



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Life Science

„Nutzung von Solarenergie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen durch Erhöhung der Eigenstromproduktion mit Wärmepumpen und verschiedenen Speichern für Wohngebäude anhand eines Neubauwohnprojektes in Maschen“

Bachelor of Science

im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Rathjen, Sabrina



Hamburg,

am 28.Februar.2022

Gutachter: Prof. Dr.

Gutachter: Dipl. – Ing.

Timon Kampschulte

Jörg Schröder

(HAW Hamburg)

(IGTech GmbH)

Die Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt in Zusammenarbeit mit der Firma
IGTech GmbH

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
Symbolverzeichnis	7
1. Einleitung	1
2. Theoretische Grundlagen	2
2.1 Solare Energiequelle.....	2
2.1.1 Einflüsse in der Atmosphäre	2
2.1.2 Einfluss von Neigung und Ausrichtung	3
2.2 Nutzung der Sonnenenergie	5
2.2.1 Photovoltaikanlagen	5
2.2.2 Solarthermieranlagen.....	8
2.3 Wärmepumpen	12
2.3.1 Physikalische Grundlagen	12
2.3.2 Effizienz von Wärmepumpen.....	13
2.4 Speicherkonzepte.....	14
2.4.1 Elektrochemische Speicher	14
2.4.2 Thermische Speicher	17
3. Simulationsaufbau	18
3.1 Projektgrundlagen	18
3.1.1 Standortangaben	18
3.1.2 Elektrischer Verbrauch/ Bedarf.....	19
3.1.3 Thermischer Verbrauch/ Bedarf	20
3.2 Simulationsvarianten	22
3.2.1 Photovoltaikanlage ohne Batterie.....	22
3.2.2 Photovoltaikanlage mit verschiedenen Batterien	23
3.2.3 Photovoltaikanlage mit Batterie und/oder Wärmepumpe.....	24
3.2.4 Solarthermieranlage mit Wärmepumpe und verschiedenen Speichern	25
3.2.5 Kombination von Photovoltaik und Solarthermie.....	27
4. Simulationsergebnisse	28
4.1 Ausrichtung der Photovoltaikanlage	28

4.2 Photovoltaikanlage mit verschiedenen Batterien	31
4.3 Photovoltaikanlage mit Batterie und/oder Wärmepumpe	37
4.4 Solarthermieanlage mit verschiedenen Speichern	42
4.5 Kombination aus Photovoltaik und Solarthermie.....	46
5. Fazit und Ausblick.....	50
I. Literaturverzeichnis	51
II. Anhang.....	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Strahlungsbilanz der Erde ohne langwellige Abstrahlung und atmosphärischer Gegenstrahlung (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 19).....	2
Abbildung 2 Globalstrahlung in Deutschland - Mittlere Jahressumme der Bestrahlung H von 1991 – 2020 (DWD, 2022).....	3
Abbildung 3 Strahlungsdiagramm für den Standort Berlin - Strahlungssumme H in kWh/m ² a bei verschiedenen Neigungen und Ausrichtungen (Mertens, 2018, p. 57).....	4
Abbildung 4 Aufbau netzgekoppelte Photovoltaikanlage mit Multistring-Wechselrichter, Solarstromzähler und Zweirichtungszähler (Quelle: Mertens, 2018, pp. 201-202; eigene Überarbeitung)	6
Abbildung 5 Kollektorwirkungsgrade von verschiedenen Kollektortypen bei verschiedenen Temperaturdifferenzen und einer Bestrahlungsstärke von 800 W/m ² (Quelle: Quaschnig, 2015, pp. 124).....	10
Abbildung 6 Kreisprozess einer Wärmepumpe im Druck/Enthalpie Diagramm (Viessmann Werke, 2011).....	12
Abbildung 7 Prinzipieller Aufbau einer PV-Anlage mit Batteriespeicher a) in DC-Kopplung und b) in AC-Kopplung (Mertens, 2018, p. 226)	15
Abbildung 8 Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle (Mertens, 2018, pp.236).....	16
Abbildung 9 Aufbau eines Trinkwasserspeichers (Vela Solaris AG, 2014, p. 94)	17
Abbildung 10 Bebauungsplan Neubauprojekt in Maschen	18
Abbildung 11 Lastprofil eines Haushaltes an Sonntagen (BDEW, 2017).....	19
Abbildung 12 Lastprofil eines Haushaltes an Werktagen (BDEW, 2017)	19
Abbildung 13 Abmessungen der Unterkonstruktionen für die Südausrichtung (oben) und die Ost-West-Ausrichtung (unten) (Wagner Solar GmbH, 2020)	22
Abbildung 14 Modulverteilung bei Süd Ausrichtung für Haus 1	22
Abbildung 15 Modulverteilung bei Ost-West-Ausrichtung für Haus 1	22
Abbildung 16 Aufbau des thermischen Systems mit getrennten Speichern.....	24
Abbildung 17 Anlagenschema Solarthermie und Wärmepumpe mit Kombispeicher zur Wärmeversorgung	25
Abbildung 18 Eigenstromproduktion und -verbrauch bei Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten).....	29
Abbildung 19 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW 33 mit Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten)	30
Abbildung 20 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW 2 mit Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten).....	30
Abbildung 21 Netzeinspeisung pro Monat ohne Batterie	31

Abbildung 22 Verteilung der Eigenstromanteile aus Direktverbrauch und Batterieentladung in KW24 (12.6-19.6) mit B-Box 40.0 (oben) und Commercial 40-135 (unten)	32
Abbildung 23 Batteriebeladung und -entladung und Speicherverluste der 40 kWh Batterie (oben), der 2 x 20 kWh Batterien (Mitte) und der 4 x 10 kWh Batterie (unten)	34
Abbildung 24 Detail Speicherverluste bei der Batteriebeladung B-Box 10.0 (oben), B-Box 40.0 (unten)	34
Abbildung 25 Detaillierte Aufteilung der Speicherverluste in Lade-, Entlade-, Selbstentlade- und Batteriewechselrichterverluste für B-Box 10.0 (oben) und B-Box 40.0 (unten).....	35
Abbildung 26 Monatliche Batterieentladung der B-Box 40.0 (blau) und der vier B-Box 10.0 sowie deren gesamte monatliche Entladeleistung (grün)	35
Abbildung 27 Wochenverlauf KW3 der Batteriebeladung (grün/blau) und der Netzeinspeisung (pink) für Variante mit 4x B-Box 10.0 (oben) und Variante mit einer B-Box 40.0 (unten)	36
Abbildung 28 Monatlicher Eigenverbrauch Photovoltaik mit Batterie und/oder Wärmepumpe	37
Abbildung 29 Monatliches Eigenverbrauchsverhältnis Photovoltaik mit Batterie und/oder Wärmepumpe	38
Abbildung 30 Direktverbrauch (pink) und Batterieentladung (türkis) im Wochenverlauf (KW24) für Variante mit Batterie und Wärmepumpe mit elektrischen Verbrauchern (oben) und ohne elektrische Verbraucher (unten)	38
Abbildung 31 Stromverbrauch der Wärmepumpe aufgeteilt in Batterieentladeleistung (türkis) und Netzbezug (orange)	39
Abbildung 32 Kollektorfeldertrag und Wärmepumpenleistung im Jahresverlauf für eine 3m ³ Speicher (oben) und eine 15m ³ Speicher (unten)	43
Abbildung 33 Wochenverlauf KW16 des Kollektorfeldertrages (blau) sowie der Wärmepumpenleistung (rot).....	44
Abbildung 34 Ausschnitt aus dem Variantenvergleich des 10m ³ Speichers mit 35 und 60 kW Wärmepumpe	45
Abbildung 35 Monatliche Einschaltungen der Wärmepumpen bei verschiedenen Anteilen der Solarthermie (STH)	47
Abbildung 36 Wochenverlauf KW16 des solarthermischen Ertrages für die kleine STH-Anlage mit 80 Kollektoren (oben) und die große STH-Anlage mit 320 Kollektoren (unten)	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kenngrößen von Batterien (Batterieforum Deutschland, 2022; Kümpel, 2021; Quaschnig, 2015, pp. 229-230)	14
Tabelle 2 Elektrische Verbraucher im Neubauwohnprojekt Maschen	20
Tabelle 3 Typische Werte für den Warmwasserbedarf nach Nutzerverhalten	20
Tabelle 4 Verwendete Batterien für die Simulation	23
Tabelle 5 Zusammenfassung der Varianten mit Batterie und/ oder Wärmepumpe.....	24
Tabelle 6 Kollektorleistung des ENERGY+ECO 17 bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen....	25
Tabelle 7 Kenndaten der Wärmepumpen, die für die Dimensionierung verwendet wurden (Polysun Katalog, 2022; eigene Berechnung)	26
Tabelle 8 Speichervolumen des Kombispeichers und dabei verwendete Wärmepumpe	26
Tabelle 9 Wechselrichterkombinationen der verschiedenen Modulfelder	27
Tabelle 10 Ergebnisse der Simulation 1 - Süd- und Ost-West-Ausrichtung	28
Tabelle 11 Monatliche AC Erträge der beiden Ausrichtungsvarianten.....	31
Tabelle 12 Ergebnisse der Simulation 2 -Photovoltaik mit verschiedenen Batterien (Speicherkapazitäten)	31
Tabelle 13 Ergebnisse der Simulation 2 – Varianten mit gleicher Speicherkapazität und unterschiedliche Anzahl Batterien.....	33
Tabelle 14 Ergebnisse der Simulation 3 – Elektrische Resultate	37
Tabelle 15 Ergebnisse der Simulation 3 – thermische Resultate.....	40
Tabelle 16 Vergleich CO2 Emissionen aus der Simulation und theoretisch berechnete CO2 Emissionen	41
Tabelle 17 Ergebnisse der Simulation 4 - Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 640 m ² , einer 60 kW Wärmepumpe und verschiedenen Speichervolumen	42
Tabelle 18 Ergebnisse der Simulation 4 - Solarthermieanlage mit verschiedenen Speichervolumen...	44
Tabelle 19 Ergebnisse der Simulation 5- Kombination von Photovoltaik und Solarthermie mit 7m ³ Pufferspeicher und angepasster Wärmepumpenleistung, Teil 1: Photovoltaische und solarthermische Ergebnisse	46
Tabelle 20 Resultate der Simulation 5- Kombination von Photovoltaik und Solarthermie mit 7m ³ Pufferspeicher und angepasster Wärmepumpenleistung, Teil 2: Ergebnisse des Gesamtsystems.....	48

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom/
BDEW	Bundesverband der Energie und Wirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Coefficient of Performance
DC	Gleichstrom
Hz	Herz
HW	Heizwasser
JAZ	Jahresarbeitszahl
MPP	Maximum Power Point
PV	Photovoltaik
SJAZ	System Jahresarbeitszahl
STC	Standard Test Conditions
STH	Solarthermie
UBA	Umweltbundesamt
kWp	Kilowattpeak
KW	Kaltwasser
WW	Warmwasser

Symbolverzeichnis

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
α	Azimut Winkel	-
β	Anstellwinkel (auch Dachneigung)	-
γ	Absorptionsgrad	%
ε	Leistungszahl (Wärmepumpe)	-
ϑ	Temperatur	°C
Φ_{HL}	Heizlast	W
Φ_T	Transmissionsverluste	W
Φ_V	Lüftungswärmeverluste	
Φ_{hu}	Zusätzliche Aufheizung unter Norm-Außenbedingungen	
Φ_g	Wärmegewinne unter Norm-Außenbedingungen	
η_{WR}	Wirkungsgrad Wechselrichter	-
τ	Transmissionsgrad	%
a_{Eig}	Eigenverbrauchsverhältnis	%
$a_{Autarkie}$	Autarkiegrad	%
A_K	Kollektorfläche	m ²
A_M	Modulfläche	m ²
c	Wärmekapazität	
$E_{el,WP}$	Elektrischer Verbrauch Wärmepumpe	Wh
E_{dcsHPV}	PV-Direktverbrauch der thermischen Wärmeerzeuger	Wh
E_{dif}	Diffusstrahlung	W/m ²
E_{dir}	Direktstrahlung	W/m ²
E_G	Globalstrahlung (Bestrahlungsstärke)	W/m ²
E_{thes}	Elektrischer Verbrauch thermischer Wärmeerzeuger	Wh
f	Korrekturfaktor Ausrichtung und Neigung	-
f_{CO_2}	CO ₂ -Emissionsfaktor	kgCO ₂ /MWh
H	Bestrahlung (Globalstrahlungssumme)	kWh/m ²
m	Masse	kg
P_{AC}	Wechselstromleistung	kW
P_{DC}	Gleichstromleistung	kW
P_{el}	Elektrische Antriebsenergie (Wärmepumpe)	W

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
P_{STC}	Anlagennennleistung unter Standardtestbedingungen	kWp
Q_{LA}	Leitungsaufheizverluste	Wh
Q_N	Nutzwärmebedarf	Wh
\dot{Q}_{KN}	Kollektornutzleistung	W
Q_{SP}	Speicherverluste	Wh
Q_{use}	Wärmeverbrauch (Warmwasser und Konvektoren)	Wh
Q_V	Energetische Verluste	Wh
\dot{Q}_V	Verluste durch Wärmestrahlung und Konvektion	W
\dot{Q}_{WP}	Wärmeleistung (Wärmepumpe)	W
Q_{WP}	Abgegebene Wärmeenergie (Wärmepumpe)	Wh
Q_Z	Zirkulationsverluste	Wh
Q_{zu}	Energie der Zusatzheizung	Wh
SD	Solarer Deckungsgrad	%
V_S	Speichervolumen	m ³ bzw. l
W_{Jahr}	spezifischer Jahresertrag	kWh/kWp
$W_{Einspeisung}$	Netzeinspeisung	W
$W_{PV,AC}$	AC-Ertrag PV	W
$W_{PV,Jahr}$	Jahresertrag Photovoltaik	kWh
$W_{Verbrauch}$	Gesamter (Strom-)Verbrauch	W
$W_{Verbrauch_{PV}}$	Eigenverbrauch	W

1. Einleitung

Im Jahr 2019 trugen die Privathaushalte mit etwa 27 % zum gesamten Endenergieverbrauch bei, wobei der Hauptanteil davon für die Raumwärme und Warmwasserbereitung genutzt wird (dena, 2021, p. 7). Konventionelle Energieträger, wie Kohle, Heizöl und Gas decken dabei einen Großteil des Energiebedarfs (dena, 2021, p. 7). Bei der Energieumwandlung entstehen Emissionen, die zum anthropogenen Treibhauseffekt beitragen. Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit alternative Energieversorgungen und ihre Speichermöglichkeiten untersucht und verglichen. Dabei soll eine Kopplung vom Strom- und Wärmesektor mit Hilfe von Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen stattfinden, um die Solarenergie effektiv zu nutzen. Zum einen spielt hierbei der ökologische Aspekt eine wichtige Rolle, um die Klimaziele der Bundesregierung sowie der Europäischen Union zu erreichen. Zum anderen kommen aufgrund der Entwicklungen des deutschen Energiemarktes auch die wirtschaftlichen Aspekte zu Trage. Neben den steigenden Energiepreisen trägt auch die aktuelle Lage im Russland-Ukraine-Konflikt zu den Vorteilen einer Unabhängigkeit von konventionellen Energieträgern bei (Uken, 2022).

