker ; SCHUMACHER, Jürgen: Modelling energy demand for heating at city scale. In: *SimBuild – Fourth National Conference*. New York : IBPSA-USA, August 2010, S. 358–364
- [SGE<sup>+</sup>04] SCHLOMANN, Barbara ; GRUBER, Edelgard ; EICHHAMMER, Wolfgang ; KLING, Nicola ; DIEKMANN, Jochen ; ZIESING, Hans-Joachim ; RIEKE, Heilwig ; WITTKER, Franz ; HERZOG, Till ; BARBOSA, Mario ; LUTZ, Sylvia ; BROESKE, Uwe ; MERTEN, Dieter ; FALKENBERG, Doris ; NILL, Moritz ; KALTSCHMITT, Martin ; GEIGER, Bernd ; KLEEBERGER, Heinrich ; ECKL, Roland: *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen*. Karlsruhe : Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 2004
- [Sic12] SICK, Friedrich: *TRNSYS Simulationen für verschiedene Ein- und Mehrfamilienhausgebäude mit Klimadaten des Standorts Berlin Tempelhof*. Berlin, 2012
- [SMA13] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG (Hrsg.): *SMA Solar Technology AG kooperiert mit Stiebel Eltron und Vaillant*. [http://www.sma.de/uploads/media/20130321\\_PM\\_SMA\\_Kooperation\\_Stiebel\\_Vaillant.pdf](http://www.sma.de/uploads/media/20130321_PM_SMA_Kooperation_Stiebel_Vaillant.pdf). Version: 2013

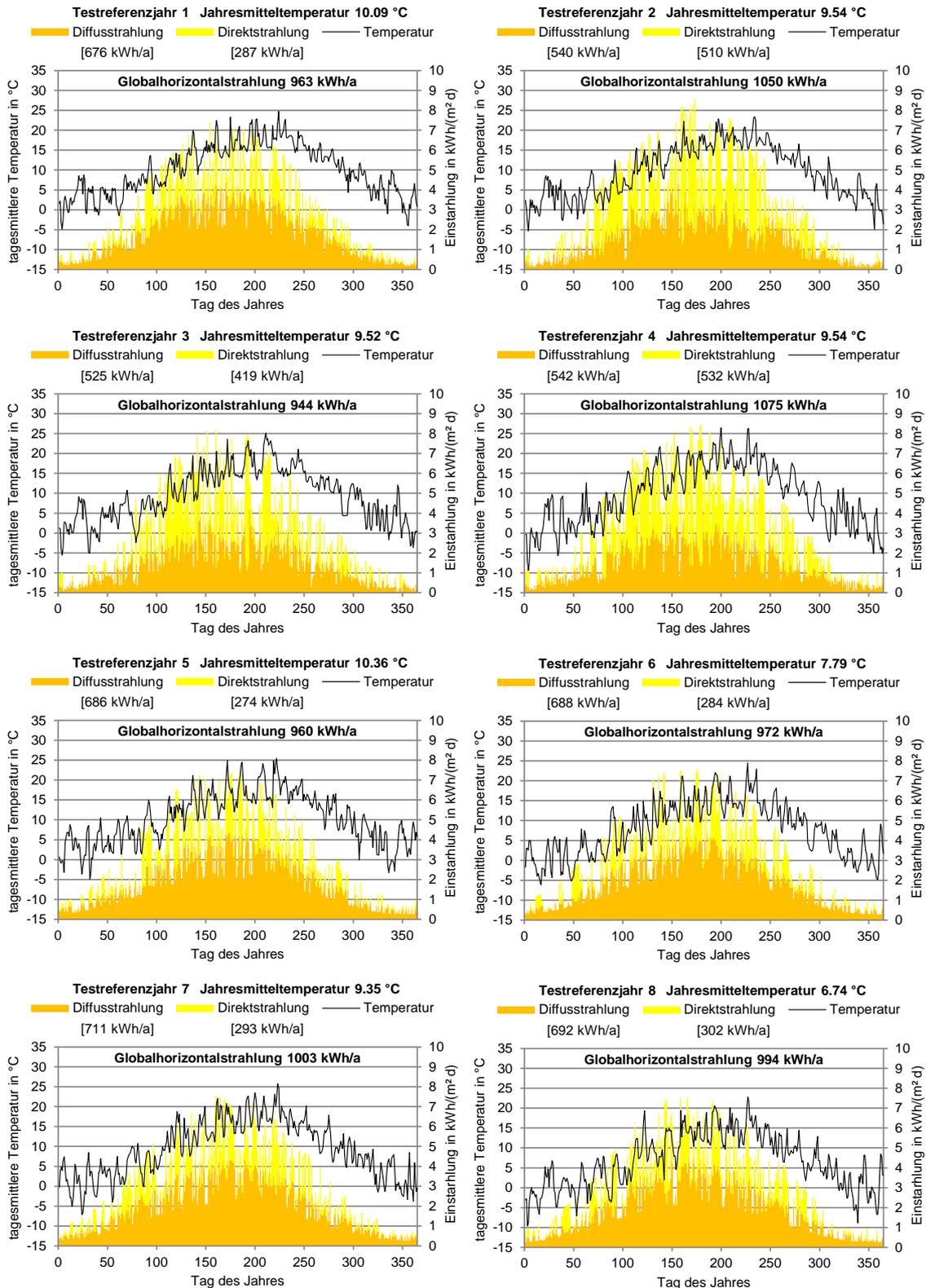
## Literaturverzeichnis

- [SMC<sup>+</sup>12] SARK, Wilfried van ; MUIZEBELT, Peter ; CACE, Jadranka ; VRIES, Arthur de ; RIJK, Peer de: Grid Parity Reached in the Netherlands for Consumers. In: *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Frankfurt am Main, Juli 2012, S. 4384–4388
- [SWW12] BIELEFELDER VERLAG GMBH & CO. KG (Hrsg.): *Marktübersicht Wärmespeicher*. <http://www.sonnewindwaerme.de/marktuebersicht/waermespeicher>. Version: 2012
- [Tja12] TJADEN, Tjarko: Die Revolution bei den Haushalten – PV-Eigenverbrauchssysteme und dessen Potentiale. In: *13. Forum Solarpraxis*. Berlin : Solarpraxis AG, November 2012
- [Vai12] VAILLANT: Vom Renditeobjekt zur dezentralen Stromerzeugung – PV + Wärmepumpe + intelligente regelung = effiziente Anlagenkombination. In: *IKZ-ENERGY* (2012), Nr. 1, S. 28–31
- [VDI08] *VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. Berlin : Beuth Verlag, 2008
- [Vie06] VIESSMANN WERKE (Hrsg.): *Brennwerttechnik für Wirtschaftlichkeit und Umweltschonung*. Allendorf (Eder) : Viessmann Werke, 2006
- [Vie08] VIESSMANN DEUTSCHLAND GMBH (Hrsg.): *Planungshandbuch Solarthermie*. Allendorf (Eder) : Viessmann Deutschland GmbH, 2008
- [WTBJ04] WOLFF, Dieter ; TEUBER, Peter ; BUDDE, Jörg ; JAGNOW, K.: *Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertkesseln*. Wolfenbüttel : Fachhochschule Braunschweig Wolfenbüttel, Fachbereich Versorgungstechnik, Institut für Heizungs- und Klimatechnik, 2004

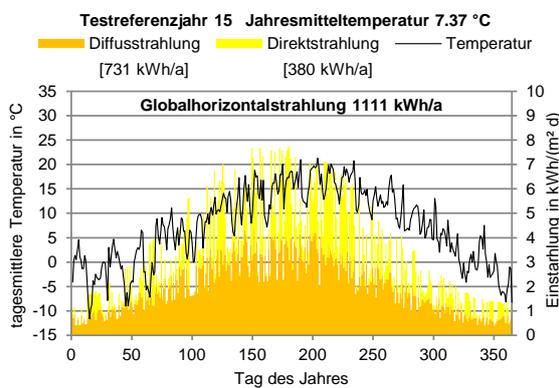
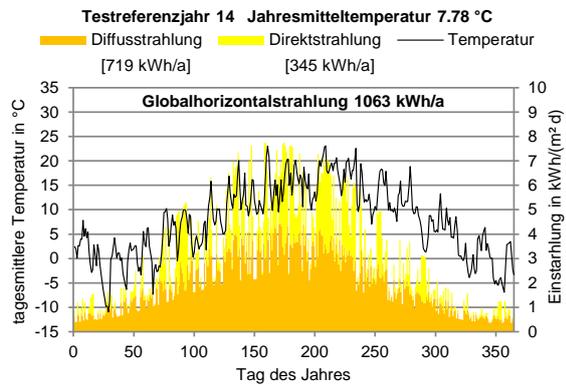
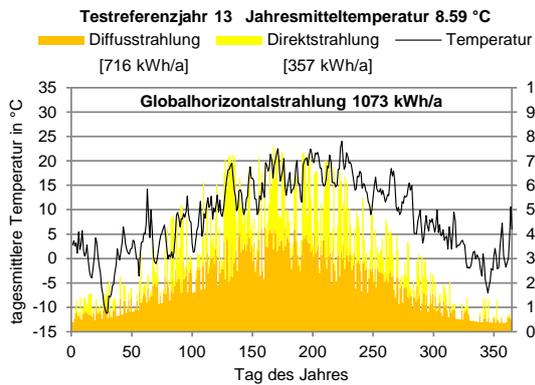
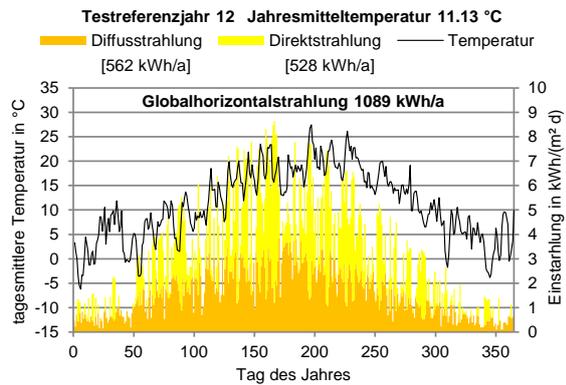
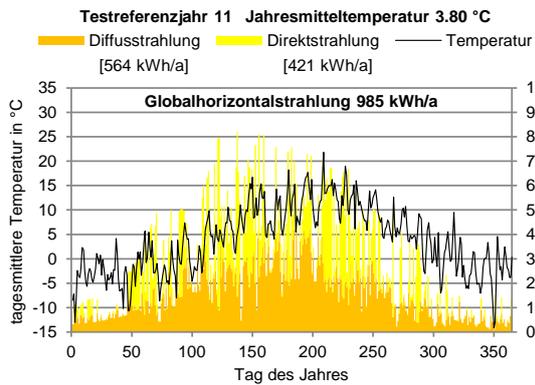
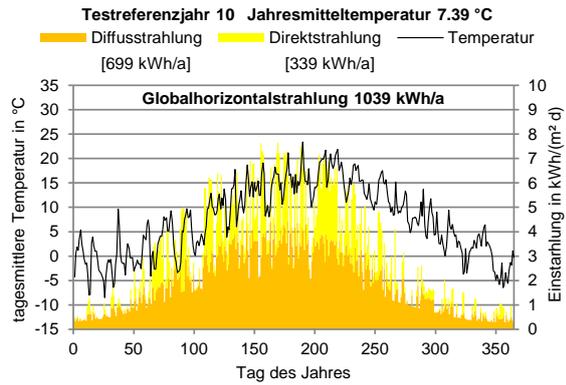
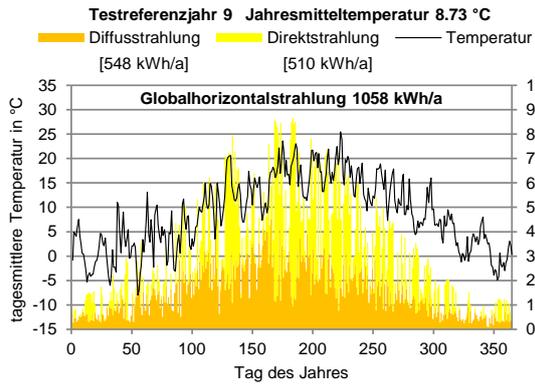
## **A. Anhang**

*Anhang*

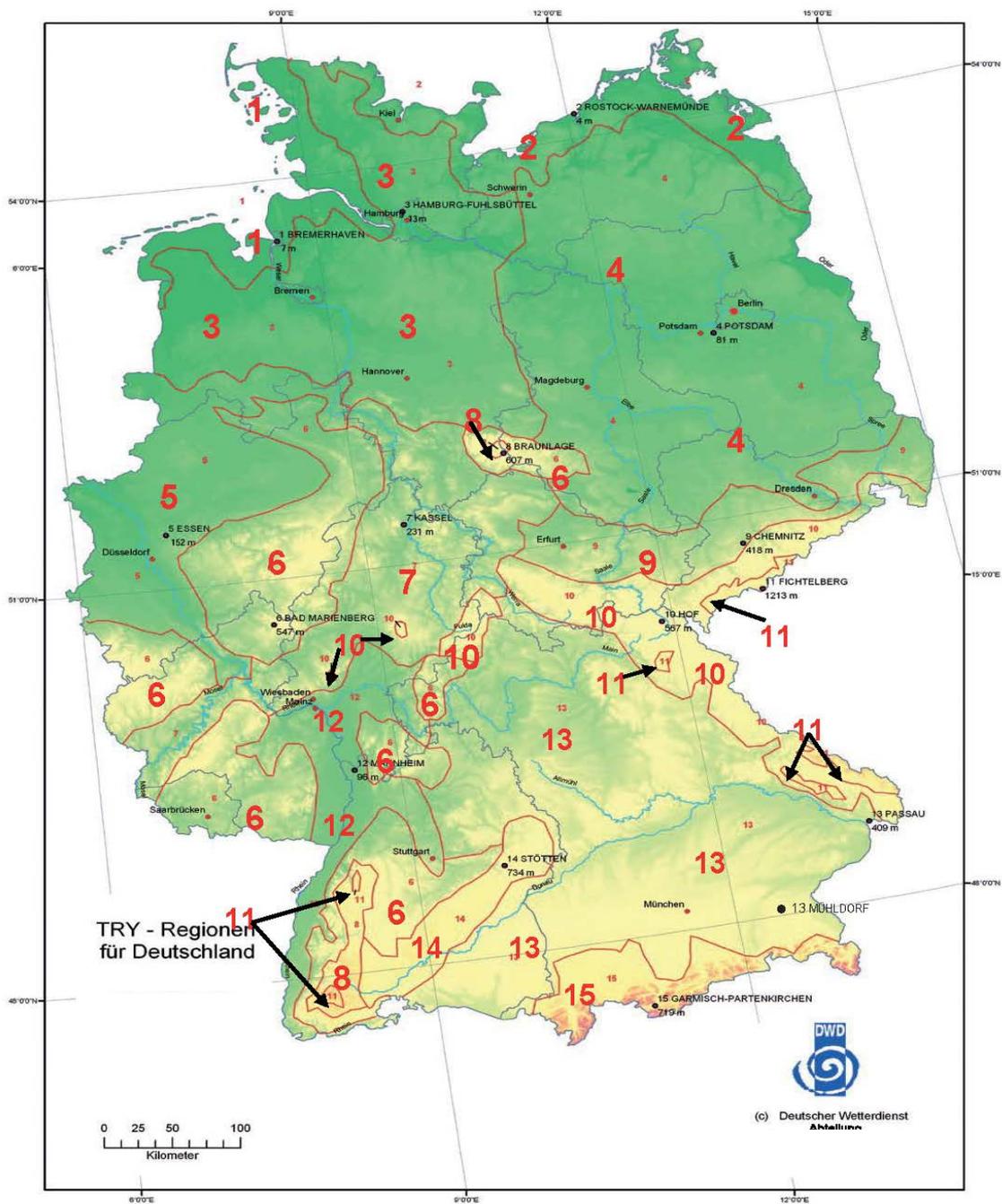
## A.1. Darstellung des Solarstrahlungs- und Temperaturverlaufs für die TRJ 1 bis 15



# Anhang

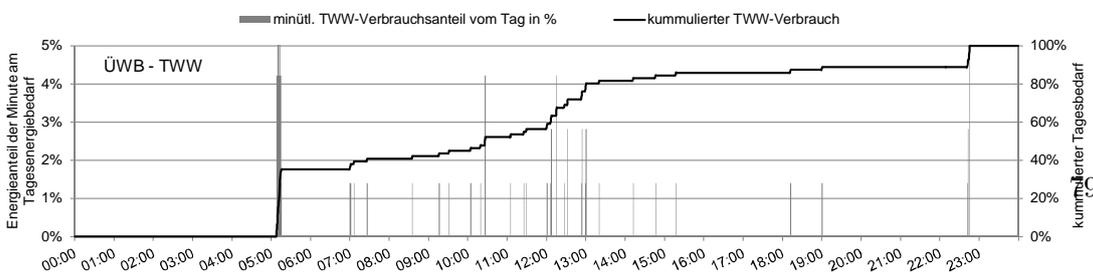
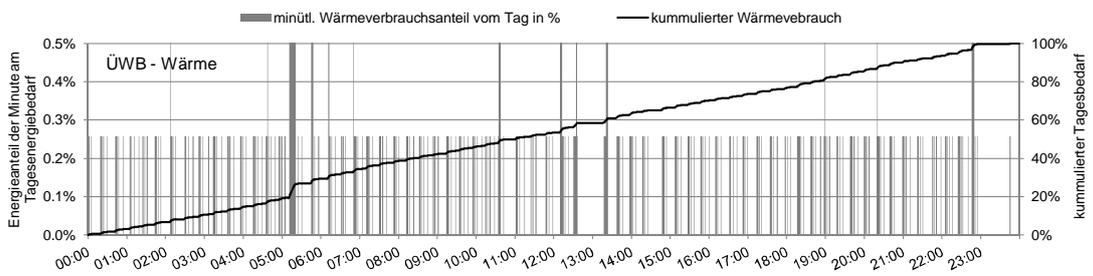
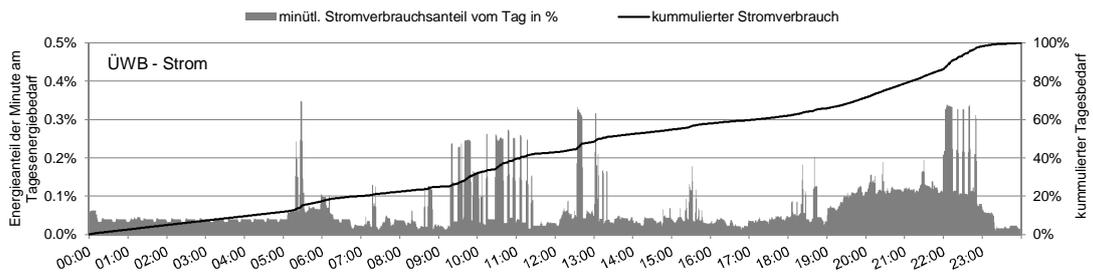
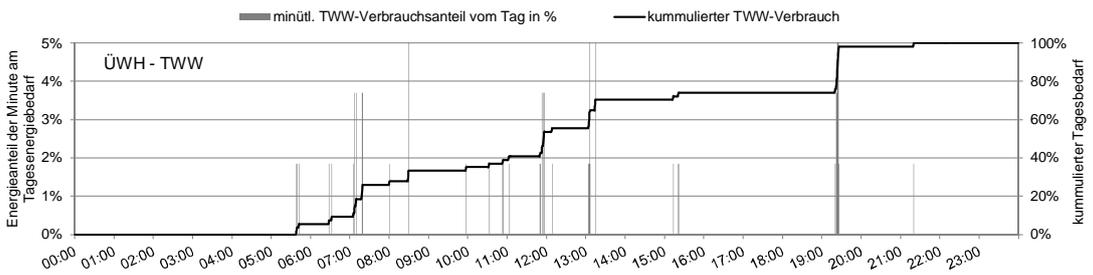
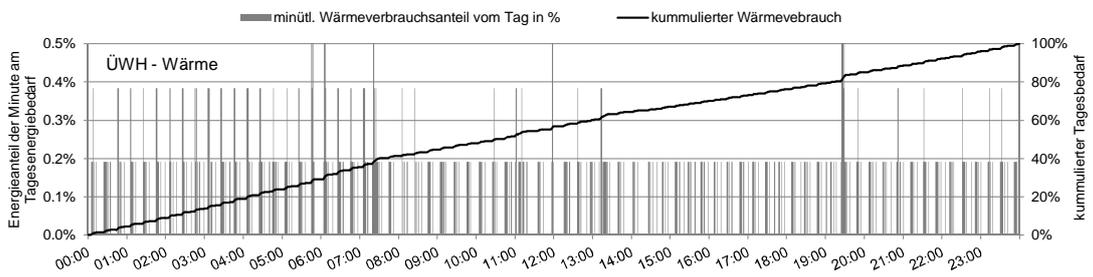
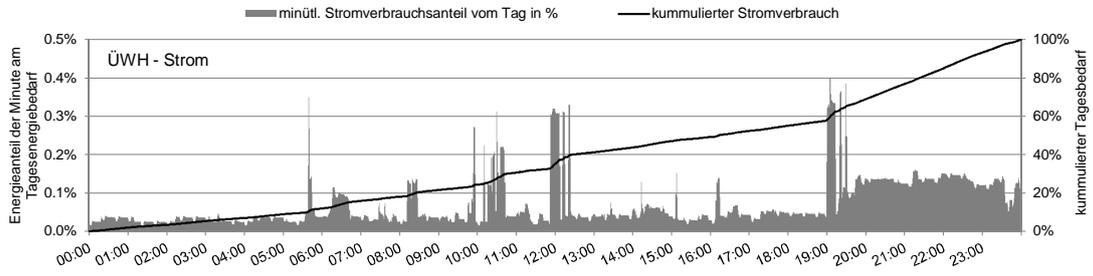