Mit einer Photovoltaikanlage wird eine Eigenstromproduktion für das Wohngebäude geschaffen, die durch eine optimale Ausrichtung maximiert wird. Es wird untersucht, wie sich der Eigenstromverbrauch mit verschiedenen elektrochemischen Speichern (Batterien) erhöhen lässt. Während die Stromkosten steigen, sinken die Vergütungssätze von Photovoltaikanlagen stetig und liegen für neu angemeldete Anlagen im Februar 2022 und eine Anlagengröße von 11 bis 40 kWp bei ca. 6,5 ct/kWh (Kümpel, 2022). Bei Stromkosten von über 30 ct/kWh ist daher eine Steigerung des Eigenverbrauchs für einen wirtschaftlichen Betrieb der PV-Anlage notwendig (Kümpel, 2022; BMWi, 2021). Zusätzlich wird der Verbrauch des Photovoltaikstromes durch eine elektrisch betriebene Wärmepumpe gesteigert. Mit der Wärmepumpe soll zudem der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser des Gebäudes gedeckt werden, damit ebenfalls die Wärmeerzeugung regenerativ erfolgt.

Eine solarthermische Anlage soll als emissionsfreie Zusatzheizung die Wärmepumpe bei der Wärmeerzeugung unterstützen. Dafür wird das Speichervolumen des thermischen Speichers für die Wärmebereitstellung variiert und die Auswirkung auf den solaren Deckungsgrad der Solarthermieanlage untersucht. Dabei soll insbesondere das Zusammenspiel der verschiedenen Strom- und Wärmeerzeuger analysiert werden, wobei bei der Kombination von einer Photovoltaikanlage mit einer Solarthermieanlage die begrenzte Flächenausnutzung zu beachten ist. Daher werden verschiedene Anteile der beiden Solaranlagen auf der Dachfläche betrachtet

Die verschiedenen Fragestellungen werden mit Hilfe von Simulationen von verschiedener Energieversorgungsvarianten mit dem Programm Polysun der Firma Vela Solaris beantwortet und diskutiert. Für eine gute Vergleichbarkeit werden zuvor die projektspezifischen Daten zusammengetragen. Dazu gehört neben der Festlegung von elektrischen und thermischen Verbrauchern bei der Planung einer Solaranlage auch die Betrachtung der Flächennutzung am Gebäude.

2. Theoretische Grundlagen

2.1 Solare Energiequelle

Die Sonne ist eine regenerative Energiequelle und stellt einen gigantischen Fusionsreaktor dar, in dessen Innerem eine Kernfusion stattfindet, bei der Temperaturen von 15 Millionen Grad Celsius entstehen (Mertens, 2018, p. 41). Die dabei freiwerdende Energie wird in Form von Strahlung in den Weltraum abgegeben (Mertens, 2018, p. 41) und kann auf der Erde mittels Photovoltaik in elektrische und mittels Solarthermie in thermische Energie gewandelt werden. Für die Simulation von Solaranlagen sind daher genaue Kenntnisse über die auftreffende Solarstrahlung notwendig.

2.1.1 Einflüsse in der Atmosphäre

Die durchschnittliche Bestrahlungsstärke außerhalb der Atmosphäre beträgt etwa 1367 W/m^2 und wird als Solarkonstante bezeichnet (Mertens, 2018, pp. 41-43). Innerhalb der Erdatmosphäre kommt es zu verschiedenen Reduktionsprozessen, die das Spektrum des Sonnenlichtes verändern und somit die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche verringern. An der Erdatmosphäre wird zunächst ein Teil des Lichtes reflektiert und Prozesse innerhalb der Atmosphäre, die in Abbildung 1 dargestellt sind, sorgen für weitere Reduktionen der Strahlung (Mertens, 2018, pp. 41-43). Hier wird ein Teil der Strahlung von Ozon, Wassermolekülen und Staubpartikeln in der Atmosphäre absorbiert und ein weiterer Teil gestreut (Wesselak & Voswinckel, 2016). Es werden zwei Streumechanismen unterschieden: Die Rayleigh-Streuung erfolgt an Teilchen, die kleiner als die Wellenlänge des Lichtes sind (molekulare Bestandteile) und die Mie-Streuung an Teilchen, die größer als die Wellenlänge des Lichtes sind, wie z.B. Staubpartikel (Quaschnig, 2015, pp. 63-64). Je länger der Weg durch die Atmosphäre ist, desto mehr Reduktionsprozesse finden statt. Durch die Reduktionsprozesse entstehen zwei Arten von Strahlung. Die Direktstrahlung kommt ohne Reduktionsprozesse aus der Sonnenrichtung und verursacht dadurch Schattenwürfe. Der zweite Anteil ist die Diffusstrahlung, die durch die Streuung aus allen Himmelsrichtungen kommen kann. Die Summe ergibt die Bestrahlungsstärke auf die horizontale Fläche und wird in W/m^2 gemessen (Quaschnig, 2015, pp. 69-70):

$$E_G = E_{dir} + E_{diff} \quad (1)$$

Die Globalstrahlungssumme H , im Folgenden Bestrahlung genannt, ergibt sich für einen Standort durch das Summieren der Bestrahlungsstärke über einen bestimmten Zeitraum. Diese wird in kWh/m^2 pro Tag bzw. Jahr gemessen (VDI 3789, 2019, p. 8).

In Deutschland ist der diffuse Anteil der Globalstrahlung über ein ganzes Jahr gesehen höher als der direkte Anteil (Mertens, 2018, pp. 45-46). Je näher der Standort zum Äquator ist, desto höher ist der Anteil der direkten Strahlung. Insgesamt steigt auch die Globalstrahlung, da höhere Sonnenstände und damit kürzere Lichtwege erreicht werden (Mertens, 2018, pp. 45-46).

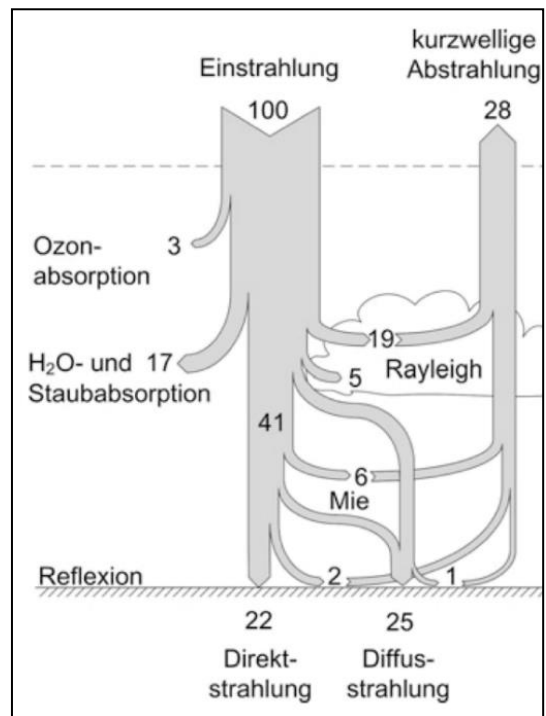


Abbildung 1 Strahlungsbilanz der Erde ohne langwellige Abstrahlung und atmosphärischer Gegenstrahlung (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 19)

Innerhalb von Deutschland entstehen dadurch unterschiedliche Globalstrahlungssummen, wie die Abbildung 2 zeigt (DWD, 2022). Sie stellt die mittlere Jahressumme der Bestrahlung H auf die horizontale Fläche in Deutschland für die letzten 30 Jahre in $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ dar (größere Darstellung siehe Anhang). Dabei sind grüne Flächen als geringe (etwa $1000 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$) und braune Flächen als hohe Globalstrahlung (bis zu $1200 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$) zu verstehen (DWD, 2022).

Für die Dimensionierung von Solaranlagen ist es sinnvoll Mittelwerte eines großen Zeitraums zu wählen, da verschiedene Jahre unterschiedliche Strahlungssummen aufweisen (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 27). Grund hierfür sind insbesondere Witterungseinflüsse, wie die Lichtabsorption in den Wolken. Außerdem ist es hilfreich, den Verlauf der Sonne an verschiedenen Tagen im Jahr zu kennen, um mögliche Verschattungen am Standort zu erkennen und für die Ertragsberechnung von Solaranlagen zu beachten (Vela Solaris AG, 2014, p. 36). Dazu werden Sonnenbahndiagramme erstellt, die den Sonnenstand durch die Sonnenhöhe auf der y-Achse beschreiben und den Sonnenazimut auf der x-Achse. (Quaschnig, 2015, pp. 74-75) Der Sonnenazimut beschreibt die Abweichung von einer südlichen Ausrichtung durch die Angabe des Azimut Winkels α . So entsteht für jeden Tag im Jahr eine zugehörige Sonnenbahn, die den Sonnenstand zu unterschiedlichen Uhrzeiten darstellt (Quaschnig, 2015, pp. 74-75).

2.1.2 Einfluss von Neigung und Ausrichtung

Für die direkten und diffusen Strahlungsanteile ergeben sich verschiedene Anforderungen für eine optimale Ausnutzung der einfallenden Sonnenstrahlung. Für den direkten Strahlungsanteil bietet eine senkrecht zur Sonneneinstrahlung geneigte Fläche die optimale Ausnutzung, während die diffuse Strahlung am besten durch eine horizontale Ausrichtung genutzt wird, da diese keine definierte Richtung besitzt (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 24; Quaschnig, 2015, pp. 75-76). Zusätzlich zu den beiden bekannten Strahlungsformen kann ein Teil der am Boden reflektierten Strahlung nutzbar gemacht werden. Dieser Teil der Strahlung ist stark abhängig vom Bodenmaterial und kann bei einem Anstellwinkel von 90° (Fassadenanlagen) zu etwa 50% ausgenutzt werden und bei einer horizontalen Ausrichtung gar nicht (Mertens, 2018, p. 56). Nachführsysteme, die die Solaranlage kontinuierlich nach dem Stand der Sonne ausrichten, können den Ertrag steigern, werden aber aufgrund eines hohen Aufwandes und Ertragsreduktionen durch den Motor selten eingesetzt (Quaschnig, 2015, p. 80). Um den Energieertrag zu steigern, werden Solaranlagen mit einem Anstellwinkel β gegenüber der horizontalen Fläche installiert (Quaschnig, 2015, p. 80). Je nachdem wie stark die Fläche geneigt ist und in welche Richtung sie ausgerichtet wird, beeinflusst dies die Strahlungssumme. Mit Hilfe von Strahlungsdiagrammen und Tabellen können grobe Abschätzungen für den Ertrag einer Solaranlage gemacht werden (Mertens, 2018, pp. 57-58).

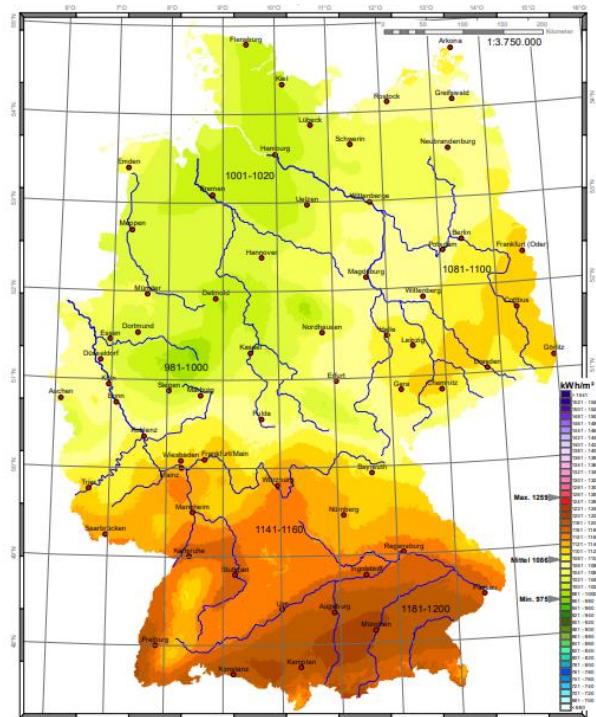


Abbildung 2 Globalstrahlung in Deutschland - Mittlere Jahressumme der Bestrahlung H von 1991 – 2020 (DWD, 2022)

In Abbildung 3 ist ein Strahlungsdiagramm für den Standort Berlin dargestellt, bei dem auf der horizontalen Fläche nach der Abbildung 2 eine Strahlungssumme von 1000 kWh/m²a zu erwarten sind. Durch eine Dachneigung von 35° und eine südliche Ausrichtung kann die Strahlungssumme im Jahr auf 1150 kWh/m²a erhöht werden. Während die Ausrichtung bei einer geringen Neigung ($\leq 15^\circ$) kaum Einfluss auf die auftreffende Strahlungssumme hat, nimmt diese

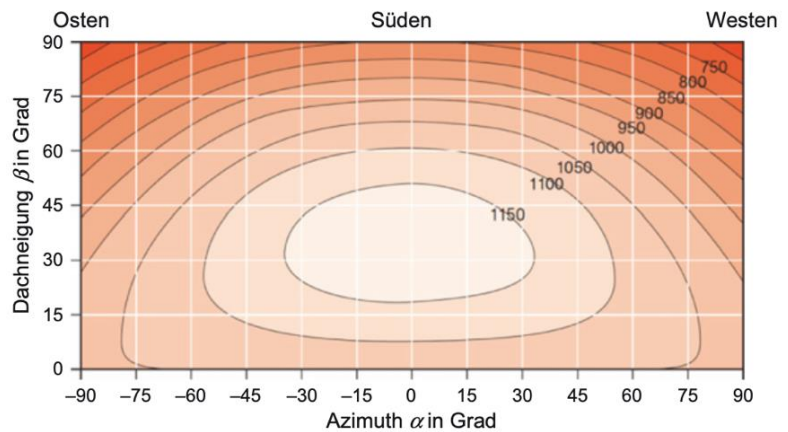


Abbildung 3 Strahlungsdiagramm für den Standort Berlin - Strahlungssumme H in kWh/m²a bei verschiedenen Neigungen und Ausrichtungen (Mertens, 2018, p. 57)

bei einem hohen Neigungswinkel durch eine hohe Abweichung von einer südlichen Ausrichtung deutlich ab (Mertens, 2018, pp. 57-58). Allerdings ist zu beachten, dass die optimal orientierte Fläche jahreszeitlich schwankt. So werden im Sommer bei einer Neigung von 10° bis 20° und südlichen Ausrichtung die höchsten Bestrahlungsstärken erreicht und im Winter bei einer deutlich höheren Neigung von etwa 60° bis 70° die maximalen Werte erzielt (Quaschnig, 2015, pp. 80-81). Insgesamt werden aber im Sommer, unabhängig von Ausrichtung und Neigung, höhere Erträge erzielt.

Alternativ können auch standortspezifische Tabellen eine genauere Abschätzung ermöglichen (Mertens, 2018, pp. 57-59). Hier wird für jede Art von Ausrichtung und Neigung ein Korrekturfaktor in Prozent angegeben. Für genaue Ertragsprognosen werden heutzutage jedoch Simulationsprogramme genutzt, die über eine Vielzahl von Wetterdaten verfügen (Mertens, 2018, pp. 57-59).

2.2 Nutzung der Sonnenenergie

Die auftreffende Sonnenenergie kann durch unterschiedliche Technologien in nutzbare Energie gewandelt werden. Photovoltaikanlagen erzeugen elektrische Energie in Form von Gleichstrom und Solarthermieanlagen erzeugen thermische Wärme, die für den Warmwasserbedarf oder den Heizwärmebedarf im Gebäude genutzt werden kann.

2.2.1 Photovoltaikanlagen

2.2.1.1 Aufbau/ Funktionsweise

Photovoltaikanlagen (kurz PV-Anlagen) bestehen aus verschiedenen Komponenten, die für einen optimalen Energieertrag sowie einen fehlerfreien Betrieb gut aufeinander abgestimmt sein müssen (Wesselak & Voswinckel, 2016). Der Photovoltaikgenerator erzeugt die elektrische Energie aus dem einfallenden Sonnenlicht. Neben den Photovoltaikmodulen zählen hierzu auch die Unterkonstruktion und die Verkabelung. Der Wechselrichter wandelt die erzeugte Gleichspannung in Wechselspannung, damit diese ins Stromnetz gespeist werden kann. Ein zusätzliches Monitoringsystem ist eine Anlagenüberwachung, die die Erträge der Anlage erfasst und im Störfall den Anlagenbetreiber alarmiert und eine schnelle Behebung der Störung ermöglicht (Wesselak & Voswinckel, 2016).

Der PV-Generator besteht im Wesentlichen aus einer Zusammenschaltung mehrerer Photovoltaikmodulen (Wesselak & Voswinckel, 2016). Innerhalb der Module befinden sich Solarzellen, die eine Gleichstromquelle darstellen und in Reihe geschaltet werden, damit gut nutzbare Spannungen entstehen (Mertens, 2018, p. 33). Auf der Vorderseite des Moduls wird eine Schicht aus eisenoxidarmen Weißglas oder Antireflexglas aufgetragen, um die Solarzellen vor Witterungseinflüssen zu schützen und Transmissionsgrade von bis zu 95 % zu erreichen. An der Rückseite, die aus Glas oder Kunststoffolie befindet sich die Anschlussdose mit vormontierten Anschlusskabeln und Steckverbindern. Zusätzlich sind in der Anschlussdose Bypassdioden vorhanden, die bei einer partiellen Verschattung das Modul schützen und drastische Leistungsreduktionen vermeiden sollen (Mertens, 2018; Wesselak & Voswinckel, 2016).

Die Module werden über eine doppelt isolierte Gleichstromverkabelung mit Hilfe von Steckverbindern zu sogenannten Strings verbunden und je nach Anlagentyp mit unterschiedlichen Unterkonstruktionen versehen (Mertens, 2018, p. 182). Bei Flachdachanlagen wird zwischen Aluminium-Unterkonstruktionen und Kunststoffwannen unterschieden (Mertens, 2018, pp. 187-188). Für beide Konstruktionen ist eine Beschwerung notwendig, weshalb die Statik des Gebäudes zu beachten ist (Mertens, 2018, pp. 187-188). Die Unterkonstruktion ist entscheidend für die Ausrichtung und den Anstellwinkel der Module, wobei heutzutage zwischen einer reinen Süd- und einer Ost-West-Ausrichtung unterschieden wird (Wagner Solar GmbH, 2020). Obwohl bei einer Südausrichtung der Stromertrag bei gleicher Modulfläche höher ist (vgl. Kapitel 2.1), gibt es in Deutschland einen Trend zu Ost-West-Anlagen (phozovoltaik.eu, 2014). Grund hierfür ist ein höherer Ertrag durch eine effektivere Flächenausnutzung, da die Abstände der Module deutlich verringert werden (Wirth, 2021, p. 62). Hinzu kommt eine bessere Stromausbeute in den Morgen- und Abendstunden, wodurch der Strom besser direkt verbraucht werden kann (phozovoltaik.eu, 2014; Wirth, 2021, p. 62).

Der Wechselrichter wandelt den Solarstrom in einphasigen Wechselstrom oder dreiphasigen Drehstrom, um ihn für das Stromnetz und elektrische Verbraucher nutzbar zu machen (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 74). Zur Erzeugung eines sinusförmigen Wechselstroms wird in der Regel die Frequenz durch das Stromnetz bestimmt. Inselanlagen ohne Zugang zum Netz benötigen einen zusätzlichen Taktgeber, für die Erzeugung eines Wechselstromes mit 50 Hz (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 74). Bei der Stromumwandlung geht immer ein Teil der Leistung verloren, weshalb ein möglichst hoher

Wirkungsgrad ($>95\%$) erzielt werden sollte (Mertens, 2018, p. 203). Bei der Auswahl des Wechselrichters ist darauf zu achten, dass die AC-Nennleistung des Wechselrichters ungefähr der DC-Gesamtleistung der PV-Module entspricht und die maximale Eingangsspannung des Wechselrichters nicht überschritten wird (Kampschulte, 2019).

Im Wechselrichter ist ein MPP-Tracker integriert, der dafür sorgt, dass der PV-Generator immer die maximal mögliche Leistung erzielt (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 74). MPP steht dabei für Maximum Power Point, dem Betriebspunkt an dem die höchste Leistung erreicht wird (Mertens, 2018, pp. 101-102). Dieser wird kontinuierlich überwacht und nachgeregelt, da er von der Bestrahlungsstärke und der Modultemperatur abhängt und somit im Tagesverlauf schwankt (Wesselak & Voswinckel, 2016, p. 74). Die Bestrahlungsstärke beeinflusst den Strom und die Modultemperatur die Spannung (Mertens, 2018, pp. 172-173).

Für den Anschluss des Wechselrichters an den PV-Generator kommen verschiedene Anlagenkonzepte in Frage (Mertens, 2018, pp. 201-203, 209-210). Beim Zentral-Wechselrichter werden die Strings parallel an einen Generatoranschlusskasten geschaltet und von dort wird die erzeugte Energie zum Wechselrichter geführt. Somit wird nur ein Wechselrichter benötigt, jedoch kann es durch die Parallelschaltung bei einer Verschattung einzelner Strings zu Ertragsverlusten kommen. Dieses Konzept hat zudem einen sehr hohen Aufwand bei der Gleichstromverkabelung. Eine Alternative ist das Konzept mit String-Wechselrichtern, bei dem an jeden String ein einzelner Wechselrichter angeschlossen wird. Daraus folgend ergibt sich eine höhere Anzahl an Wechselrichtern, dafür ist aber kein Generatoranschlusskasten notwendig, da jeder String einzeln MPP-geregelt wird und leicht zu überwachen ist. Der Multistring-Wechselrichter ist eine Mischform der beiden Konzepte. Er enthält mehrere Eingänge und kann somit mehrere Stränge einzeln regeln. Dadurch können Strings mit verschiedenen Ausrichtungen oder unterschiedlich vielen Modulen an einen Wechselrichter angeschlossen werden (Mertens, 2018, pp. 201-203, 209-210). Der Vorteil gegenüber mehreren String-Wechselrichter sind geringere Kosten, weshalb für die PV-Anlage des Neubauprojektes Multistring-Wechselrichter eingesetzt werden. In Abbildung 4 ist der Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage mit Multistring-Wechselrichter dargestellt. Ein Solarstromzähler erfasst den AC-Ertrag der Anlage und ein Zweirichtungszähler den Anteil der davon ins Stromnetz gespeist wird und wie viel zusätzlich aus dem Stromnetz bezogen wird.

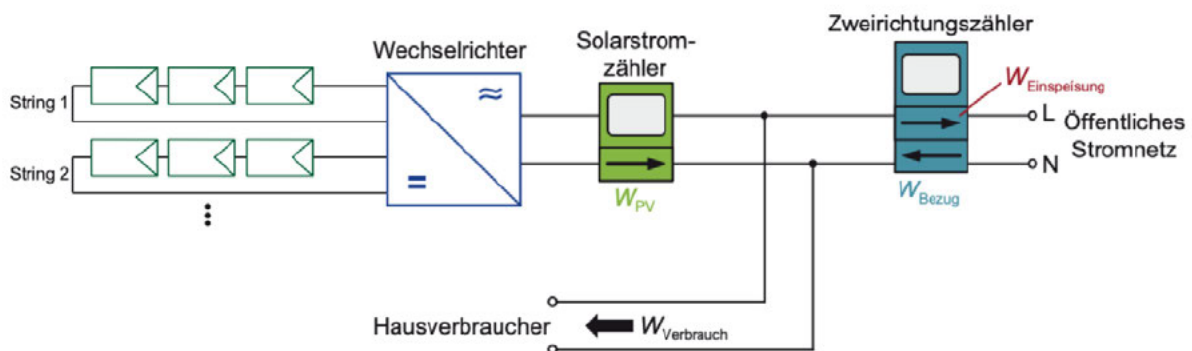


Abbildung 4 Aufbau netzgekoppelte Photovoltaikanlage mit Multistring-Wechselrichter, Solarstromzähler und Zweirichtungszähler (Quelle: Mertens, 2018, pp. 201-202; eigene Überarbeitung)

2.2.1.2 Ertrag und Eigenverbrauch

Der Ertrag einer Photovoltaikanlage hängt von der Bestrahlungsstärke, der Ausrichtung und der Nennleistung des PV-Generators ab. Die Nennleistung wird in Kilowattpeak (kWp) angegeben und ergibt sich aus der Summe der einzelnen Modulnennleistungen, die in Datenblättern angegeben und unter Standardtestbedingungen (STC)¹ ermittelt wird. Da diese Bedingungen in der Regel nur selten gleichzeitig vorliegen, werden für eine realistische Ertragsberechnung Korrekturfaktoren eingesetzt und standortspezifische Jahreserträge aus Referenzanlagen gewählt (Burkhardt, 2021). Die Korrekturfaktoren berücksichtigen die Ausrichtung und die Neigung.

$$W_{PV,Jahr} = P_{STC} \cdot f \cdot w_{Jahr} \quad (2)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
$W_{PV,Jahr}$	PV-Jahresertrag	kWh
P_{STC}	Anlagennennleistung unter Standardtestbedingungen	kWp
f	Korrekturfaktor Ausrichtung und Neigung	-
w_{Jahr}	Spezifischer Jahresertrag	kWh/kWp

Die vom PV-Generator gelieferte Gleichstromleistung (DC) entspricht nicht der Leistung, die am Solarstromzähler gemessen wird (AC-Leistung), da bei der Umwandlung im Wechselrichter Verluste in Form von Wärme- und Schaltverlusten entstehen (Mertens, 2018, p. 210). Die Höhe der Verluste hängt vom ausgewählten Wechselrichter und dessen Wirkungsgrad ab. Der Wechselrichterwirkungsgrad ergibt sich aus dem Verhältnis von AC-Nennleistung zu DC-Nennleistung (Mertens, 2018, p. 210):

$$\eta_{WR} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (3)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
η_{WR}	Wirkungsgrad Wechselrichter	-
P_{AC}	Wechselstromleistung (am Ausgang des Wechselrichters)	W
P_{DC}	Gleichstromleistung (am Eingang des Wechselrichters)	W

Aufgrund der sinkenden Einspeisevergütungen ist es sinnvoll, einen möglichst großen Anteil des erzeugten PV-Stroms selbst zu verbrauchen (Mertens, 2018, pp. 200-201). Der Eigenverbrauch ergibt sich aus der Differenz von PV-Ertrag (W_{PV}) und dem eingespeisten Strom. Für den Anteil des Eigenverbrauchs werden zwei Größen unterschieden: Das Eigenverbrauchsverhältnis gibt das Verhältnis von Eigenverbrauch zum gesamten PV-Ertrag an und der Autarkiegrad beschreibt das Verhältnis von Eigenverbrauch zum gesamten Verbrauch. Der Autarkiegrad beschreibt damit die Unabhängigkeit vom Stromnetz (Mertens, 2018, pp. 200-201).

$$\alpha_{Eigen} = \frac{W_{Verbrauch,PV}}{W_{PV,AC}} = \frac{W_{PV} - W_{Einspeisung}}{W_{PV,AC}} \quad (4)$$

$$\alpha_{Autarkie} = \frac{W_{Verbrauch,PV}}{W_{Verbrauch}} = \frac{W_{PV} - W_{Einspeisung}}{W_{Verbrauch}} \quad (5)$$

¹ Bestrahlungsstärke von 1000 W/m², AM 1,5 und Zelltemperatur von 25°C

Symbol:	Bedeutung	Einheit
a_{Eigen}	Eigenverbrauchsverhältnis	-
a_{Autarkie}	Autarkiegrad	
$W_{\text{Verbrauch_PV}}$	Eigenverbrauch	
W_{PV}	AC-Ertrag PV	W
$W_{\text{Einspeisung}}$	Netzeinspeisung	W
$W_{\text{Verbrauch}}$	Gesamter Verbrauch	W

Durch Integration von Batteriespeichern und Wärmepumpen kann der Eigenverbrauch erhöht werden, sodass das Eigenverbrauchsverhältnis und der Autarkiegrad gesteigert werden. Die Batteriespeicher werden in Kapitel 2.4.1 und die Wärmepumpen in Kapitel 2.3 vertieft.

2.2.2 Solarthermieranlagen

Solarthermieranlagen (kurz STH-Anlagen) nutzen die Sonnenenergie thermisch, also zur Bereitstellung von Wärme (Quaschnig, 2015, p. 97). Die Wärmebereitstellung kann dabei für unterschiedliche Einsatzgebiete innerhalb eines Gebäudes erfolgen. Für die Betrachtung von Mehrfamilienhäusern spielt insbesondere die Trinkwassererwärmung sowie die Bereitstellung von Wärme für die Raumheizung eine wichtige Rolle (Quaschnig, 2015, p. 97). Im Wesentlichen unterscheiden sich die beiden Systeme von dem Wärmebedarf. Während der Warmwasserbedarf über das Jahr konstant bleibt, ist der Heizenergiebedarf in den Wintermonaten besonders hoch. Werden beide Systeme kombiniert, so sind zwei getrennte Wärmespeicher oder ein Kombispeicher notwendig, um den Heizkreislauf, der in der Regel nicht mit Trinkwasser betrieben wird, vom Trinkwasserkreislauf zu trennen (Kaltschmitt, et al., 2020, p. 272).

2.2.2.1 Aufbau/ Funktionsweise

Die Solarkollektoren wandeln die solare Energie in nutzbare Wärme. Dabei werden Speicherkollektoren, Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren unterschieden. Während beim Speicherkollektor der Speicher direkt integriert ist und somit kein zusätzlicher Speicher notwendig ist, müssen für die anderen beiden Varianten zusätzliche Wärmespeicher ins System integriert werden. Ein System ohne Speicher ist nicht sinnvoll, da bei starker Sonneneinstrahlung das Wärmeträgermedium sich schnell auf Temperaturen über 100°C erhitzt. Wird diese Wärme nicht abgenommen, so entstehen hohe Wärmeverluste, die nur durch Wärmespeicher zu vermeiden sind.

Flachkollektoren sind zurzeit in Europa für die Trinkwassererwärmung am weitesten verbreitet (Quaschnig, 2015, pp. 114-117). Im Inneren des Kollektors befindet sich ein Absorber, der das eintreffende Sonnenlicht in Wärme umwandelt. Die Wärme wird an das Wärmeträgermedium (Wasser oder Glykol) abgegeben, das durch den Absorber fließt und über Rohrleitungen zum Wärmespeicher transportiert wird (Kaltschmitt, et al., 2020, p. 268; Quaschnig, 2015, pp. 114-117). Um Wärmeverluste im Kollektor zu vermeiden, befindet sich der Absorber in einem gut isolierten Gehäuse und einer Glasscheibe an der Vorderseite. Die Wärmeabstrahlung vom Absorber wird durch die Glasscheibe, ähnlich wie in einem Treibhaus, im Kollektor gehalten. Trotzdem entstehen am Kollektor Verluste durch Konvektion aufgrund von Luftbewegungen und Strahlungsverluste durch Reflexionen an der Frontscheibe und am Absorber selbst. Die Frontscheibe besteht aus eisenarmem Solarglas mit Transmissionsgraden bis zu 0,92 oder speziellen Antireflexgläsern, die sogar Transmissionsgrade von 0,96 erreichen. Durch eine doppelte Verglasung können die Wärmeverluste deutlich reduziert werden, jedoch steigt auch der reflektierte Strahlungsanteil, weshalb meistens eine einfache Verglasung

ausreicht. Um die Konvektionsverluste zu reduzieren, kann zwischen der Frontscheibe und dem Absorber ein Vakuum erzeugt werden. Dieses Prinzip wird in Vakuumflachkollektoren angewandt, wobei eine Vakuumpumpe notwendig ist, um das Vakuum zu stabilisieren, da das Eindringen von Luft zwischen dem Gehäuse und der Glasscheibe nicht vollständig zu vermeiden ist (Quaschning, 2015, pp. 114-117).