## A.2. Zuordnung der TRJ 1 bis 15 zu Regionen

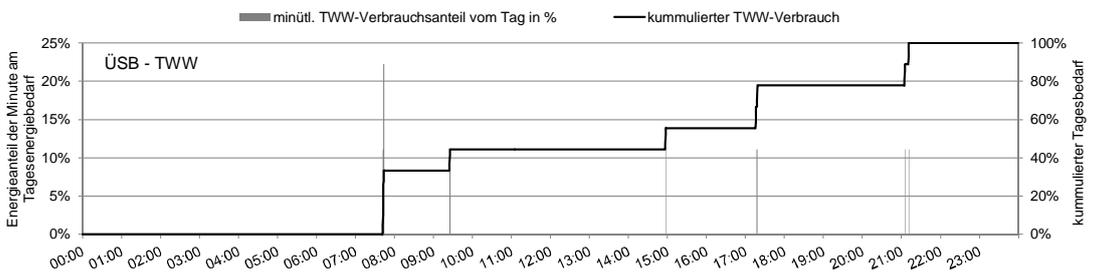
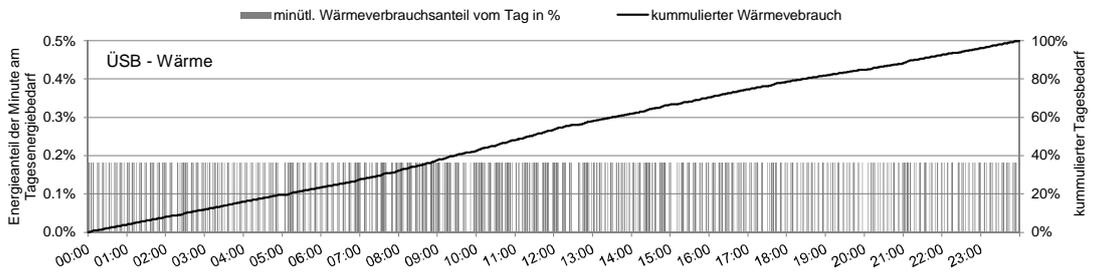
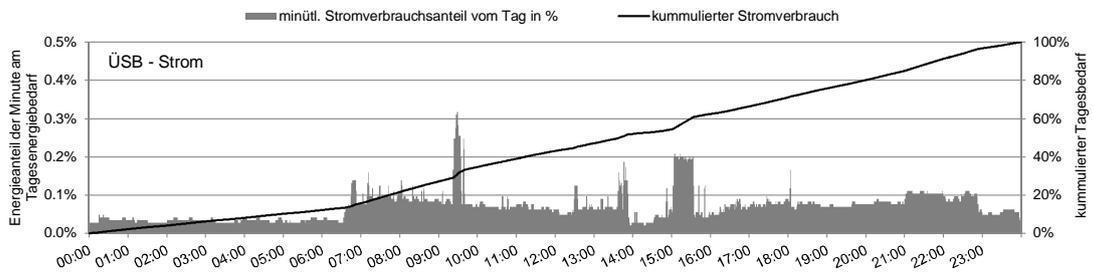
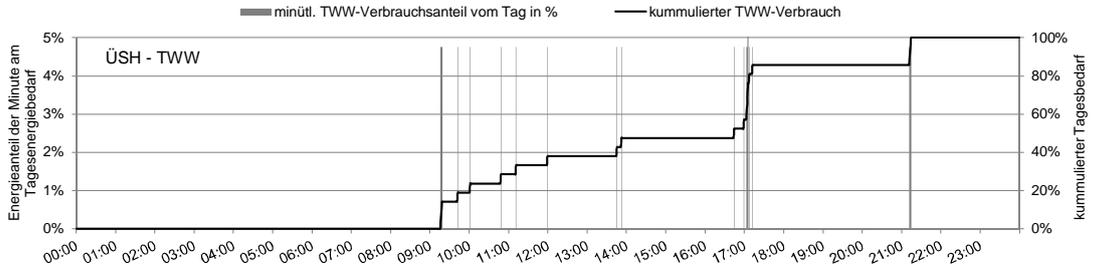
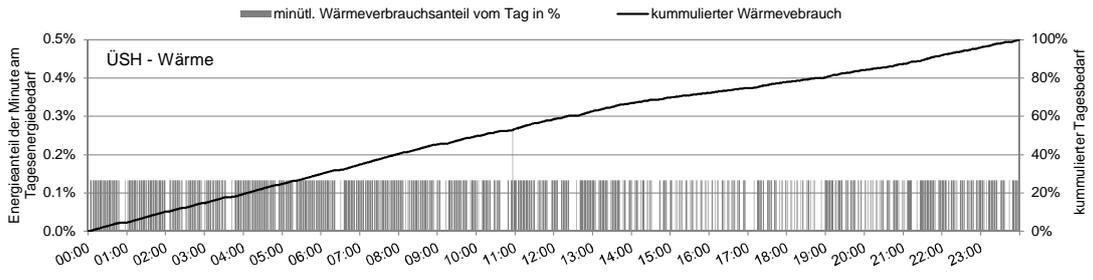
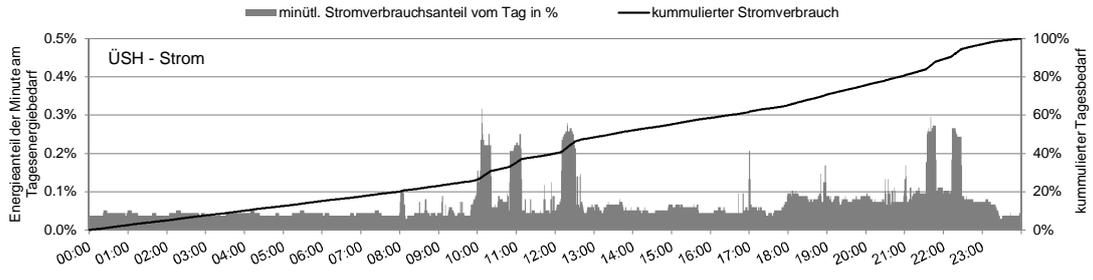


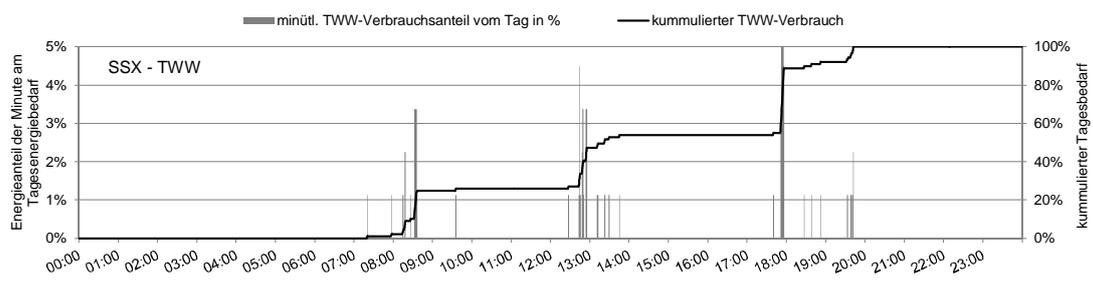
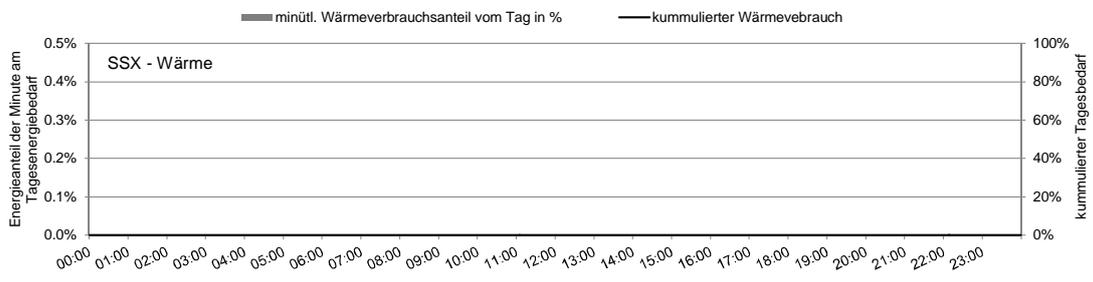
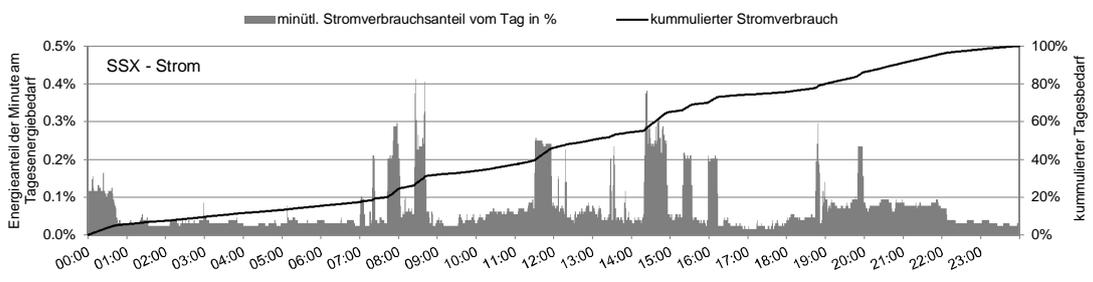
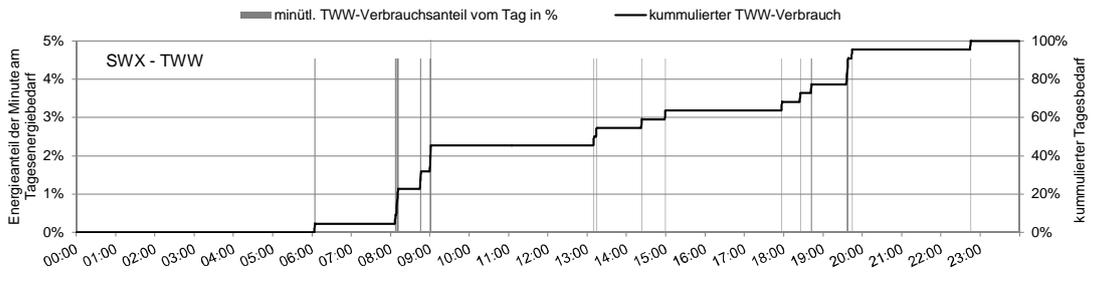
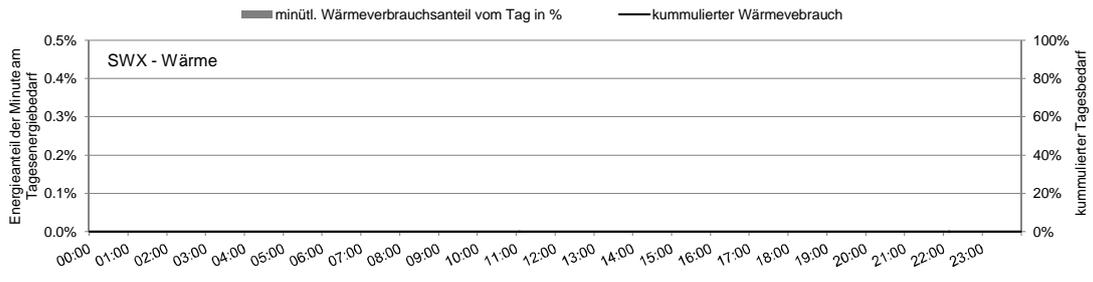
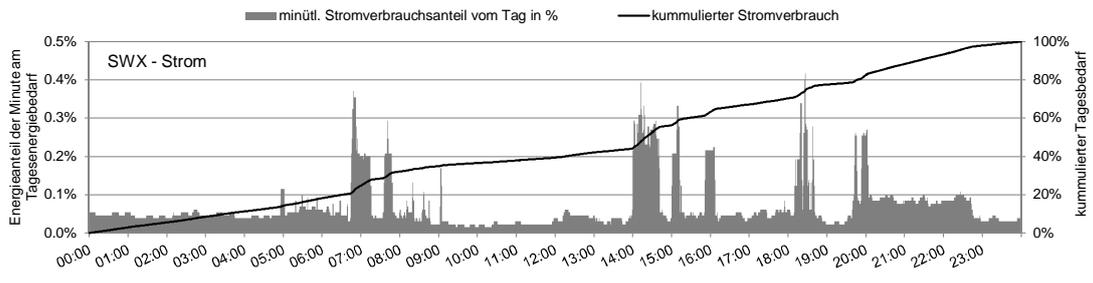
*Anhang*