Vakuurröhrenkollektoren basieren ebenfalls auf dem Prinzip der Vakuumerzeugung, allerdings wird dieses in einer vollständig abgeschlossenen Glasröhre erzeugt, sodass das Vakuum ohne Pumpe über einen längeren Zeitraum erhalten werden kann (Quaschning, 2015, pp. 117-118). Das Eindringen von atmosphärischem Wasserstoff lässt sich jedoch nicht vollständig verhindern, weshalb sogenannte Getter in den Kollektor eingebaut werden, die den Wasserstoff absorbieren können. Prinzipiell wird zwischen Kollektoren mit Heatpipe und mit durchgehendem Wärmerohr unterschieden. Beim Vakuumkollektor mit durchlaufenden Wärmeträgerrohr läuft die Flüssigkeit durch den Kollektor und beim Kollektor mit Heatpipe fließt sie nur an einem Kondensator vorbei. In diesem Kondensator wird das zuvor in der Heatpipe verdampfte Wärmemedium kondensiert und die Wärmeenergie an die Wärmeträgerflüssigkeit abgegeben (Quaschning, 2015, pp. 117-118).

2.2.2.2 Kollektorleistung und -Kollektorwirkungsgrad

Die Kollektorleistung ist abhängig von der Bestrahlungsstärke und der Kollektorfläche (Quaschning, 2015, p. 121). Hinzu kommen die Einflüsse des Transmissionsgrades der Frontscheibe sowie der Absorptionsfähigkeit des Absorbers. Die zuvor beschriebenen, auftretenden Verluste durch Konvektion und Wärmestrahlung werden von der eintreffenden Strahlungsleistung subtrahiert und mit \dot{Q}_V zusammengefasst. Somit ergibt sich für die Kollektornutzleistung (Quaschning, 2015, p. 121):

$$\dot{Q}_{KN} = \tau \cdot \gamma \cdot E \cdot A_K - \dot{Q}_V \quad (6)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
\dot{Q}_{KN}	Kollektornutzleistung	W
τ	Transmissionsgrad	-
γ	Absorptionsgrad	-
E	Bestrahlungsstärke	W/m ²
A_K	Kollektorfläche	m ²
\dot{Q}_V	Verluste durch Wärmestrahlung und Konvektion	W
η_K	Kollektorwirkungsgrad	

Aus dem Verhältnis von Kollektornutzleistung und auf die Kollektorfläche auftreffende solare Bestrahlungsstärke ergibt sich der Kollektorwirkungsgrad durch (Quaschning, 2015, p. 122):

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_{KN}}{E \cdot A_K} \quad (7)$$

Der Kollektorwirkungsgrad ist zudem abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und der Umgebung (Quaschning, 2015, pp. 123-124). Aufgrund der unterschiedlichen Verlustfaktoren abhängig vom Kollektortyp, entstehen für die verschiedenen Kollektortypen unterschiedliche Wirkungsgrade. Abbildung 5 zeigt die Kollektorwirkungsgrade verschiedener Kollektortypen über unterschiedliche Temperaturdifferenzen. Mit steigender Temperaturdifferenz nimmt der Wirkungsgrad ab bis die Kollektorstillstandstemperatur erreicht ist (Quaschning, 2015, pp. 123-124). Kommt es zum Stillstand einer STH-Anlage findet keine Zirkulation mehr statt und dem Kollektor (Absorber) kann

keine Wärme mehr entzogen werden (Stieglitz & Heinzel, 2012, p. 274). Dies geschieht, wenn der Speicher seine Maximaltemperatur erreicht und die Wärme nicht mehr abnehmen kann. Dadurch nimmt die Temperatur des Kollektors zu, bis dessen Stillstandstemperatur erreicht ist. Ab dem Moment beträgt der Wirkungsgrad des Kollektors $\eta_K=0$ (Stieglitz & Heinzel, 2012, p. 274).

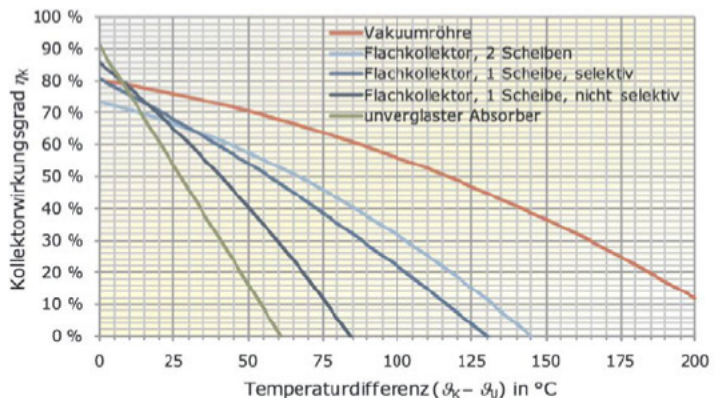


Abbildung 5 Kollektorstufen bei verschiedenen Kollektortypen bei verschiedenen Temperaturdifferenzen und einer Bestrahlungsstärke von 800 W/m^2 (Quelle: Quaschnig, 2015, pp. 124)

Die Wärme vom Kollektor wird durch Rohrleitungen zum Wärmespeicher und im Anschluss zum Verbraucher transportiert. Daraus folgend entstehen zusätzliche Wärmeverluste in den Rohrleitungen und lassen sich insbesondere durch eine gute Dämmung der Rohre vermindern.

2.2.2.3 Anlagenauslegung

Für die Auslegung einer Solarthermieanlage sind Kenntnisse über den Nutzwärmebedarf erforderlich. Der Wärmebedarf für das Neubauprojekt Maschen wird in Kapitel 3.1.3 bestimmt. In der Regel wird der Wärmebedarf nicht zu 100% aus der Solaranlage gedeckt, sondern durch eine Zusatzheizung unterstützt (Quaschnig, 2015, p. 139). Die erforderliche Energie der Zusatzheizung ergibt sich aus der Nutzwärme, den energetischen Verlusten und der Kollektornutzleistung (Quaschnig, 2015, p. 139).

$$Q_{zu} = Q_N + Q_V - Q_{KN} \quad (8)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
Q_{zu}	Energie der Zusatzheizung	Wh
Q_N	Nutzwärme	Wh
Q_V	Energetische Verluste (Leitungsaufheizverluste, Zirkulationsverluste, Speicherverluste)	Wh
Q_{KN}	Kollektornutzleistung	Wh

Die Verluste teilen sich in Leitungsaufheizverluste, Zirkulationsverluste und Speicherverluste auf (Quaschnig, 2015, p. 139). Der gesamte Energiebedarf setzt sich aus der Nutzenergie und den Speicherverlusten zusammen. Die aus dem Solarkreis abgegebene Energie ergibt sich aus der Kollektornutzleistung abzüglich der Verluste, die auf dem Weg zum Speicher stattfinden. Mit dem solaren Deckungsgrad SD wird der Anteil der Solarenergie zum gesamten Energiebedarf bezeichnet (Quaschnig, 2015, p. 139).

$$SD = \frac{Q_{KN} - Q_{LA} - Q_Z}{Q_N + Q_{SP}} \quad (9)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
Q_{LA}	Leitungsaufheizverluste	Wh
Q_Z	Zirkulationsverluste	Wh
Q_{SP}	Speicherverluste	Wh

Der solare Deckungsgrad ist von der Kollektorfläche abhängig, aber auch das Speichervolumen kann den Deckungsgrad beeinflussen (Quaschning, 2015, pp. 139-140). Während bei kleinen Anlagen eine Verdopplung des Speichervolumens kaum Auswirkungen auf den Deckungsgrad haben, da Speicherverluste in diesem Fall stark ins Gewicht fallen, ist die Vergrößerung des Speichers bei größeren Anlagen deutlich sinnvoller. So kann bei einer Kollektorfläche von 16m² eine Verdopplung des Speichers den Deckungsgrad von 70% auf 75% erhöhen. Insgesamt ist dies allerdings auch dem relativ geringen Wärmebedarf von 7,4 kWh/Tag zu verdanken, so werden bei einem höheren Bedarf, wie dies bspw. bei einem Mehrfamilienhaus der Fall ist, kleinere Deckungsgrade erzielt (Quaschning, 2015, pp. 139-140).

Eine Solarthermieanlage zur Trinkwassererwärmung wird in der Regel so ausgelegt, dass der solare Deckungsanteil 50 bis 60 % beträgt (Quaschning, 2015, p. 141). Dafür wird nach einer Faustformel mit einer Kollektorfläche von 1...1,5 m² pro Person und eine Speichergröße von 80...100 l pro Person geplant (Quaschning, 2015, p. 141).

Soll die Anlage auch zur Heizungsunterstützung genutzt werden, so werden zwei Auslegungsvarianten unterschieden (Quaschning, 2015, pp. 142-143):

1. Kleine Anlage für gute Wirtschaftlichkeit: Die Kollektorfläche mit Flachkollektoren wird mit 0,8 m² pro 10m² Wohnfläche und der Speicher mit mindestens 50 l pro Kollektorfläche ausgelegt.

2. Mittelgroße Anlage für höheren solaren Deckungsgrad: Die Kollektorfläche mit Flachkollektoren wird mit 1,6 m² pro 10m² Wohnfläche und der Speicher mit 100 l pro Kollektorfläche ausgelegt.

Da für diese Arbeit der solare Deckungsgrad möglichst hoch sein soll, wird eine große Kollektorfläche mit großem Speicher erstellt.

2.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind elektrisch oder mechanisch angetriebene Pumpen, die Heizwärme aus einer Wärmequelle mit niedriger Temperatur erzeugen (Schaefers, 2019). Dafür entziehen sie der Umgebung Wärme und bringen ein verdampftes Kältemittel durch Verdichtung auf ein höheres Temperaturniveau (Aydemir, 2015, p. 383). Ein Wärmepumpensystem besteht im Wesentlichen aus einer Wärmequellenanlage (entzieht der Wärmequelle die Energie), der Wärmepumpe (Erhöhung des Temperaturniveaus) und der Wärmesenkeanlage (Einspeisung/ Verwendung der Wärme). Werden die Wärmepumpensysteme nach Arbeitsprinzip unterteilt, so ergeben sich die Kompressions-, Vuilleumier-, und Sorptionswärmepumpe (Aydemir, 2015, p. 383). Für die Aufgabenstellung sind nur die Kompressionswärmepumpen von Bedeutung, da diese als Antrieb elektrische Energie nutzen können und somit den Eigenverbrauch der Photovoltaik-Anlage steigern können (Aydemir, 2015, pp. 384-385). Die anderen beiden Varianten werden üblicherweise mit Erdgas betrieben, weshalb auf diese nicht weiter eingegangen wird (Aydemir, 2015, pp. 384-385).

2.3.1 Physikalische Grundlagen

Eine Kompressions-Wärmepumpe besteht aus einem Kreisprozess mit den vier Stationen Verdampfer, Verdichter, Verflüssiger und Expansionsventil, die das Kältemittel durchläuft und dabei verschiedene Zustandsänderungen annimmt (Viessmann Werke, 2011, p. 17). Diese lassen sich in einem Druck-/Enthalpie-Diagramm darstellen, wie die Abbildung 6 zeigt. Der Prozess startet mit der Verdampfung in einem Wärmetauscher. Damit das Kältemittel verdampft, wird der Umwelt die notwendige Energie entzogen. Dabei steigt der Energiegehalt des Kältemittels und der Dampf geht in überhitzten Dampf über (Viessmann Werke, 2011, pp. 17-19). Dies ist notwendig, da der darauffolgende Verdichter Schaden nehmen würde, wenn Flüssigkeitstropfen eingesaugt werden (Viessmann Werke, 2011, p. 24). Durch die Verdichtung wird der Druck des Kältemittels und damit auch die Temperatur erhöht, sodass der Energieinhalt steigt (Viessmann Werke, 2011, p. 19). Für diesen Schritt wird elektrische Energie benötigt, die in der Regel durch einen elektrischen Motor bereitgestellt wird (Quaschnig, 2015, p. 356). Im Verflüssiger wird in einem weiteren Wärmetauscher das Kältemittel durch Kondensation verflüssigt und die zuvor zugeführte Umweltenergie und elektrisch aufgewendete Energie ans Heizsystem abgegeben. Im letzten Schritt findet die Expansion mit Hilfe eines Expansionsventils statt (Viessmann Werke, 2011, p. 19). Dabei wird das flüssige Kältemittel entspannt, sodass der Druck und die Temperatur des Anfangszustandes wieder hergestellt und die erneute Aufnahme von Umweltenergie ermöglicht wird (Viessmann Werke, 2011, p. 19).

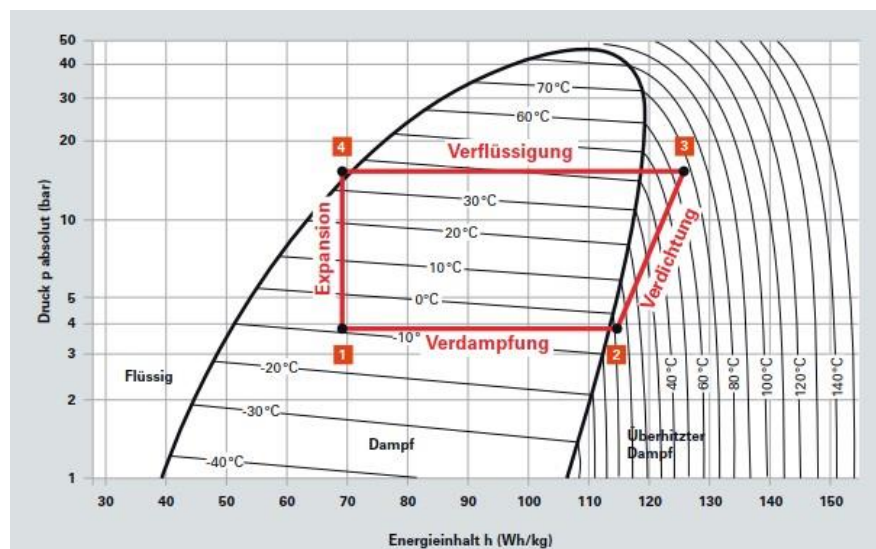


Abbildung 6 Kreisprozess einer Wärmepumpe im Druck/Enthalpie Diagramm (Viessmann Werke, 2011)

2.3.2 Effizienz von Wärmepumpen

Für einen Effizienzvergleich von Wärmepumpen werden die zwei Kenngrößen Leistungszahl und Jahresarbeitszahl genutzt (Quaschnig, 2015, pp. 360-361). Die Leistungszahl gibt das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zur aufgewendeten elektrischen Antriebsenergie an.

$$\varepsilon = COP = \frac{\dot{Q}_{WP}}{P_{el}} \quad (10)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
ε :	Leistungszahl (COP)	-
\dot{Q}_{WP} :	abgegebene Wärmeleistung	W
P_{el} :	Elektrische Antriebsenergie	W

Häufig wird die Leistungszahl auch als COP (coefficient of performance) angegeben (Viessmann Werke, 2011, p. 20). Moderne Wärmepumpen haben Leistungszahlen zwischen 3,5 und 5,5 und sind abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen der Vorlauftemperatur vom Heizsystem und der Eintrittstemperatur der Wärmequelle. Je geringer diese Differenz ist, desto höher ist die Leistungszahl (Viessmann Werke, 2011, p. 20). Da eine Fußbodenheizung mit niedrigeren Vorlauftemperaturen arbeitet als herkömmliche Heizkörper, ist es effizienter diese zum Heizen zu nutzen (Kaltschmitt, et al., 2020, pp. 29-30).

Da die Leistungszahl im Laufe des Jahres, abhängig von der Wärmequelle, unterschiedlich stark schwankt, wird zusätzlich die Jahresarbeitszahl (JAZ) benötigt (Kaltschmitt, et al., 2020, p. 712). Sie gibt das Verhältnis von der abgegebenen Wärme eines Jahres zur gesamten elektrisch verbrauchten Energie der Wärmepumpe an (Viessmann Werke, 2011, p. 21).

$$JAZ = \frac{Q_{WP}}{E_{el,WP}} \quad (11)$$

Die Jahresarbeitszahl (kurz JAZ) wird in der Praxis gemessen und zeigt, wie effizient eine Wärmepumpe im Alltagseinsatz ist (Kaltschmitt, et al., 2020, p. 712). Mehrjährige Feldtests des Fraunhofer ISE an circa 200 Wärmepumpen ergaben JAZ zwischen drei und vier in Neubauten (Gradmann & Müller, 2012, p. 16).

Wärmepumpen nutzen Umweltwärme aus Luft, Wasser oder dem Erdreich (Viessmann Werke, 2011, pp. 31, 36-37). Da diese Wärme von der Sonne bereitgestellt wird, handelt es sich um erneuerbare Energien. Umgebungsluft hat im Vergleich zum Erdreich und Grundwasser eine hohe Verfügbarkeit, jedoch aufgrund der schwankenden Temperaturen eine geringere Effizienz. Trotzdem kann eine Luft-/Wasser-Wärmepumpe selbst bei einer Temperatur von -20°C der Außenluft noch Wärme entziehen und Heizwärme erzeugen. Allerdings kann sie in der Regel bei dieser hohen Temperaturdifferenz den Heizwärmebedarf nicht alleine decken, weshalb ein zusätzlicher Wärmeerzeuger (z.B. ein Heizstab) das vorgewärmte Wasser auf Vorlauftemperatur bringt. Aufgrund der großen Volumenströme entstehen Geräuschemissionen, weshalb insbesondere bei einer Außenaufstellung ein Lärmschutz erforderlich ist. Im Gegensatz zu den anderen beiden Wärmequellen erfordert eine Luft/Wasser-Wärmepumpe jedoch den geringsten Aufwand bei der Erschließung, da aufwändige Erdreicharbeiten und Bohrungen entfallen (Viessmann Werke, 2011, pp. 31, 36-37).

Für die Simulation werden nur Luft-/Wasser-Wärmepumpen mit den vorgestellten Solaranlagen kombiniert.

2.4 Speicherkonzepte

Die solar erzeugte Energie ist in den Mittagsstunden am höchsten, während die Verbrauchspitze in privaten Haushalten meist in den Abendstunden erreicht wird. Daher ist es sinnvoll Speicherkonzepte in das System zu integrieren und somit tagsüber erzeugte Energie in der Nacht nutzen zu können.

2.4.1 Elektrochemische Speicher

Elektrochemische Speicher werden auch als Batterien bzw. Akkumulatoren bezeichnet und sind für die Speicherung über kürzere bis mittlere Zeiträume geeignet (Mertens, 2018, p. 226). Sie speichern elektrische Energie indem der überschüssige Strom in elektrochemische Energie gewandelt und in dieser Form gespeichert wird (Doetsch, et al., 2014, p. 175). Die wieder aufladbaren Batterien bestehen aus einer oder mehreren Zellen, die einen ionenleitenden Elektrolyten enthalten (Stenzel, et al., 2015, p. 157). In diesem befinden sich zwei Elektroden (Anode und Kathode), die durch einen Separator voneinander getrennt sind. In der Zelle laufen reversible, chemische Reaktionen ab, die beim Wechsel von Lade- und Entladeprozess umgekehrt werden. Beim Ladeprozess wandern Elektronen zur Anode und die elektrische Energie wird in chemisches Potenzial gewandelt. Umgekehrt werden beim Entladen Elektronen an der Kathode abgegeben, indem das chemische Potential in elektrische Energie gewandelt wird (Stenzel, et al., 2015, pp. 228-229; Quaschnig, 2015).

Bei der Auswahl eines geeigneten Hauspeichersystems für PV-Strom gibt es verschiedene Kenngrößen zu beachten, die in Tabelle 1 definiert sind (Kümpel, 2021; Batterieforum Deutschland, 2022).

Tabelle 1 Kenngrößen von Batterien (Batterieforum Deutschland, 2022; Kümpel, 2021; Quaschnig, 2015, pp. 229-230)

Kenngröße	Definition	Einheit
Speicherkapazität (Bruttokapazität)	Die Speicherkapazität beschreibt, wie viel Energie die Batterie maximal speichern kann.	kWh
Nutzkapazität (Nettokapazität)	Die Nutzkapazität ist die tatsächlich nutzbare Kapazität der Batterie, wenn die Entladetiefe eingehalten wird.	kWh
Entladetiefe (DOD = Depth of Discharge)	Die Entladetiefe ist eine Empfehlung vom Hersteller, wie viel Prozent der Speicherkapazität entnommen werden sollte. Eine Überschreitung dieser Entladetiefe führt zum Verschleiß der Batterie.	%
Zyklen Anzahl	Ein Zyklus beschreibt den Vorgang des Ladens, Speicherns und Entladens bei Ausnutzung der gesamten Nutzkapazität. Die Zyklen Anzahl beschreibt, wie häufig die Batterie vollständig be- und entladen werden kann.	-
Lebensdauer (kalendarisch)	Die Lebensdauer einer Batterie hängt auch von der natürlichen Materialalterung durch Stillstandzeiten ab. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es sinnvoller eine hohe Batterieauslastung zu erreichen.	a
Energiedichte	Die Energiedichte gibt an, wie viel Energie pro Masse bzw. pro Volumen gespeichert werden kann und gibt Auskunft über das Gewicht verschiedener Batterien bei gleicher Kapazität.	kWh/l kWh/m ³
Batteriespannung	Die Batteriespannung ergibt sich aus der Differenz der Elektrodenpotenziale und ist abhängig von der Entladetiefe.	V
Lade- und Entladeleistung	Die Lade- und Entladeleistung ergibt sich aus dem Lade-/Entladestrom und der Batteriespannung. Die Stromstärke wird typischerweise mit dem C-Koeffizient angegeben, der sich auf die gesamte Kapazität einer Batterie bezieht und die Dauer des Lade- bzw. Entladeprozess angibt.	W

Der Batterie kann zum einen durch eine DC-Kopplung und zum anderen durch eine AC-Kopplung in das System der PV-Anlage integriert werden (Mertens, 2018, pp. 225-226). Die beiden Varianten zeigt Abbildung 7. Bei der DC-Kopplung wird die Batterie direkt an die Gleichstromleitung des PV-Generators angeschlossen. Dabei erfolgt die Anpassung der Spannung über einen DC/DC-Wandler und einen Laderegler.

Bei der AC-Kopplung wird die Batterie auf der Wechselstromseite angeschlossen, weshalb der Wechselstrom wieder in Gleichstrom gewandelt werden muss. Daraus folgend entstehen beim Umwandlungsprozess tendenziell höhere Verluste (Mertens, 2018, pp. 225-226). Verluste entstehen zum einen am Batteriewechselrichter, zum anderen aber auch beim Be- und Entladen an der Batterie selbst. Die Selbstentladung der Batterie trägt ebenfalls zu Speicherverlusten bei. Typischerweise nimmt diese bei steigender Lagertemperatur und Ladezustand zu (Kaltschmitt, et al., 2020, p. 719). Während längeren Stillstandszeiten ist neben der eigentlichen Selbstentladung auch der Eigenstromverbrauch für die Laderegelung zu berücksichtigen.

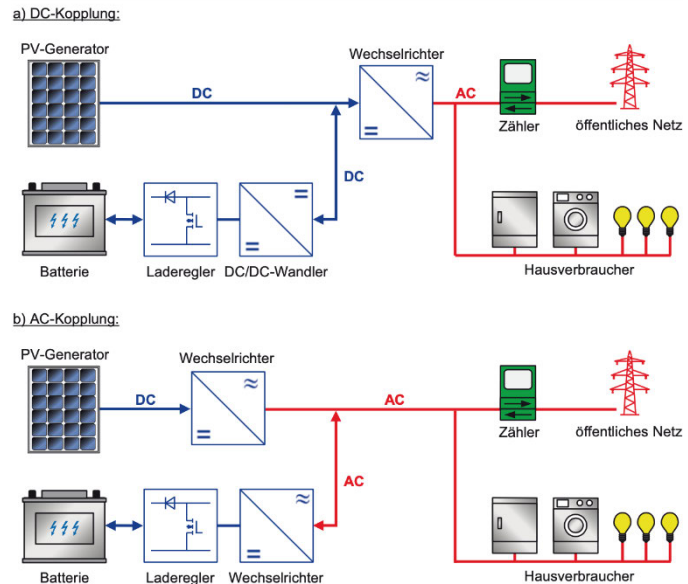


Abbildung 7 Prinzipieller Aufbau einer PV-Anlage mit Batteriespeicher a) in DC-Kopplung und b) in AC-Kopplung (Mertens, 2018, p. 226)

Da die gesamte Ladeenergie zur Erhöhung des Eigenverbrauches beiträgt, werden auch die Speicherverluste in den Eigenverbrauch eingerechnet. Dies muss bei Erhöhung des Eigenverbrauchs bei der Verwendung von Batterien beachtet werden (Vela Solaris, 2022).

Abhängig von den verwendeten Materialien für die Elektroden und den Elektrolyten resultieren unterschiedliche Batterieparameter. Im Bereich der Hausspeichersysteme werden insbesondere Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt. Letztere haben sich inzwischen aufgrund der höheren Energiedichte und Zyklen-Lebensdauer trotz höherer Kosten auf dem Markt für die Speicherung von Solarstrom durchgesetzt.

Lithium-Ionen-Batterien

funktionieren durch den Austausch von Lithium-Ionen zwischen Anode und Kathode. In Abbildung 8 ist der prinzipielle Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle dargestellt. Die Anode besteht aus Graphit, einer Kohlenstoffmodifikation, die durch ihren strukturellen Aufbau Lithium binden kann. Das

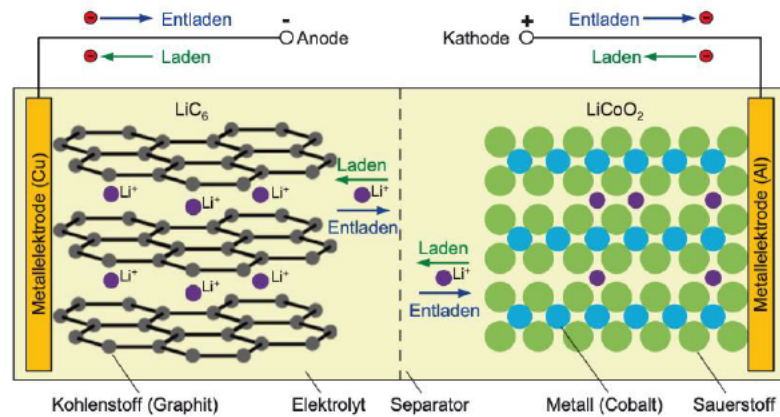


Abbildung 8 Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle (Mertens, 2018, pp.236)

Kathodenmaterial ist ein Übergangsmetalloxid, wie zum Beispiel Lithium-Cobalt-Oxid (LiCoO_2), und kann ebenfalls Lithium-Ionen einlagern (Mertens, 2018, pp. 236-237). Die beiden Elektroden befinden sich in einem Elektrolyten aus einer Flüssigkeit mit darin gelöstem Lithiumsalzen (Stenzel, et al., 2015) und werden durch dünne, poröse Kunststofffolien voneinander getrennt (Mertens, 2018, pp. 236-237).

Typische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterien sind (Mertens, 2018, p. 253; Stenzel, et al., 2015, p. 175; Quaschnig, 2015, p. 229):

- Energiedichte: 110...250 Wh/kg
- Lebensdauer: bis zu 20 Jahre
- Zyklenzahl: 5.000 bis 10.000
- Entladetiefe 90 %
- Selbstentladungsrate 2...8 %/Monat

Ein Nachteil gegenüber dem Blei-Säure-Batterien bleiben die hohen Kosten, die insbesondere durch das Material und dessen Verarbeitung entstehen (Stenzel, et al., 2015, p. 183). Abhängig vom Speichersystem entstehen dadurch spezifische Preise (netto) von etwa 1.200...1.600 €/kWh (Mertens, 2018, p. 254).

2.4.2 Thermische Speicher

Thermische Speicher sind bei Solarthermieanlagen immer erforderlich und ebenfalls bei Wärmepumpensystemen sinnvoll. Typischerweise wird dabei Wasser als Speichermedium verwendet, da es alle Anforderungen erfüllt. Das Speichermedium sollte kostengünstig, gesundheitsunschädlich, umweltverträglich und eine hohe volumetrische Speicherkapazität besitzen. Dabei gibt es verschiedene Speichervarianten, die sich hinsichtlich der Speicherdauer, der Speichertemperatur und der Art der Wärmespeicherung unterscheiden (Quaschnig, 2015, pp. 131-132). Für die Simulation relevante Speicher sind die Niedertemperaturspeicher zur Speicherung sensibler Wärme. Dazu zählt der Trinkwasserspeicher und der Pufferspeicher.

Trinkwasserspeicher müssen hygienischen Standards entsprechen, da es sich bei dem zu speichernden Wasser um ein Lebensmittel handelt (Vela Solaris AG, 2014, pp. 91-92). Durch einen integrierten Wärmetauscher wird die Wärme aus dem Solarkreis oder von der Wärmepumpe in den Speicher eingebracht. Zur Nachheizung kann ein weiterer Wärmetauscher in den Wärmespeicher eingebracht werden, der beispielsweise Wärme aus einem Heizkessel beisteuert (Quaschnig, 2015, pp. 105, 132). Alternativ kann dies auch durch einen elektrischen Heizstab, der als interner Wärmeerzeuger in den Speicher integriert ist, erfolgen. In Abbildung 9 ist der Aufbau eines Trinkwasserspeichers mit Wärmetauscher mit elektrischem Heizstab dargestellt.

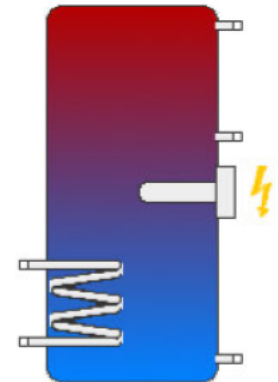


Abbildung 9 Aufbau eines Trinkwasserspeichers (Vela Solaris AG, 2014, p. 94)

Pufferspeicher sind Teil der Heizungsanlage und können Schwankungen zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeabnahme ausgleichen (Paschota, 2021). Sie sind in der Regel nicht mit Trinkwasser befüllt, weshalb sie keinen hygienischen Standards unterliegen (Vela Solaris AG, 2014, pp. 91-92). Die Wärmezufuhr kann direkt erfolgen oder indirekt mit Hilfe von Wärmetauschern. Für Solarthermieanlagen wird in der Regel eine indirekte Wärmeübertragung gewählt, da im Solarkreis eine frostgeschützte Solarflüssigkeit zirkuliert (Paschota, 2021).