### A.3. Qualitative Visualisierung der VDI 4655 Lastprofile für EFH und MFH

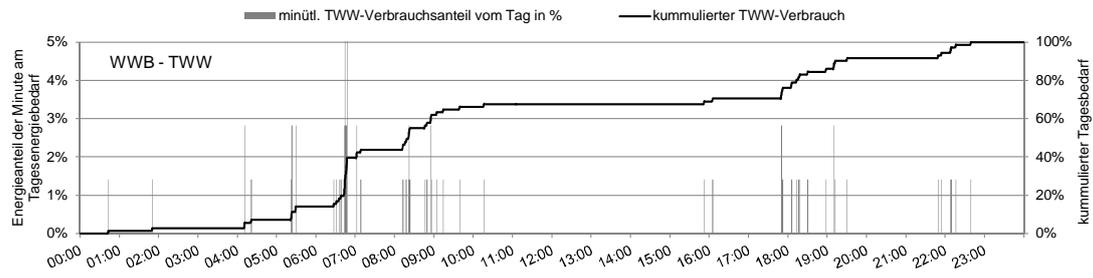
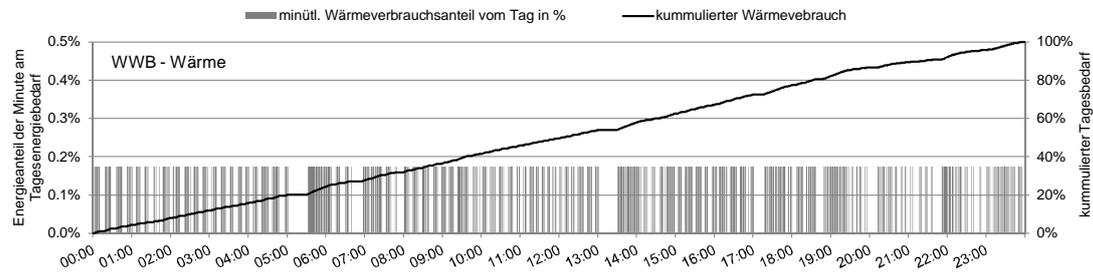
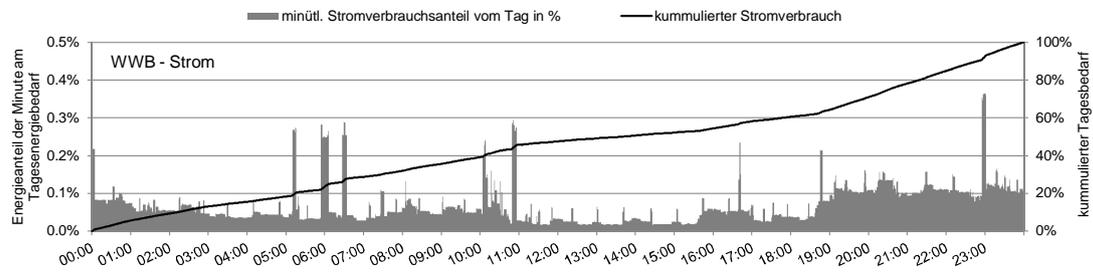
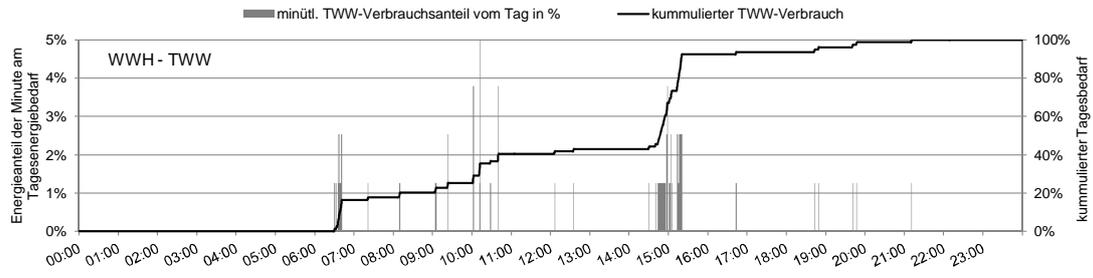
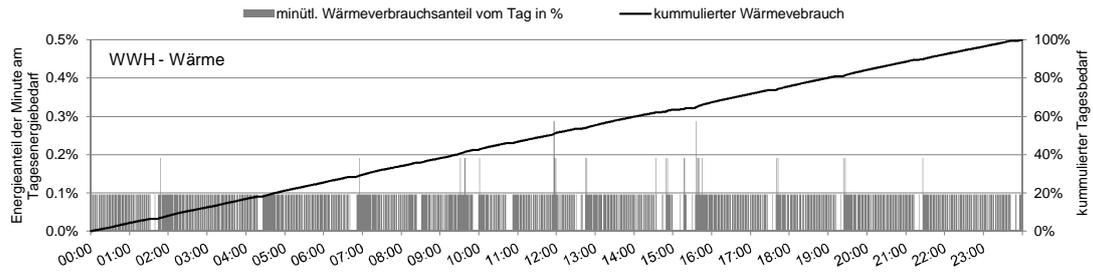
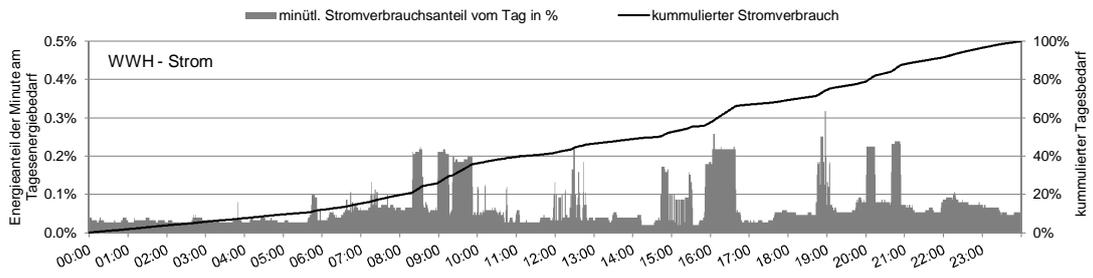


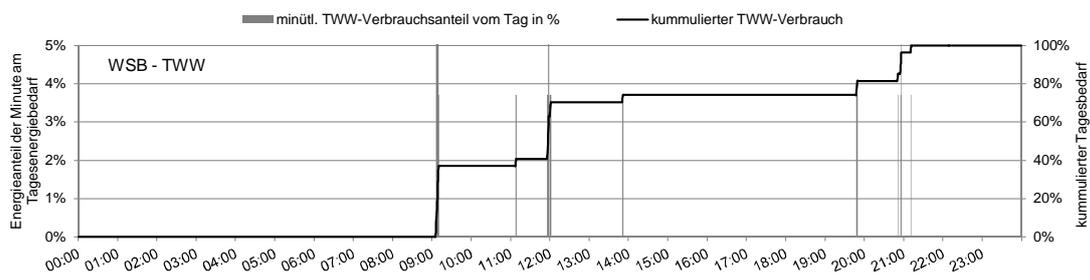
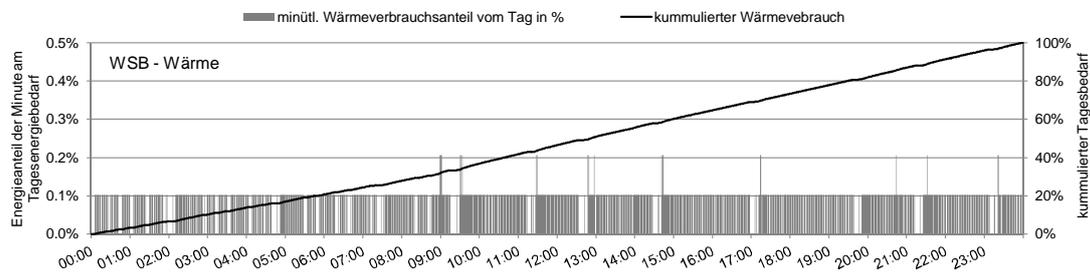
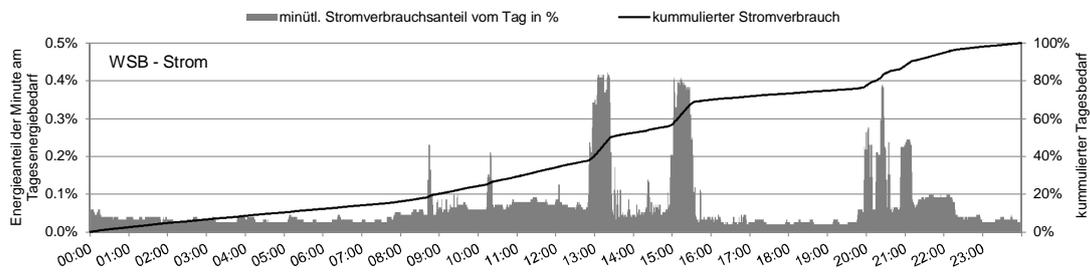
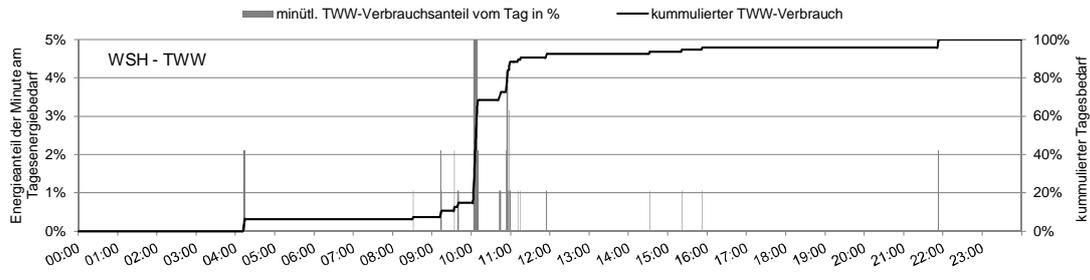
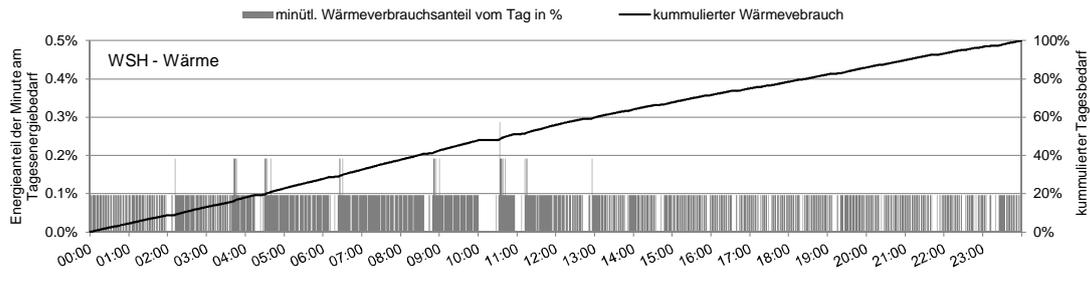
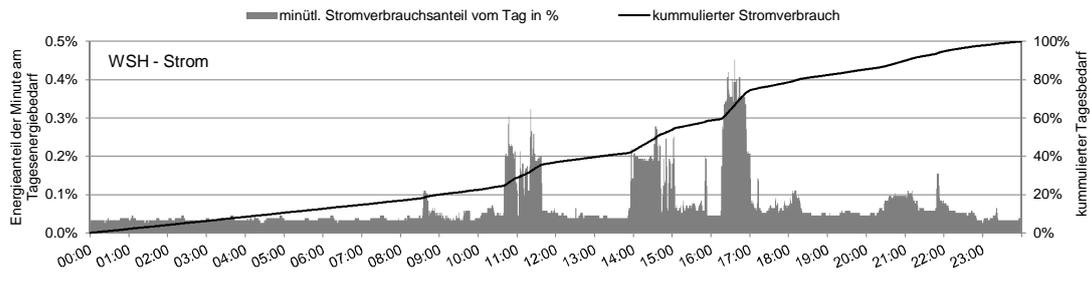
# Anhang