Beide Speicher zeichnen sich durch thermische Schichtung aus, die als Resultat der abnehmenden Dichte bei höheren Temperaturen erfolgt (Haberl, 2021). Diese Schichtung ist in Abbildung 9 farblich dargestellt (blau ist kalt und rot ist warm) und trägt zur optimalen Ausnutzung des Speichervolumens bei. Es kann Wärme für verschiedene Anwendungen auf verschiedenen Höhen gespeichert werden und auch die Be- und Entladung kann in unterschiedlichen Schichten stattfinden. Erfolgt der Wärmeeintrag nicht an der passenden Stelle, so entsteht eine natürliche Konvektion, die zu einer Durchmischung der verschiedenen Schichten führt. Insbesondere durch eine direkte Beladung des Speichers entstehen starke Strömungen, die der Schichtung des Speichers entgegenwirken. Um die Durchmischung zu verhindern, werden verschiedene Einbauten zur Strömungsberuhigung verwendet (Haberl, 2021).

Für die Auslegung des Speichers wird grundsätzlich versucht, die Wassermenge eines Tagesverbrauchs mit etwas höherer Temperatur als benötigt wird speichern zu können (Vela Solaris AG, 2014, p. 91). Je größer der Speicher ist, desto größer ist entsprechend auch das Speichervolumen, aber auch die Beladedauer und damit die Energie, die aufgebracht werden muss, steigt. Auch mit steigender Temperatur nimmt die gespeicherte Energiemenge zu, jedoch steigen auch die Speicherverluste (Vela Solaris AG, 2014, p. 91).

3. Simulationsaufbau

3.1 Projektgrundlagen

Um die Möglichkeiten der verschiedenen Solarsysteme darzustellen, wird das Projekt „Neubau einer Wohnanlage“ in der Schulstraße in Maschen (Seevetal, Niedersachsen) betrachtet. Für die Wohnanlage werden vier Mehrfamilienhäuser geplant, die mit 2-3 Vollgeschossen und je einem Staffelgeschoss mit Pultdach ausgestattet werden. Insgesamt werden 53 Wohneinheiten, mit einer angenommenen Zimmeranzahl, geplant. Zwischen Haus 2 und 3 befindet sich ein zweigeschossiger Zwischenbau, der im Erdgeschoss als Gemeinschaftsraum genutzt werden soll. Die Häuser sind durch eine Tiefgarage miteinander verbunden. Der Bebauungsplan des Projektes ist in Abbildung 10 dargestellt (größere Darstellung siehe Anhang).

Für die Simulation wird die Software Polysun der Firma Velasolaris verwendet, da sie sich zur Auslegung von photovoltaischen und solarthermischen und Wärmepumpensysteme eignet. Ein Projekt definiert sich durch die Standortangaben und durch die verschiedenen Verbraucher einer Solaranlage, wobei sich Letztere in den elektrischen und thermischen Verbrauch aufteilen (Vela Solaris AG, 2014). Während die elektrischen Verbraucher direkt von einer Photovoltaikanlage versorgt werden, benötigen die thermischen Verbraucher (Warmwasser und Raumheizung) eine Energieumwandlung mittels Wärmepumpe oder eine Wärmeerzeugung durch eine Solarthermie- oder Geothermie Anlage. Die relevanten Daten für die Simulation werden aus Architekturplänen und projektspezifischen Berechnungen, wie der Heizlastberechnung, ermittelt. Für unbekannte Daten werden Annahmen getroffen und vereinfachende Betrachtungen gewählt, die in den folgenden Kapiteln begründet werden.

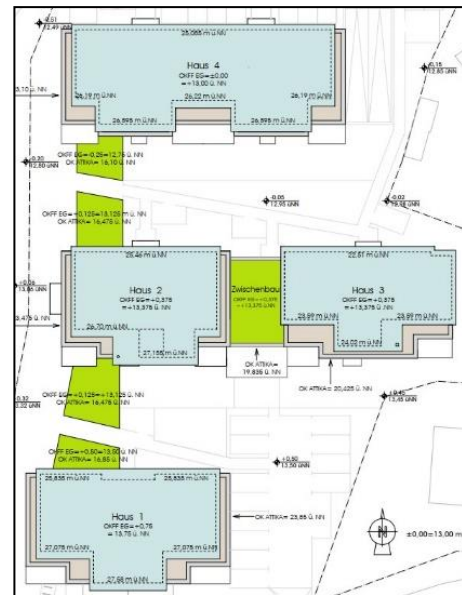


Abbildung 10 Bebauungsplan Neubauprojekt in Maschen

3.1.1 Standortangaben

Die geplante Wohnanlage befindet sich in Niedersachsen, südlich von Hamburg und damit im Nordwestlichen Tiefland. Für die Planung einer Solaranlage ist nach Angaben des deutschen Wetterdienstes mit einer Globalstrahlung von etwa 965 kWh/m² zu rechnen.

Zur Ermittlung der konkreten Standortbedingungen aus der Datenbank der Software wird in Polysun der Anlagenstandort auf der Karte ausgewählt. Daraus folgend werden Wetterdaten und Sonnenbahndiagramm in das Projekt geladen. Polysun nutzt für die Simulation Wetterdaten der Meteornorm Software. Meteornorm ist eine globale Klimadatenbank, die ihre Daten aus über 8000 Wetterstationen und fünf geostationären Satelliten bezieht.

Durch die Option „Webservice“ werden aktuelle Wetterdaten des ausgewählten Standortes verwendet. Mit Hilfe eines Sonnenbahndiagramms stellt Polysun den Verlauf der Sonne für jeden Tag im Jahr dar. Zusätzlich kann eine Horizontlinie in das Diagramm übernommen werden oder manuell eingezeichnet werden, um Hindernisse, die die Anlage verschatten, darzustellen. Für dieses Projekt wird darauf verzichtet, da dies den Aufwand dieser Arbeit übersteigt. Außerdem wird das nach Norden geneigte Pultdach als Flachdach angesehen, um einen möglichst hohen Solarertrag erzielen zu können.

3.1.2 Elektrischer Verbrauch/ Bedarf

Der elektrische Verbrauch von Haushalten ist in erster Linie von der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen abhängig: Je mehr Haushaltsmitglieder, desto größer ist der elektrische Verbrauch. Diese Abhängigkeit ist allerdings nicht proportional, da einige Haushaltsgeräte (wie Kühlschrank, Waschmaschine, Spülmaschine) gemeinsam genutzt werden (Odenwald, 2018). Elektrisch erwärmtes Warmwasser erhöht den Stromverbrauch zusätzlich. Insgesamt ist der elektrische Verbrauch jedoch sehr individuell und wird durch das Sparverhalten der Nutzer beeinflusst. Daher entsteht eine große Spanne beim Stromverbrauch ohne elektrische Warmwasserbereitung entsteht (co2online, 2021):

- 1-Personen-Haushalt (Wohnung): 800 ... 2.000 kWh/a
- 2-Personen-Haushalt (Wohnung): 1.200 ... 3.000 kWh/a
- 3-Personen-Haushalt (Wohnung): 1.500 ... 3.7000 kWh/a
- 4-Personen-Haushalt (Wohnung): 1.700 ... 4.1000 kWh/a

Im Tagesverlauf schwankt der Stromverbrauch in Abhängigkeit zum Verbraucherverhalten. Ein Unterschied ist bei der Betrachtung von Werktagen und Sonntagen, aufgrund der verschiedenen Anwesenheiten zu erwarten. In Abbildung 12 und Abbildung 11 sind typische Lastprofile des BDEWs für einen Haushalt dargestellt. Abbildung 12 zeigt drei verschiedene Werktage im Jahr und Abbildung 11 drei verschiedene Sonntage. In den beiden Diagrammen werden Sommer-, Winter- und Übergangstage unterschieden, da beispielsweise die Beleuchtung stark abhängig vom Tageslicht ist.

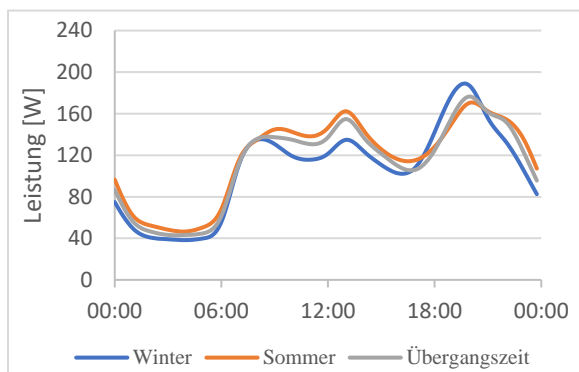


Abbildung 12 Lastprofil eines Haushaltes an Werktagen (BDEW, 2017)

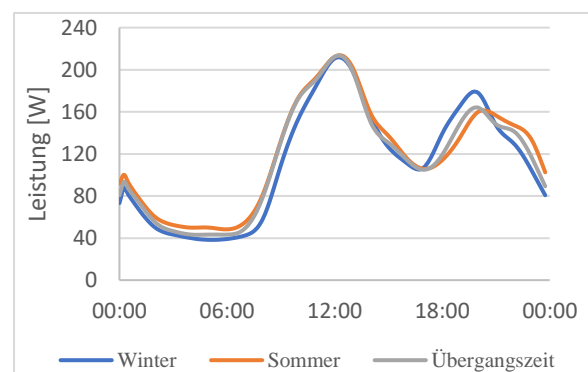


Abbildung 11 Lastprofil eines Haushaltes an Sonntagen (BDEW, 2017)

Polysun bietet für elektrische Verbraucher verschiedene Vorlagen an Verbrauchsprofilen, die auf einen Jahresverbrauchswert skaliert werden. Da die Vorlagen nur Verbrauchsprofile von Mehrfamilienhäusern mit bis zu 5 Haushalten enthalten, werden für das Projekt neue Verbrauchsprofile aus vorhandenen Mehrfamilienhaus-Profilen erstellt. Das Haus 4 besitzt zwei Hauseingänge mit eigener elektrischer Versorgung, weshalb das es auf zwei elektrische Verbraucher aufgeteilt. Da keine Angaben zu Haushaltgrößen vorhanden sind, werden drei Personen und ein durchschnittlicher Verbrauch von angenommen, also einem einem Jahresverbrauch von 3000 kWh/a (co2online, 2021). In Tabelle 2 sind die fünf verschiedenen elektrischen Verbraucher und deren zugehöriger Jahresverbrauch dargestellt.

Tabelle 2 Elektrische Verbraucher im Neubauwohnprojekt Maschen

Elektrischer Verbraucher	Anzahl Wohneinheiten [-]	Jahresverbrauch [kWh/a]
Haus 1	13	39.000
Haus 2	8	24.000
Haus 3	11	33.000
Haus 4.1	10	30.000
Haus 4.2	11	33.000
Gesamt	53	159.000

3.1.3 Thermischer Verbrauch/ Bedarf

Der thermische Bedarf eines Gebäudes teilt sich in die Warmwasserbereitung und die Bereitstellung von Raumwärme.

Der Nutzwärmebedarf für die Warmwasserbereitung ergibt sich aus der entnommenen Wassermenge, der Wärmekapazität von Wasser ($c_{H_2O}=1,163 \text{ Wh/kg K}$) und der Temperaturdifferenz von Kalt- und Warmwasser (Quaschnig, 2015, pp. 138-139):

$$Q_N = c_{H_2O} \cdot m \cdot (\vartheta_{WW} - \vartheta_{KW}) \quad (12)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
Q_N	Nutzwärmebedarf	Wh
c_{H_2O}	Wärmekapazität Wasser	Wh/kg K
m	Masse (Wasser)	kg
ϑ_{WW}	Warmwassertemperatur	°C
ϑ_{KW}	Kaltwassertemperatur	°C

Der Warmwasserbedarf wird typischerweise in Liter pro Person und Tag angegeben und ist abhängig von der Warmwassertemperatur². In Tabelle 3 sind Anhaltswerte für den Warmwasserbedarf in Abhängigkeit zum Nutzerverhalten dargestellt. Für die spezifische Nutzwärme wird eine Kaltwassertemperatur von 10°C angenommen.

Tabelle 3 Typische Werte für den Warmwasserbedarf nach Nutzerverhalten

	Warmwasserbedarf in Liter/ (Tag und Person)		Spezifische Nutzwärme in Wh/ (Tag und Person)
	$\vartheta_{KW} = 65^\circ\text{C}$	$\vartheta_{KW} = 45^\circ$	
Niedriger Bedarf	10 ... 20	15 ... 30	600 ... 1200
Mittlerer Bedarf	20 ... 40	30 ... 60	1200 ... 2400
Hoher Bedarf	40 ... 80	60 ... 120	2400 ... 4800

Für die Simulation wird ein mittlerer Warmwasserbedarf von 50 l/d pro Person und eine Warmwassertemperatur von 45°C angenommen. Bei einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von 3 Personen und insgesamt 53 Wohneinheiten ergibt sich eine Bewohnerzahl von etwa 150 Personen und ein gesamter Warmwasserbedarf von 7.500 l/d.

² 1 l Wasser \cong 1 kg Wasser, da die Dichte von Wasser ungefähr $1000\text{kg/m}^3 = 1\text{kg/l}$ ist.

Daraus ergibt sich mit der Formel (12) ein Nutzwärmebedarf von:

$$\begin{aligned}
 Q_{N,d} &= 1,163 \frac{Wh}{kg \cdot K} \cdot 7.500 \frac{kg}{d} \cdot (45^\circ C - 10^\circ C) \\
 &= 305.287,5 \frac{Wh}{d} \\
 &\approx 300kWh/d
 \end{aligned}$$

Der Heizwärmebedarf wird durch Angabe der Heizlast in Polysun bestimmt. Die Heizlast beschreibt den Wärmestrom, der vom Wärmeerzeuger dem Gebäude zugeführt wird, um bei tiefster Norm-Außentemperatur die gewünschte Innentemperatur zu erreichen (Baunetz_Wissen, 2022). Für die Berechnung der Heizlast sind die folgenden Datengrundlagen zu ermitteln (Baunetz_Wissen, 2022):

- Meteorologische Daten (Normaußentemperatur)
- Beheizte und unbeheizte Räume sowie Festlegung der Norminnentemperatur nach DIN 12831
- Gebäudedaten (Abmessungen, wärmetechnische Eigenschaften)
- Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte)
- Wärmeverluste (Transmission und Lüftung)

Die Heizlast ergibt sich aus der Summe von Transmissionswärmeverlusten und Lüftungswärmeverlusten und entspricht damit der Verlustleistung des Gebäudes (Schaefers, 2019). Die Transmissionsverluste sind abhängig von den Abmessungen und Eigenschaften der einzelnen Bauteile im Raum (Außenwände, Türen, Fenster, etc.). Die Lüftungsverluste werden durch die Luftwechselrate aufgrund natürlicher oder mechanischer Lüftung beeinflusst (Schaefers, 2019; Viessmann, kein Datum). Optional können die zusätzlich notwendige Aufheizung und Wärmegewinnung, die bei Norm-Außenbedingungen auftreten, mit berechnet werden. Mit der folgenden Formel wird die Heizlast für einzelne Räume berechnet (Viessmann, kein Datum):

$$\Phi_{HL} = \Phi_{T,i} + \Phi_{V,i} + \Phi_{hu,i} - \Phi_{g,i} \quad (13)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
Φ_{HL}	Heizlast des Raumes i	W
$\Phi_{T,i}$	Transmissionsverluste der einzelnen Bauteile in Raum i	W
$\Phi_{V,i}$	Lüftungswärmeverluste des Raum i	W
$\Phi_{hu,i}$	Zusätzliche Aufheizung (optional), die unter Norm-Außenbedingungen auftreten	W
$\Phi_{g,i}$	Wärmegewinne (optional), die unter Norm-Außenbedingungen auftreten	W

Aus der Summe aller Raumheizlasten des Gebäudes ergibt sich die gesamte Heizlast. Diese wurde zuvor mit dem Verfahren der DIN-Norm EN 12831 und einer anderen Simulationssoftware zu 122 kW berechnet. Mit der Angabe der Heizlast erstellt Polysun ein Verbraucherprofil des Heizwärmebedarfs mit Hilfe der Standortangaben und den dortigen Wetterdaten. Die Berechnungsgrundlage hierfür wird allerdings nicht ersichtlich.