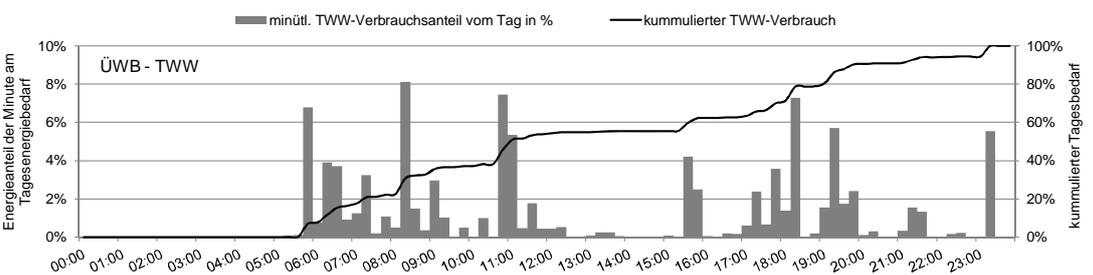
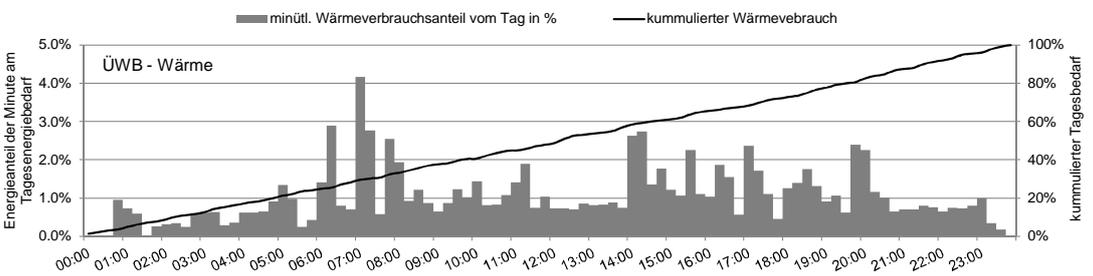
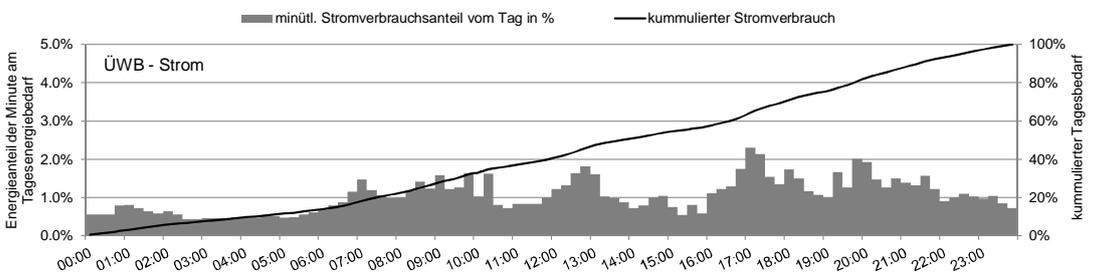
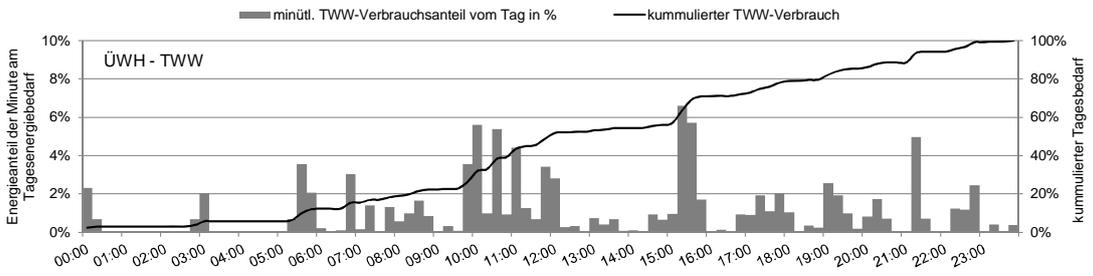
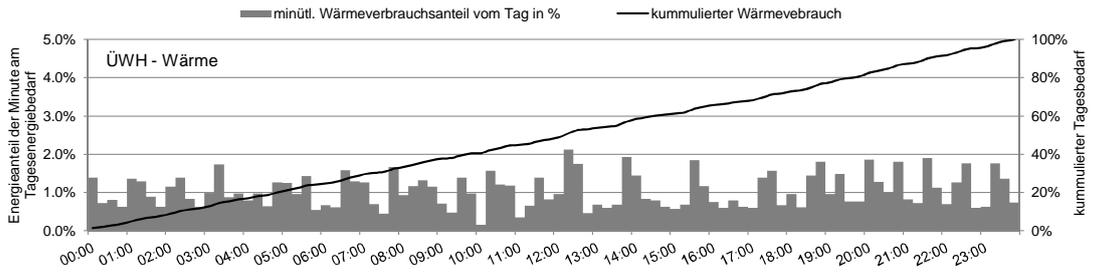
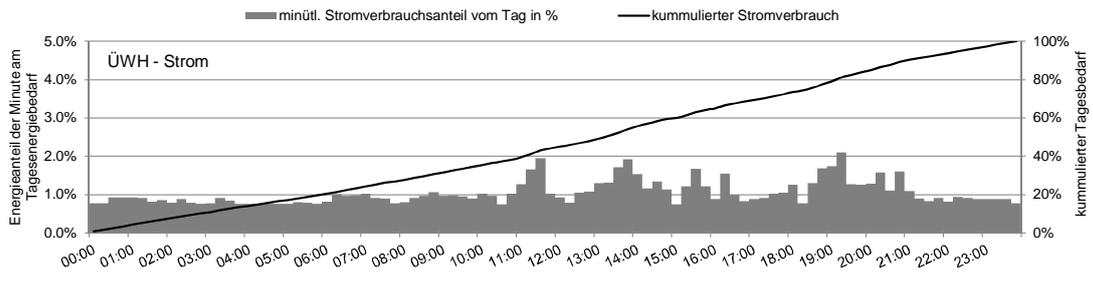


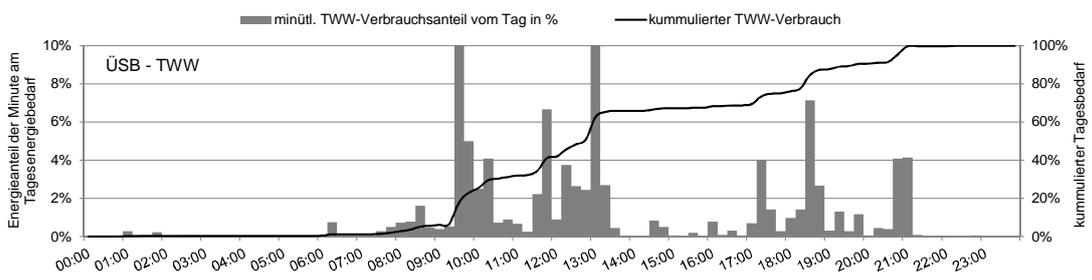
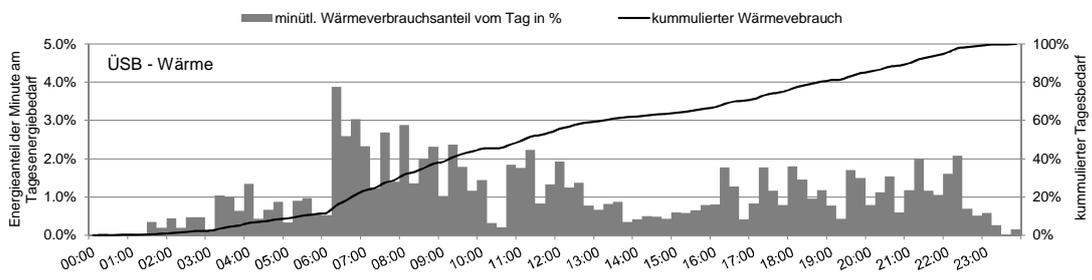
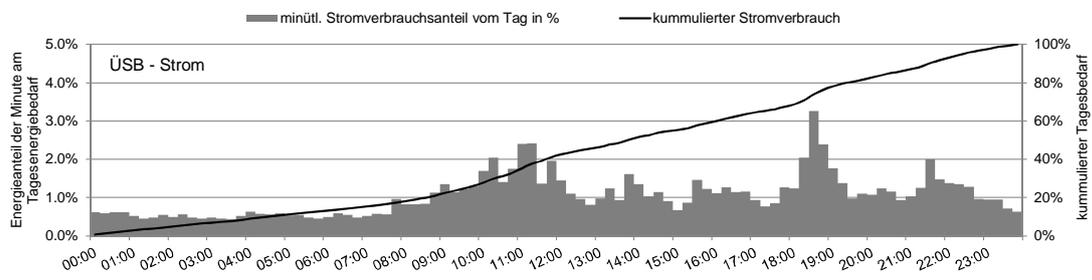
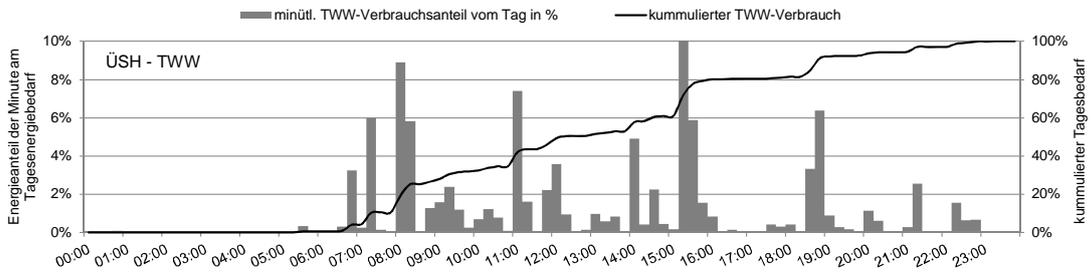
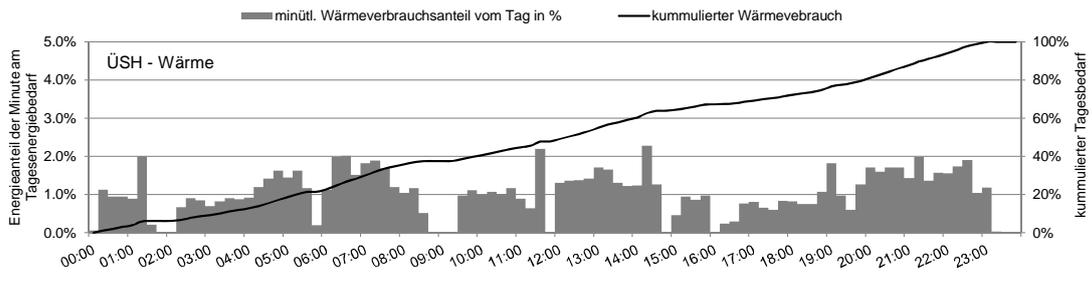
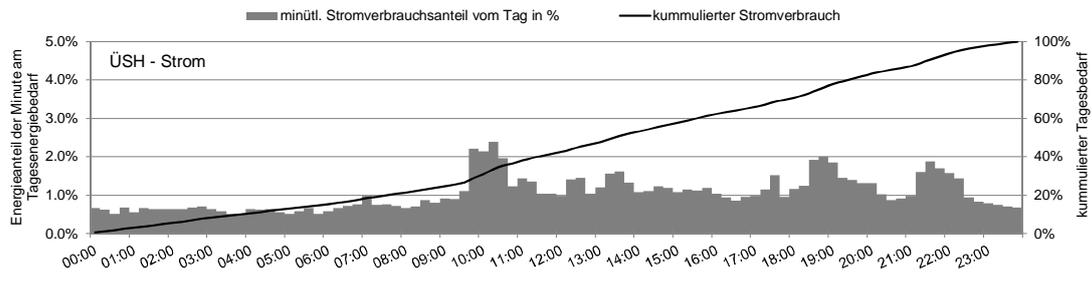
# Anhang



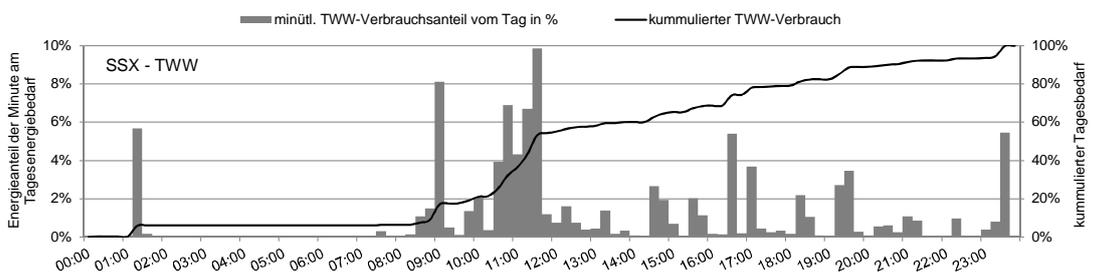
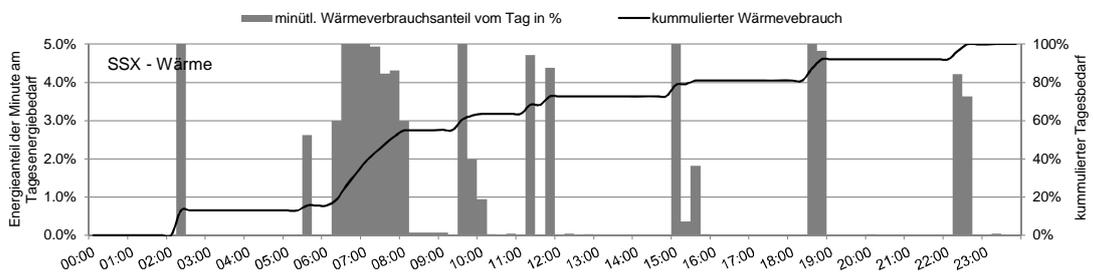
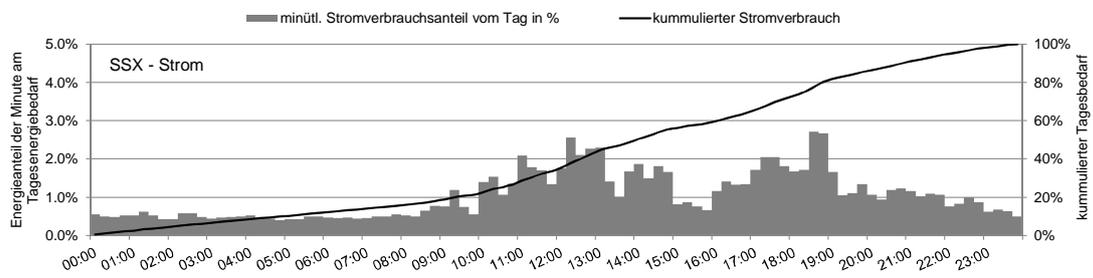
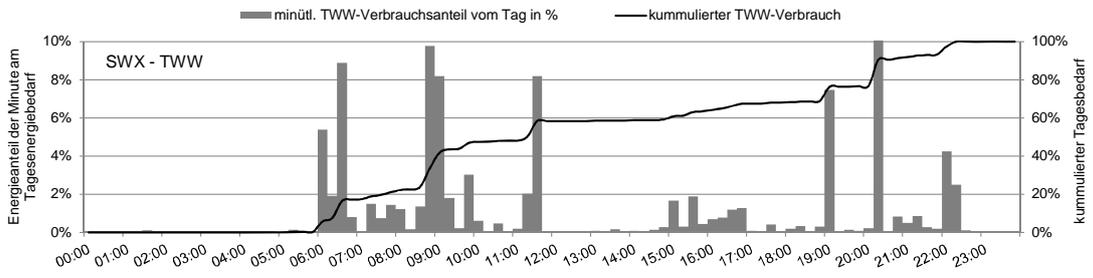
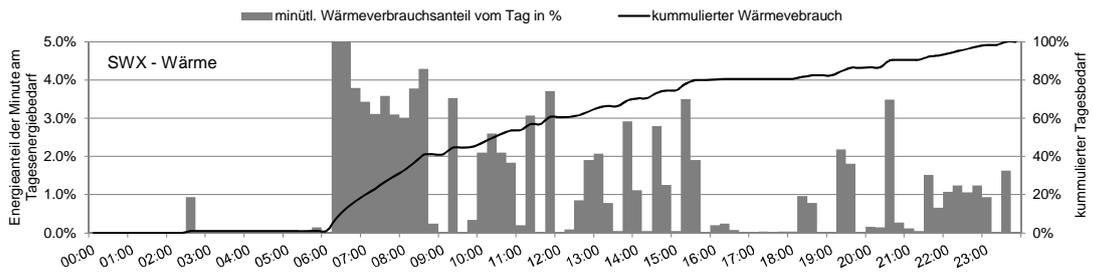
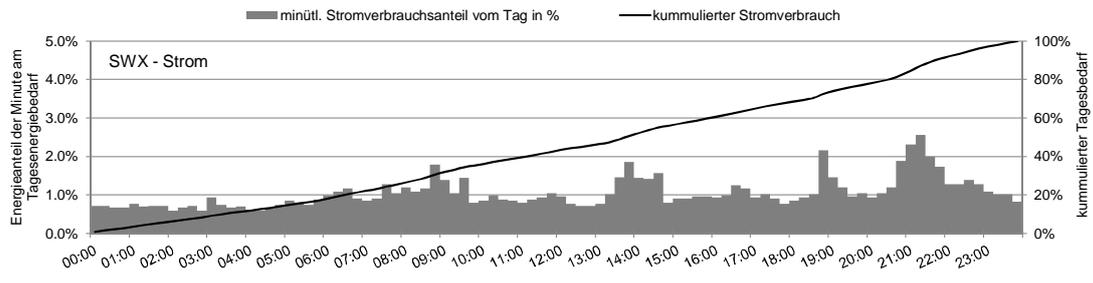


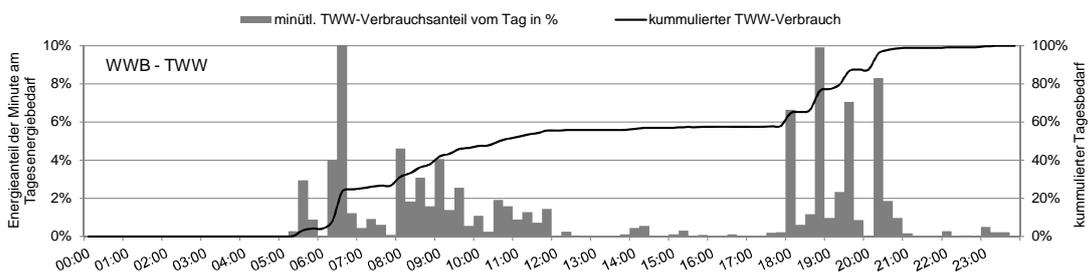
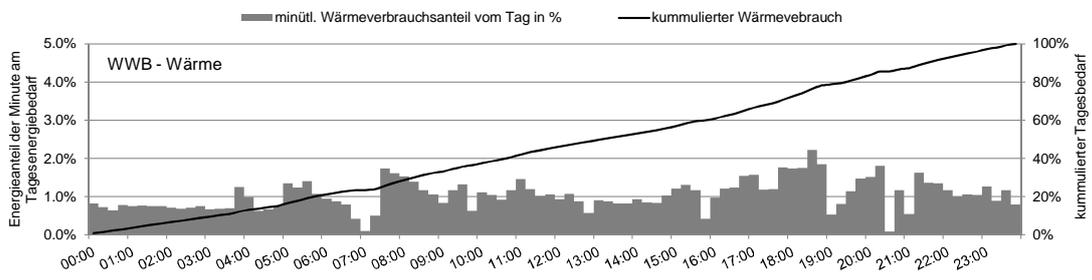
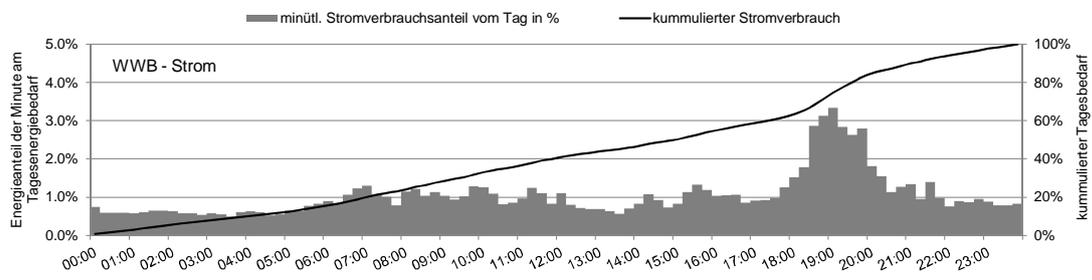
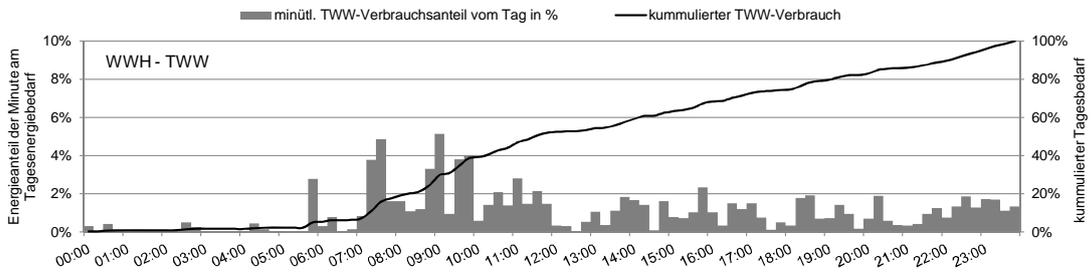
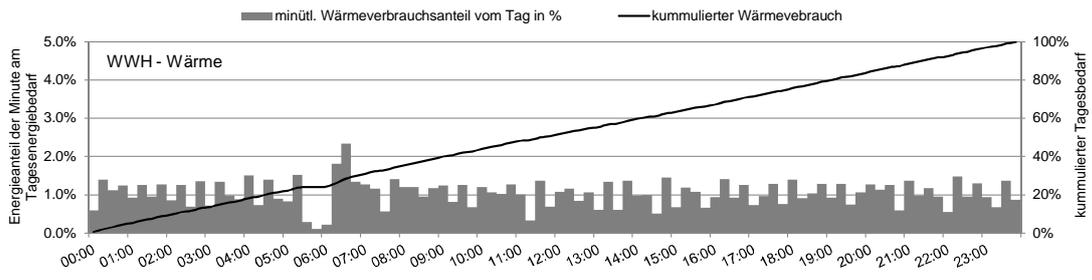
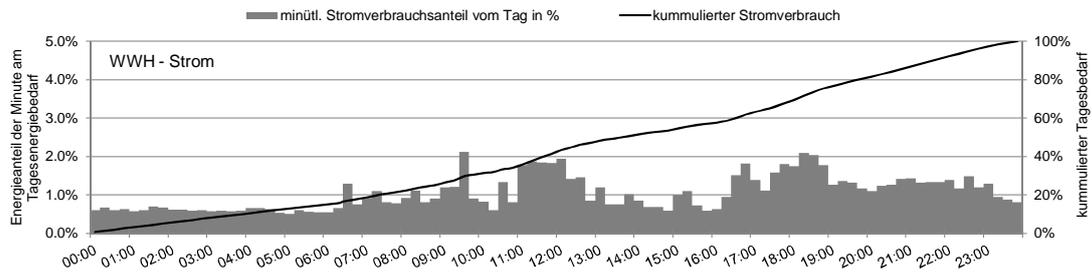
# Anhang