3.2 Simulationsvarianten

Die folgenden Simulationsvarianten werden bezüglich des Energieertrages, dem Eigenverbrauchsanteils bzw. solaren Deckungsanteil und der eingesparten Emissionen miteinander verglichen.

3.2.1 Photovoltaikanlage ohne Batterie

Zuerst wird auf Grundlage der Dachansichten eine Photovoltaikanlage geplant. Dafür werden die Module auf zwei verschiedene Varianten ausgerichtet, um die Variante mit dem besseren Ertrag zu ermitteln. Für beide Varianten wird die Dachfläche maximal belegt und Randabstände werden zunächst nicht beachtet. Als Unterkonstruktion wird das Flachdach-Montagesystem TRIC F duo von Wagner Solar und das Modul „Excellent Glass/Glass 330M72 black von CS Wismar verwendet. Die Auswahl der Wechselrichter erfolgt mit Hilfe Assistenten in Polysun und ist abhängig von der Anzahl der Module sowie der Ausrichtung. Die Unterkonstruktion gibt den Anstellwinkel und die Abstände zwischen den Modulreihen vor und ist in Abbildung 13 dargestellt.

a) Süd-Ausrichtung:

- $\alpha = 18^\circ$
- $R = 1840\text{mm}$
- $X = 540\text{mm}$

b) Ost-West-Ausrichtung:

- $\alpha = 10^\circ$
- $R = 2360\text{mm}$
- $X = 350\text{mm}$

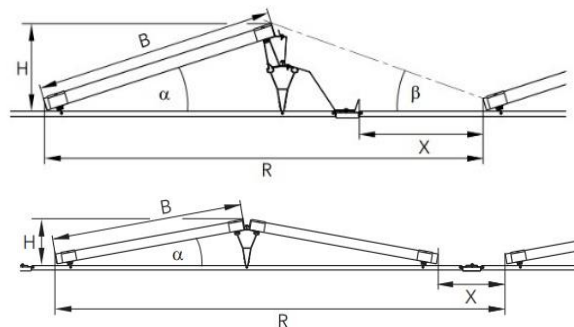


Abbildung 13 Abmessungen der Unterkonstruktionen für die Südausrichtung (oben) und die Ost-West-Ausrichtung (unten) (Wagner Solar GmbH, 2020)

Mit diesen Angaben wird mit dem Zeichenprogramm AutoCAD für jedes Dach ein Modulfeld erstellt, bei dem die Abstände zwischen den Modulreihen beachtet werden. Zusätzlich wird zwischen den Modulen einer Reihe ein Abstand von 30 mm als Klemmenabstand beachtet. Die Ergebnisse für das Haus 1 sind in Abbildung 14 und Abbildung 15 dargestellt.



Abbildung 14 Modulverteilung bei Süd Ausrichtung für Haus 1



Abbildung 15 Modulverteilung bei Ost-West-Ausrichtung für Haus 1

In der Simulation werden bei der Ost-West-Ausrichtung zwei verschiedene PV-Felder erstellt, damit die beiden unterschiedlichen Azimut Winkel beachtet werden können. Die Anstellwinkel werden aus den Vorgaben der Unterkonstruktion übernommen, wobei bei der Südausrichtung ein Winkel von 20° eingestellt wird.

In der Simulation wird geprüft, ob die Ost-West-Ausrichtung einen besseren Solarertrag liefern kann als die Südausrichtung, bei der ein einzelnes Modul aufgrund des Azimut Winkels einen höheren Ertrag liefert. Außerdem wird der Einfluss der Ausrichtung auf den Eigenverbrauch analysiert.

3.2.2 Photovoltaikanlage mit verschiedenen Batterien

Damit der Eigenstromverbrauch der Photovoltaikanlage von 3.2.1 gesteigert wird, werden elektrochemische Speicher in das System integriert. Dafür werden sechs verschiedene Lithium-Ionen-Batterien der Firma Fenecon verwendet. Diese sind in Tabelle 4 mit den zugehörigen Kennzahlen, die im Polysun-Katalog hinterlegt sind, aufgeführt.

Tabelle 4 Verwendete Batterien für die Simulation

Name	Hersteller	Nennkapazität [kWh]	Max. Entladeleistung [kW]
B-Box 10.0	Fenecon GmbH &Co-KG	10	5
B-Box 20.0	Fenecon GmbH &Co-KG	20	5
B-Box 40.0	Fenecon GmbH &Co-KG	40	5
COMMERCIAL 40-45	Fenecon GmbH &Co-KG	45	40
COMMERCIAL 40-90	Fenecon GmbH &Co-KG	90	40
COMMERCIAL 40-135	Fenecon GmbH &Co-KG	135	40

Als Referenzvariante wird das System aus 3.2.1 verwendet. Es wird untersucht, welche Auswirkung die Erhöhung der Nennkapazität hat und wie sich eine höhere Entladeleistung auswirkt. Außerdem wird die Nennkapazität auf mehrere Batterien aufgeteilt und der daraus resultierende Einfluss auf die Speicherverluste der Batterie ermittelt. Dafür werden die folgenden Variantenvergleiche erstellt:

a) Verschiedene Kapazitäten

- B-Box 10.0
- B-Box 20.0
- B-Box 40.0
- COMMERCIAL 40-45
- COMMERCIAL 40-90
- COMMERCIAL 40-135

b) Kapazität von 40 kWh

- B-Box 40.0
- B-Box 20.0 x 2
- B-Box 10.0 x 4

c) Kapazität von 135 kWh

- COMMERCIAL 40-135
- COMMERCIAL 40-90 und 40-45
- COMMERCIAL 40-45 x 3

Bei der Kombination von mehreren Batterien wird in Polysun keine Angabe zur Art der Verschaltung gemacht. Das heißt es bleibt offen, ob die Batterien in Reihe oder parallel geschaltet werden. Unabhängig davon erhöht die Verschaltung die Lade- und Entladeleistung. Es wird untersucht, wie dies den Eigenverbrauch beeinflusst.

3.2.3 Photovoltaikanlage mit Batterie und/oder Wärmepumpe

Als nächstes wird untersucht, ob eine Luft/Wasser-Wärmepumpe den Eigenstromverbrauch ebenfalls steigern kann und inwiefern dies Einfluss auf die Emissionseinsparung hat. Um die gesamten Emissionseinsparungen zu verdeutlichen, wird eine Referenzvariante erstellt. Dabei werden elektrische Verbraucher durch das deutsche Stromnetz und thermische Verbraucher durch einen 200 kW-Gasbrenner versorgt werden. Dieser wird ebenfalls für die Wärmeversorgung der beiden folgenden Varianten verwendet, bei denen die Photovoltaikanlage wieder zur Stromversorgung beiträgt und eine der beiden erhält die beste Batterie aus 3.2.2. Zwei weitere Varianten werden mit der Luft-/Wasser-Wärmepumpe für die Wärmeversorgung ausgestattet. Eine der beiden erhält zur Speicherung des PV-Stroms eine Batterie. Die zu vergleichenden Varianten sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5 Zusammenfassung der Varianten mit Batterie und/ oder Wärmepumpe

Wärmeerzeuger	Stromversorgung	Batterie Ja/ Nein
Gaskessel	Stromnetz	Nein
Gaskessel	Photovoltaik (und Stromnetz)	Nein
Gaskessel	Photovoltaik (und Stromnetz)	Ja
Wärmepumpe	Photovoltaik (und Stromnetz)	Nein
Wärmepumpe	Photovoltaik (und Stromnetz)	Ja

Die bereitgestellte Wärme des jeweiligen Wärmeversorgers wird durch ein Drei-Wege-Ventil auf zwei verschiedene Speicher aufgeteilt. Der Trinkwasserspeicher hat eine Höhe von 2 m und ein Volumen von 2.000 l. Das Trinkwasser kann zusätzlich durch einen internen Wärmeerzeuger im Speicher erwärmt werden, wenn die Leistung der Wärmepumpe oder des Gaskessels nicht ausreicht. Für den Pufferspeicher des Heizkreises reicht ein Volumen von 600 l und eine Höhe von 1,7 m aus. Der Aufbau des thermischen Systems ist in Abbildung 16 dargestellt.

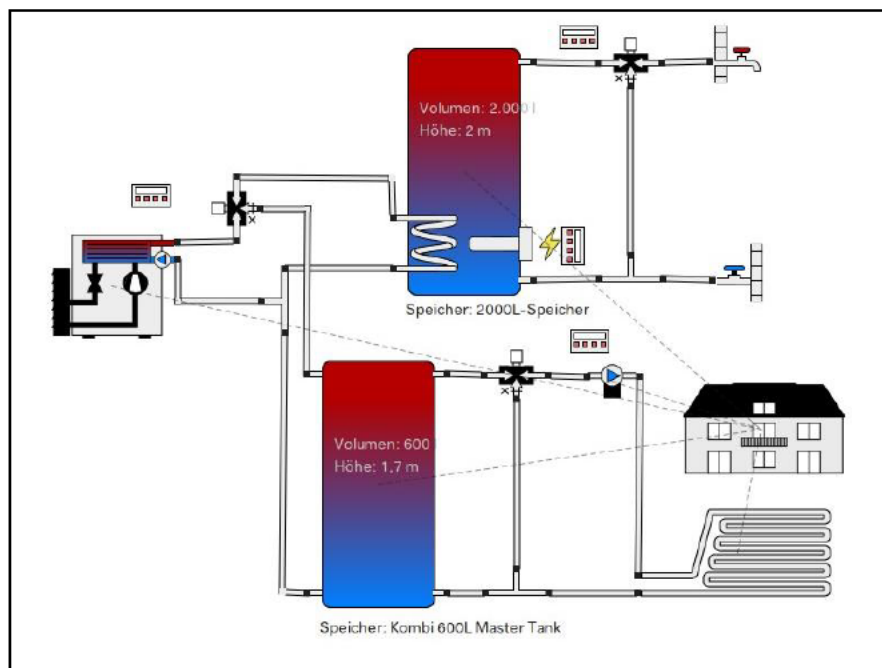


Abbildung 16 Aufbau des thermischen Systems mit getrennten Speichern

Zusätzlich soll eine Variante ohne elektrische Verbraucher das Zusammenspiel von PV-Anlage und Wärmepumpe darstellen. Ziel ist es möglichst viel Solarstrom für die Wärmeerzeugung zu nutzen, damit im Wärmebereich Emissionen eingespart werden können.

3.2.4 Solarthermieanlage mit Wärmepumpe und verschiedenen Speichern

Im nächsten Schritt wird eine Solarthermieanlage als zusätzlicher Wärmeerzeuger zur Luft-/Wasser-Wärmepumpe dazugeschaltet. Dafür wird die gesamte Dachfläche mit Flachkollektoren belegt, die die gleiche Bruttogesamtfläche wie die verwendeten Photovoltaik Module besitzen, damit die Platzierung gleich erfolgt. Es werden die Flachkollektoren ENERGY+ECO 17 der Firma DIMAS S.A. verwendet, die folgende Abmessungen haben (Vela Solaris - Polysun, 2022; TÜV Rheinland, 2016):

Bruttofläche: 1,68 m² (B: 1,183 m; L: 1,420 m)

Höhe: 85 mm

Absorber Fläche: 1,51 m²

Bei einer Globalstrahlung von 1000 W/m² mit 850 W/m² Direktstrahlung und einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s ergeben sich nach Angaben des TÜV Rheinland die Kollektorleistungen aus Tabelle 6 für verschiedene Temperaturdifferenzen zwischen Umgebungstemperatur und mittlerer Fluidtemperatur (TÜV Rheinland, 2016).

Tabelle 6 Kollektorleistung des ENERGY+ECO 17 bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen

Temperaturdifferenz in K	0	10	30	50	70	114
Kollektorleistung in kW	1125	1044	861	650	410	0

Der Solarkreis ist an einen Wärmetauscher angeschlossen, der über einen Transfer-Kreislauf die Wärme an den Pufferspeicher überträgt. Die Wärmetübertragung an den Speicher erfolgt über eine Schichtlanze, sodass die Wärme in verschiedene Temperaturzonen in den Speicher eingeschichtet werden kann (Solarwärmeinfo, kein Datum). Die Luft-Wasser-Wärmepumpe kann über ein Drei-Wege-Ventil in zwei verschiedene Schichten des Speichers die Wärme einspeisen. Auch für den Rücklauf zur Wärmepumpe sind zwei Auslässe in verschiedenen Schichten des Speichers vorhanden, die über ein Drei-Wege-Ventil reguliert werden. Auf der Nutzerseite des Speichers sind die beiden Verbraucherkreisläufe (Warmwasser und Heizung) in zwei Kreisläufe separiert. Der Heizkreis ist über ein Drei-Wege-Ventil direkt mit dem Kombispeicher verbunden und das Trinkwasser wird aus hygienischen Gründen über einen Wärmetauscher erwärmt. In Abbildung 17 ist der Aufbau des thermischen Systems dargestellt.