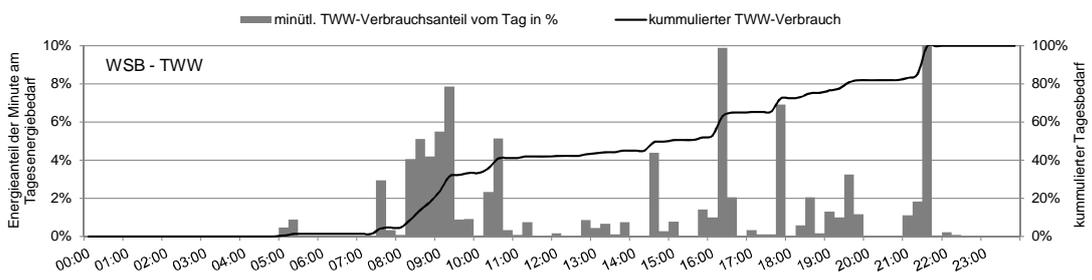
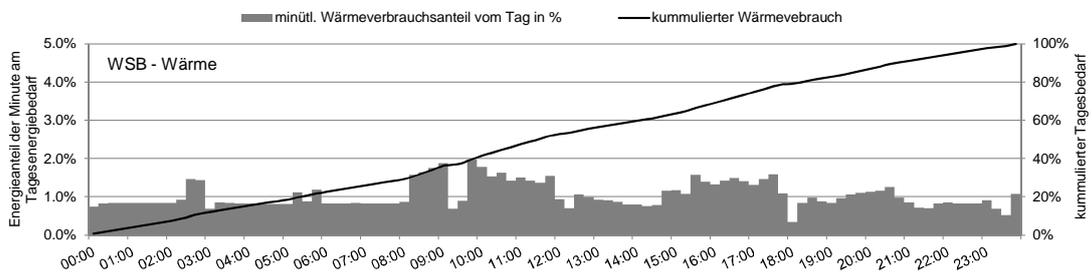
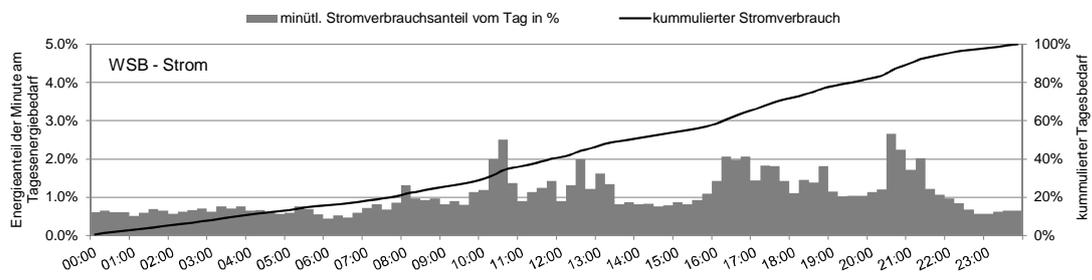
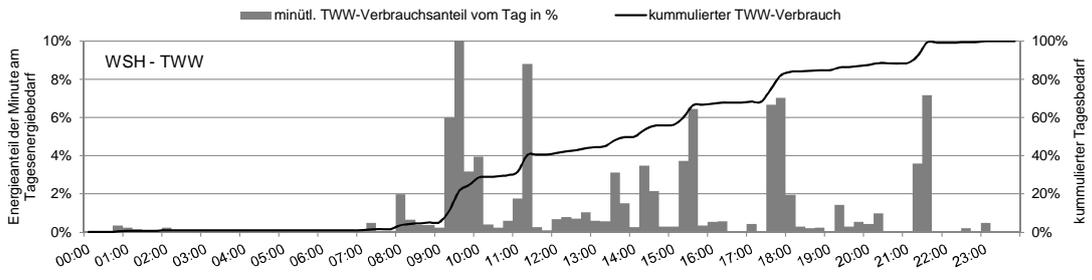
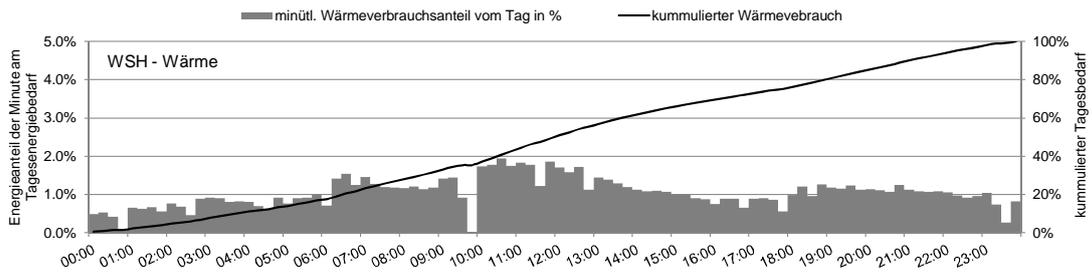
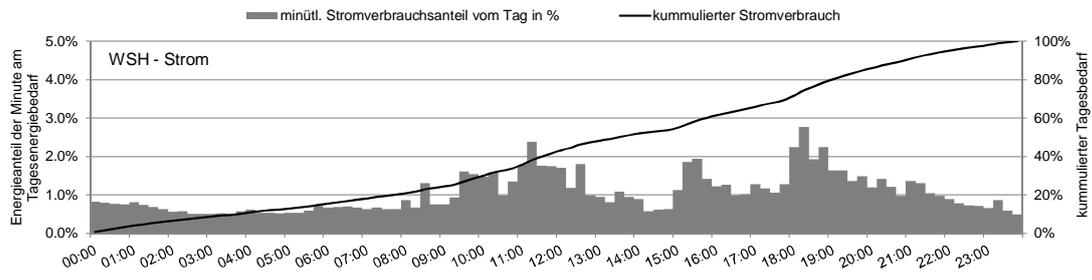


# Anhang





# Anhang



## A.4. Datenblatt der modellierten Wärmepumpe

### INSTALLATION TECHNISCHE DATEN

#### 15.3 Datentabelle

Leistungsdaten gelten für neue Geräte mit sauberen Wärmeübertragern.

Die Leistungsaufnahme der integrierten Hilfsantriebe sind Maximalangaben und können je nach Betriebspunkt variieren.

Die Leistungsaufnahme der integrierten Hilfsantriebe ist bereits in den Leistungsangaben der Wärmepumpe entsprechend EN 14511 enthalten.

DEUTSCH

		WPL 33 HT Grundgerät
Bestellnummer		229938
<b>Wärmeleistungen nach EN 14511</b>		
Wärmeleistung bei A-15/W35 (EN 14511)	kW	13,42
Wärmeleistung bei A-15/W55 (EN 14511)	kW	14,03
Wärmeleistung bei A-15/W75 (EN 14511)	kW	14,69
Wärmeleistung bei A-7/W35 (EN 14511)	kW	12,38
Wärmeleistung bei A-7/W55 (EN 14511)	kW	12,90
Wärmeleistung bei A-7/W35 Teillast (EN 14511)	kW	9,36
Wärmeleistung bei A-7/W55 Teillast (EN 14511)	kW	9,45
Wärmeleistung bei A2/W35 Teillast (EN 14511)	kW	7,45
Wärmeleistung bei A2/W55 Teillast (EN 14511)	kW	7,95
Wärmeleistung bei A7/W35 Teillast (EN 14511)	kW	5,61
Wärmeleistung bei A7/W55 Teillast (EN 14511)	kW	5,06
Wärmeleistung bei A10/W35 Teillast (EN 14511)	kW	6,02
Wärmeleistung bei A10/W55 Teillast (EN 14511)	kW	6,05
<b>Leistungsaufnahmen</b>		
Leistungsaufnahme Not-/Zusatzheizung	kW	8,8
Leistungsaufnahme Lüfter heizen max.	kW	0,26
<b>Leistungsaufnahmen nach EN 14511</b>		
Leistungsaufnahme bei A-15/W35 (EN 14511)	kW	6,49
Leistungsaufnahme bei A-15/W55 (EN 14511)	kW	8,21
Leistungsaufnahme bei A-15/W75 (EN 14511)	kW	9,83
Leistungsaufnahme bei A-7/W35 (EN 14511)	kW	5,01
Leistungsaufnahme bei A-7/W55 (EN 14511)	kW	6,37
Leistungsaufnahme bei A-7/W35 Teillast (EN 14511)	kW	3,65
Leistungsaufnahme bei A-7/W55 Teillast (EN 14511)	kW	4,60
Leistungsaufnahme bei A2/W35 Teillast (EN 14511)	kW	2,15
Leistungsaufnahme bei A2/W55 Teillast (EN 14511)	kW	3,44
Leistungsaufnahme bei A7/W35 Teillast (EN 14511)	kW	1,27
Leistungsaufnahme bei A7/W55 Teillast (EN 14511)	kW	2,02
Leistungsaufnahme bei A10/W35 Teillast (EN 14511)	kW	1,24
Leistungsaufnahme bei A10/W55 Teillast (EN 14511)	kW	2,27
<b>Leistungszahlen nach EN 14511</b>		
Leistungszahl bei A-15/W35 (EN 14511)		2,07
Leistungszahl bei A-15/W55 (EN 14511)		1,71
Leistungszahl bei A-15/W75 (EN 14511)		1,49
Leistungszahl bei A-7/W35 (EN 14511)		2,47
Leistungszahl bei A-7/W55 (EN 14511)		2,03
Leistungszahl bei A-7/W35 Teillast (EN 14511)		2,56
Leistungszahl bei A-7/W55 Teillast (EN 14511)		2,06
Leistungszahl bei A2/W35 Teillast (EN 14511)		3,47
Leistungszahl bei A2/W55 Teillast (EN 14511)		2,30
Leistungszahl bei A7/W35 Teillast (EN 14511)		4,41
Leistungszahl bei A7/W55 Teillast (EN 14511)		2,50
Leistungszahl bei A10/W35 Teillast (EN 14511)		4,85
Leistungszahl bei A10/W55 Teillast (EN 14511)		2,66
<b>Schallangaben</b>		
Schallleistungspegel (EN 12102)	dB(A)	58
Schallleistungspegel außen Außenaufstellung (EN 12102)	dB(A)	58
Schallleistungspegel außen Innenaufstellung (EN 12102)	dB(A)	55
Schallleistungspegel innen Innenaufstellung (EN 12102)	dB(A)	53
<b>Einsatzgrenzen</b>		
Einsatzgrenze heizungsseitig min.	°C	15
Einsatzgrenze heizungsseitig max.	°C	75
Einsatzgrenze Wärmequelle min.	°C	-20
Einsatzgrenze Wärmequelle max.	°C	30

**INSTALLATION  
TECHNISCHE DATEN**

		WPL 33 HT Grundgerät
<b>Elektrische Daten</b>		
Absicherung Verdichter	A	3 x C35
Absicherung Steuerkreis	A	1 x C16
Absicherung Not-/Zusatzheizung	A	3 x C16
Frequenz	Hz	50
Phasen Verdichter		3/N/PE
Phasen Steuerung		1/N/PE
Phasen Not-/Zusatzheizung		3/N/PE
Nennspannung Verdichter	V	400
Nennspannung Steuerung	V	230
Nennspannung Not-/Zusatzheizung	V	400
Anlaufstrom (mit/ohne Anlaufstrombegrenzer)	A	-/18
Betriebsstrom max.	A	30
<b>Ausführungen</b>		
Kältemittel		R407 C
Abtauart		Kreislaufumkehr
Schutzart (IP)		sonstige
Einfrierschutz		Ja
<b>Dimensionen</b>		
Höhe	mm	1116
Breite	mm	784
Tiefe	mm	1332
Höhe (Außenaufstellung)	mm	1434
Breite (Außenaufstellung)	mm	1280
Tiefe (Außenaufstellung)	mm	1390
Höhe (Innenaufstellung)	mm	1182
Breite (Innenaufstellung)	mm	800
Tiefe (Innenaufstellung)	mm	1390
<b>Gewichte</b>		
Gewicht	kg	240
<b>Anschlüsse</b>		
Anschluss heizungsseitig		G 1 1/4 A
Anzugsdrehmoment Durchflussmesser Rücklauf	Nm	10
Anschluss Luftschläuche Ansaug- und Ausblasstutzen		DN 560
<b>Werte</b>		
Füllmenge Kältemittel	kg	5,8
Volumenstrom heizungsseitig	m <sup>3</sup> /h	0,93
Volumenstrom wärmequellenseitig	m <sup>3</sup> /h	3500
Verfügbare externe Druckdifferenz Ansaugseite gesamt	hPa	0,8
Verfügbare externe Druckdifferenz gesamt	hPa	1,0
Druckdifferenz heizungsseitig	hPa	115
Volumenstrom Heizung (EN 14511)	m <sup>3</sup> /h	0,94
Volumenstrom Heizung nenn	m <sup>3</sup> /h	0,94
Volumenstrom Heizung min.	m <sup>3</sup> /h	0,7

## INSTALLATION LEISTUNGSDIAGRAMME

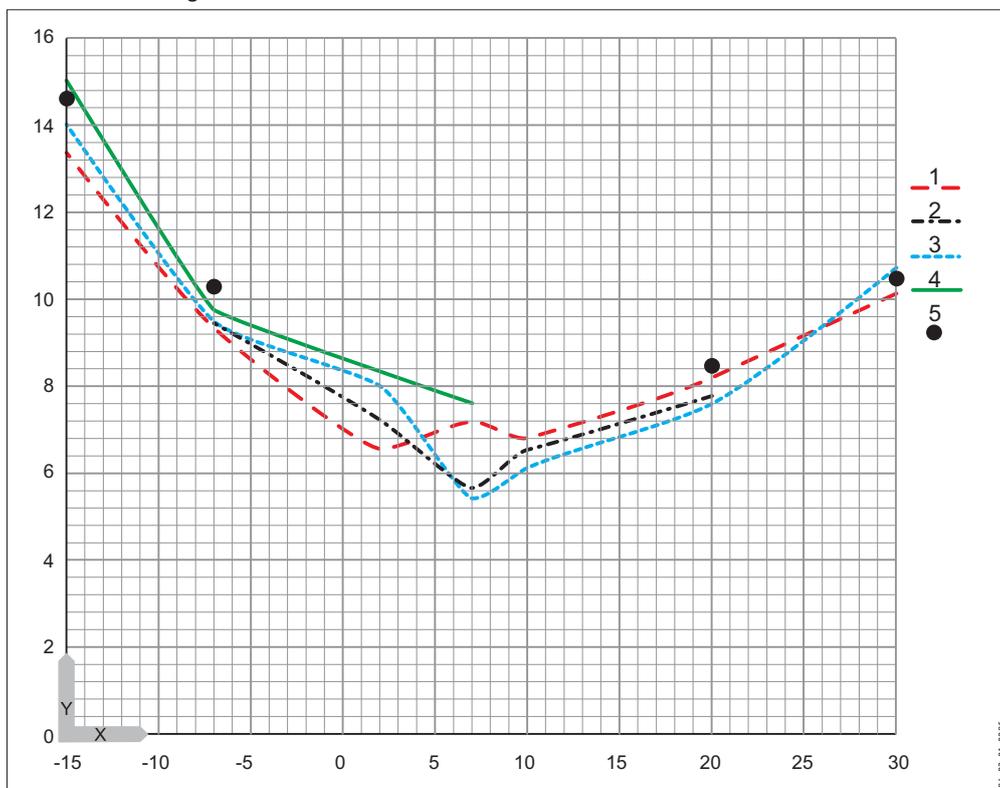
### 16. Leistungsdiagramme

#### Legende für die Leistungsdiagramme

- X Außentemperatur [°C]  
 Y Wärmeleistung [kW]  
 1 Vorlauftemperatur 35 °C  
 2 Vorlauftemperatur 45 °C  
 3 Vorlauftemperatur 55 °C  
 4 Vorlauftemperatur 65 °C  
 5 Vorlauftemperatur 75 °C

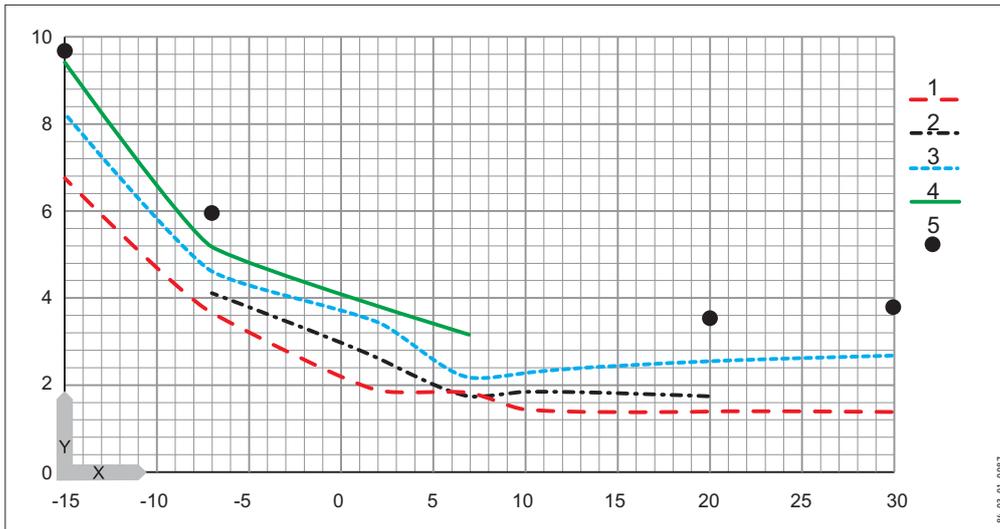
DEUTSCH

#### 16.1 Wärmeleistung

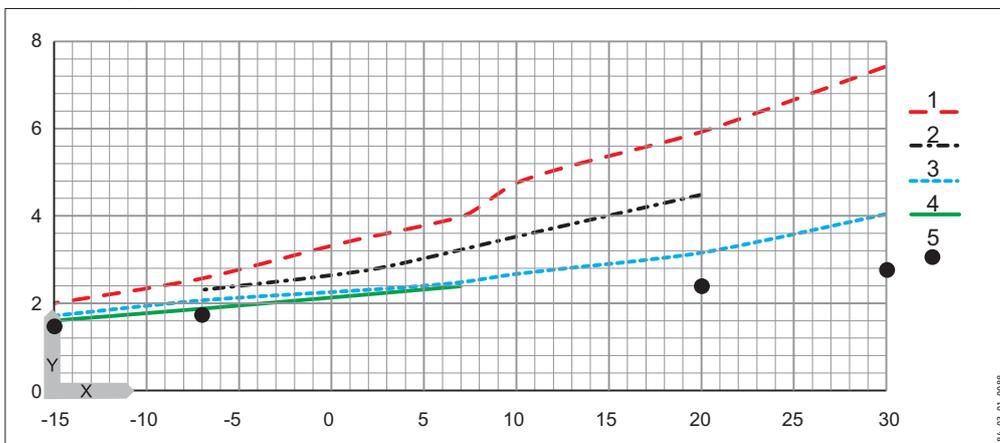


INSTALLATION  
LEISTUNGSDIAGRAMME

16.2 Leistungsaufnahme



16.3 Leistungszahl





## A.5. Zusammenhang: Gebäudestandard, Heizgrenze und Heizleistung

### Für das EFH mit 128 m<sup>2</sup> Wohnfläche

Gebäudestandard	Heizgrenz- Temperatur	Norm-Heizlast inkl. Reserve für TWW
kWh/(m <sup>2</sup> a)	in °C	in kW
15	10.00	2.72
30	10.47	3.60
45	10.94	4.43
60	11.42	5.22
75	11.89	5.97
90	12.36	6.69
105	12.83	7.38
120	13.30	8.06
135	13.77	8.72
150	14.25	9.36
165	14.72	9.98
180	15.00	10.63

### Für das MFH mit 544 m<sup>2</sup> Wohnfläche

Gebäudestandard	Heizgrenz- Temperatur	Norm-Heizlast inkl. Reserve für TWW
kWh/(m <sup>2</sup> a)	in °C	in kW
15	10.00	15.55
30	10.65	19.21
45	11.30	22.65
60	11.96	25.83
75	12.61	28.84
90	13.26	31.73
105	13.91	34.54
120	14.57	37.20
135	15.00	39.96
150	15.00	43.12