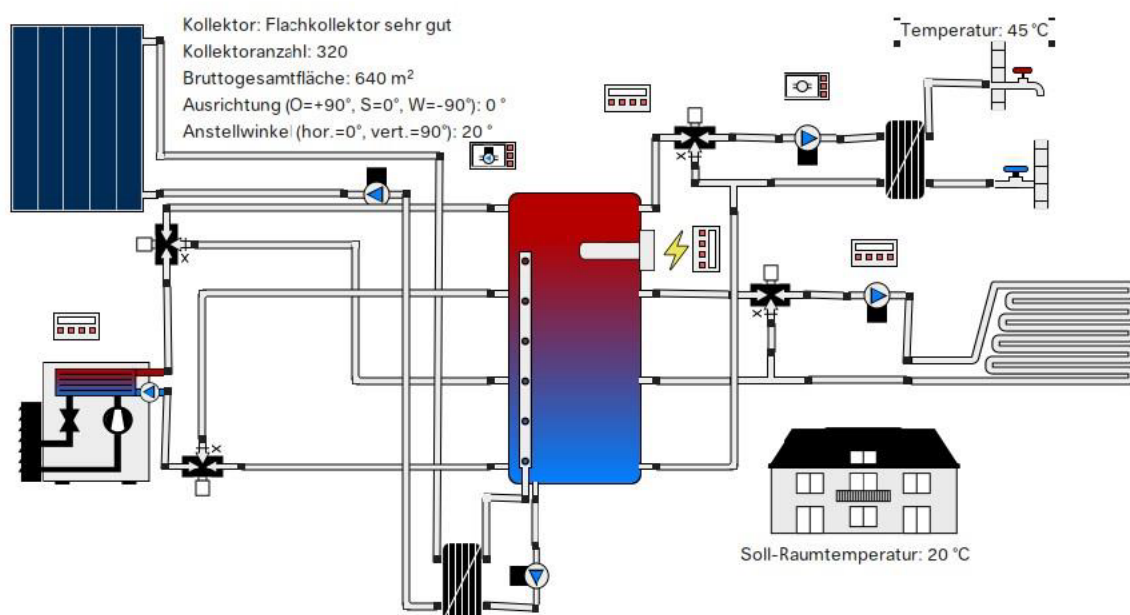


Abbildung 17 Anlagenschema Solarthermie und Wärmepumpe mit Kombispeicher zur Wärmeversorgung

Für die gegebene Kollektorfläche werden verschiedene Speichervolumen verwendet und der Einfluss auf den solaren Deckungsgrad untersucht. Da die Luft-Wasser-Wärmepumpe nicht mehr allein den Wärmebedarf des Gebäudes deckt, kann je nach Speichergröße auch die Leistung der Wärmepumpe variiert werden. Zunächst soll aber die gleiche Wärmepumpe für alle Speichergrößen eingesetzt werden, um eine bessere Vergleichbarkeit zu schaffen. Dafür wird eine 60 kW Wärmepumpe eingesetzt, da diese den Wärmebedarf mit dem kleinsten Speicher decken kann. Im Anschluss wird die Wärmepumpenleistung für jede Speichergröße so dimensioniert, dass diese grade den Wärmebedarf des Gebäudes deckt. Zur Dimensionierung der Wärmepumpenleistungen werden verschiedene Wärmepumpen, deren Leistungszahl nach dem Verfahren der DIN EN 14511 ermittelt wurden, in das System integriert (Vela Solaris - Polysun, 2022). Die angegebene Heizleistung bezieht sich auf eine Außentemperatur von 2 °C und eine Vorlauftemperatur von 35°C (Vela Solaris - Polysun, 2022). In Tabelle 7 sind die verschiedenen Wärmepumpen mit ihren Heizleistungen und elektrischen Leistungen bei angegebener Temperaturdifferenz und der resultierenden Leistungszahl aufgelistet. Alle Wärmepumpen besitzen eine interne Pumpe, weshalb keine zusätzliche Pumpe im Wärmepumpenkreislauf erforderlich ist.

Tabelle 7 Kenndaten der Wärmepumpen, die für die Dimensionierung verwendet wurden (Polysun Katalog, 2022; eigene Berechnung)

Name Wärmepumpe	Heizleistung (A2/W35)	Elektrische Leistung (A2/W35)	Leistungszahl (COP)
Wärmepumpe 20kW	20	5	4
Wärmepumpe 30kW	30	7,5	4
Wärmepumpe 40kW	40	10	4
Wärmepumpe 45kW	45	11,25	4
Wärmepumpe 50kW	50	12,5	4
Wärmepumpe 60kW	60	15	4
Wärmepumpe 70kW	70	17,5	4
Wärmepumpe 100kW	100	25	4
Wärmepumpe 150kW	150	37,5	4
Wärmepumpe 200kW	200	50	4

Alle verwendeten Wärmepumpen haben bei gleicher Temperaturdifferenz die gleiche Leistungszahl. Dies gilt auch für andere Temperaturdifferenzen, wobei bei niedrigen Temperaturdifferenzen die höchsten Leistungszahlen erbracht werden.

In der Tabelle 8 sind die verwendeten Speichervolumen mit den minimalen Wärmepumpenleistungen aufgeführt, die für den zweiten Variantenvergleich verwendet werden. Für den Vergleich werden nur die Varianten verwendet, die mit einer kleineren Heizleistung als 60 kW den Wärmebedarf decken können, sodass die Auswirkung einer kleineren Wärmepumpe dargestellt werden kann.

Tabelle 8 Speichervolumen des Kombispeichers und dabei verwendete Wärmepumpe

Speichervolumen	Heizleistung Wärmepumpe
2.000 l	60 kW
3.000 l	60 kW
5.000 l	60 kW
7.000 l	45 kW
10.000 l	30 kW
15.000 l	45 kW
20.000 l	70 kW

Da in diesem Fall die gesamte Dachfläche solarthermisch genutzt wird, wird statt dem Eigenverbrauch der solare Deckungsgrad verglichen. Da keine elektrischen Verbraucher, abgesehen von dem Stromverbrauch der Pumpen und der Wärmepumpe, beachtet werden, werden nur die Emissionen durch die thermischen Verbraucher verglichen.

3.2.5 Kombination von Photovoltaik und Solarthermie

Im letzten Variantenvergleich wird die Dachfläche mit Photovoltaikmodulen und Solarthermie Kollektoren belegt. Dabei soll der jeweilige Anteil der beiden Systeme variiert werden, um zu überprüfen, wie die zur Verfügung stehende Fläche am effektivsten ausgenutzt wird, um einen möglichst hohen Anteil des gesamten Energiebedarfes zu decken. Ein Anteil von 100% Photovoltaik entspricht dabei 320 Modulen und keinem Solarthermie Kollektor. Durch das Variieren der Kollektor- und Modulfläche müssen die anderen Systemkomponenten angepasst werden. Die Wärmepumpenleistung wird an die Solarthermieanlage angepasst und bei der Photovoltaikanlage werden andere Wechselrichter verwendet. Die Anpassung der Wechselrichter erfolgt dabei über den Polysun-Wizzard, der für jedes Modulfeld verschiedene Wechselrichterkombinationen vorschlägt. In Tabelle 9 sind die verschiedenen Wechselrichterkombinationen mit den zugehörigen Modulsträngen und dem Leistungsverhältnis aus Wechselrichterleistung zur maximalen DC-Leistung des Modulfeldes. Die letzte Spalte zeigt die angepasste Wärmepumpenleistung.

Tabelle 9 Wechselrichterkombinationen der verschiedenen Modulfelder

Anteil Photovoltaik	Anzahl Module	DC-Leistung	Wechselrichter	Modulstränge	Leistungsverhältnis	Leistung Wärmepumpe
0%	0	0	-	-	-	100 kW
25 %	80	26,4 kWp	2x Symo 12.5-3 M	1x 18 Module 2x 11 Module	97 %	100 kW
50 %	160	52,8 kWp	4x Symo 12.5-3 M	1x 18 Module 2x 11 Module	97 %	80 kW
75%	240	79,2 kWp	5x Symo 15.0-3 / 440	1x 18 Module 2x 15 Module	97 %	70 kW
100 %	320	105,6 kWp	5x Symo 20.0-3-M	1x 19 Module 3x 15 Module	97 %	45 kW

Es wird das beste Speichervolumen aus der vorigen Simulation verwendet und auf eine erneute Speicherdimensionierung verzichtet.

4. Simulationsergebnisse

Zur Auswertung der Simulationsergebnisse werden Berechnungen gemacht und grafische Auswertungen in Polysun durchgeführt. Diagramme, die für die Argumentation genutzt werden und klein dargestellt sind, finden sich in einer größeren Version im Anhang.

4.1 Ausrichtung der Photovoltaikanlage

Für die beiden Ausrichtungsvarianten aus Kapitel 3.2.1 ergibt sich ein deutlicher Unterschied hinsichtlich der Anzahl von Modulen. Bei der Ost-West-Ausrichtung können insgesamt 480 Module und damit 160 Module mehr auf den Dächern platziert werden als bei der Süd-Ausrichtung. Daraus resultiert ein höherer Ertrag bei der Ost-West-Ausrichtung von 129,5 MWh pro Jahr. In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der Simulation, die sich für ein gesamtes Jahr ergeben, zusammengefasst. Der Ertrag teilt sich dabei in den Eigenverbrauch und die Netzeinspeisung. Der zusätzlich notwendige Strom, um den gesamten Stromverbrauch zu decken, wird aus dem Netz bezogen und als Netzbezug dargestellt. Der gesamte Brennstoff- und Stromverbrauch des Systems ergibt sich aus der Differenz vom gesamten Stromverbrauch und Photovoltaikertrag und stellt somit die Energie dar, die dem System zusätzlich zugeführt wird. In der letzten Zeile der Tabelle werden die CO₂-Emissionen dargestellt, die durch den Energieverbrauch des Systems entstehen. In diesem Fall entstehen nur durch den Netzbezug Emissionen. Das Simulationsprogramm rechnet nach den aufgeführten Ergebnissen mit einem Emissionsfaktor von

$$\begin{aligned}
 f_{CO_2, Stromnetz} &= \frac{m_{CO_2}}{W_{PE}} = \frac{m_{CO_2}}{E_{feg}} & (14) \\
 &= \frac{55.724 \text{ kgCO}_2}{103 \text{ MWh Strom}} \\
 &= \mathbf{541 \text{ kgCO}_2/\text{MWh Strom}}
 \end{aligned}$$

Dieser ist damit deutlich höher als die Angaben des UBA, die für das Jahr 2020 einen Emissionsfaktor von 366 kgCO₂/MWh Strommix berechnen (UBA, 2022). Unabhängig vom Emissionsfaktor können mehr Emissionen eingespart werden, wenn weniger Strom aus dem Netz bezogen wird, weshalb bei der Ost-West-Ausrichtung weniger CO₂-Emissionen entstehen.

Tabelle 10 Ergebnisse der Simulation 1 - Süd- und Ost-West-Ausrichtung

	Einheit	Süd Ausrichtung	Ost/West Ausrichtung
Anzahl Module	-	320	480
Modulfläche	m ²	544	816
Ertrag Photovoltaik AC	MWh	98,1	129,5
Eigenverbrauch	MWh	55,7	61,5
Netzeinspeisung	MWh	42,4	68
Netzbezug	MWh	103	97,5
Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems	MWh	60,9	29,5
Gesamter Stromverbrauch	MWh	159	159
CO2 Emission	kg	55.724	52.302

Der Eigenverbrauch der Ost-West-Ausrichtung liegt mit 61,5 MWh höher als bei der Südausrichtung, ist aber im Verhältnis zum gesamten Photovoltaik Ertrag niedriger. So ergibt sich für den Eigenverbrauchsanteil:

$$\alpha_{\text{Eigen,Süd}} = \frac{55,7 \text{ MWh}}{98,1 \text{ MWh}} = 56,8 \%$$

$$\alpha_{\text{Eigen,Ost-West}} = \frac{61,5 \text{ MWh}}{129,5 \text{ MWh}} = 47,5 \%$$

Obwohl in der Theorie ein höherer Eigenverbrauchsanteil bei der Ost-West-Ausrichtung zu erwarten war, ist dieser geringer als bei der Südausrichtung. Die Ursache hierfür wird bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs des Eigenverbrauchs und der Eigenstromproduktion deutlich. In Abbildung 18 ist der Jahresverlauf der beiden Ausrichtungsvarianten dargestellt. Die blaue gestrichelte Linie stellt die gesamte Energieproduktion der PV-Anlage (AC) dar und die pinke Linie den Eigenverbrauch, also den Teil des PV-Stroms, der im Gebäude direkt verbraucht wird. In Schwarz ist der gesamte elektrische Verbrauch der fünf Profile dargestellt.

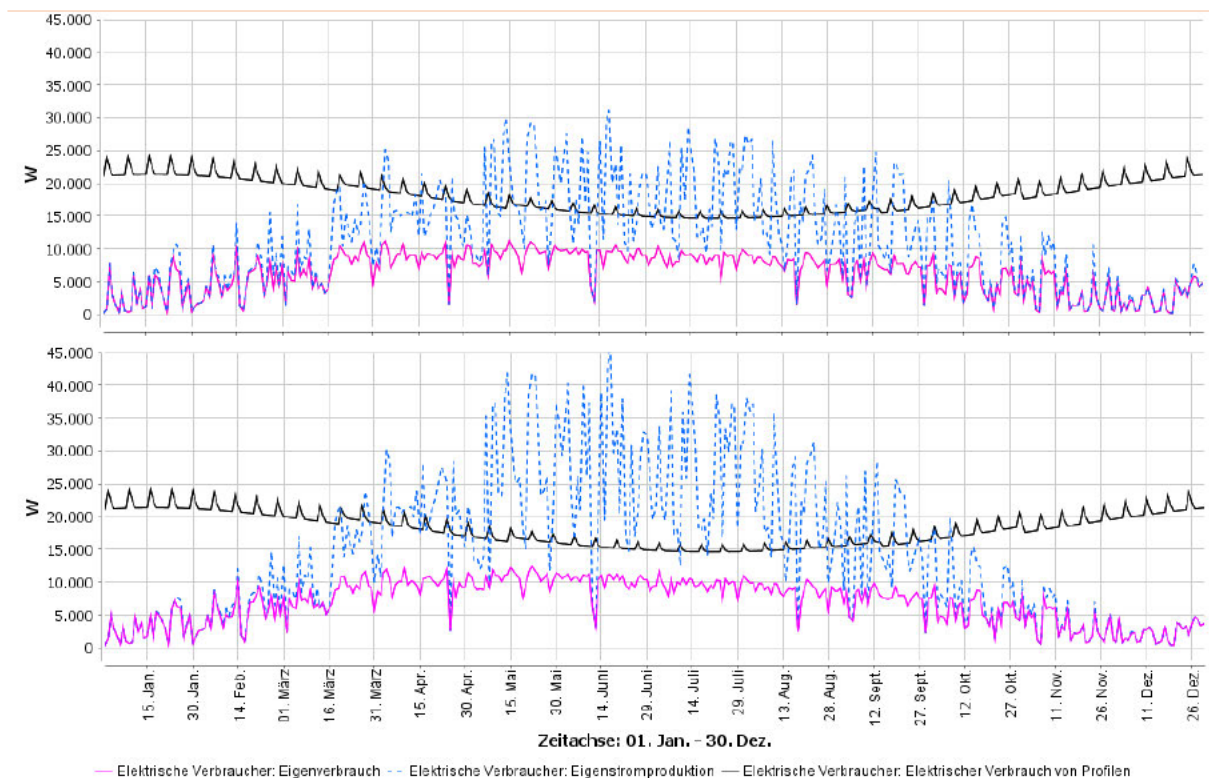


Abbildung 18 Eigenstromproduktion und -verbrauch bei Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten)

Bei der Ost-West-Ausrichtung ist im Sommer ein größerer Anteil der PV-Produktion oberhalb der schwarzen Kurve. Dies bedeutet, dass mehr Energie produziert wird, als von den Verbrauchern benötigt wird und somit als Überschuss ins Stromnetz gespeist wird. Trotzdem liegt die Eigenverbrauchskurve immer unterhalb des gesamten Stromverbrauchs, da die Jahresübersicht eine Auflösung hat, bei der nur Tagesdurchschnittswerte zu sehen sind. Dies führt auch dazu, dass beim Wochenverlauf des elektrischen Verbrauches ein Wochenpeak am Wochenende zu erkennen ist. Bei genauerer Betrachtung einzelner Wochen wird zudem deutlich, dass der Tagesverlauf des elektrischen Verbrauchs dem Lastgang aus Kapitel 3.1.2 ähnelt und Schwankungen zwischen 8 kW nachts und bis zu 40 kW in den Abendstunden entstehen. Dabei sind auch Unterschiede zwischen Werktagen und dem Wochenende zu erkennen, so wird samstags in den Abendstunden und sonntags zur Mittagszeit ein Peak von über 40 kW erreicht und an Werktagen ein etwas niedrigerer Peak in den Abendstunden. In Abbildung 19 und Abbildung 20 sind

die Verläufe einer Januarwoche (KW2) und einer Augustwoche (KW33) dargestellt und deutliche Unterschiede hinsichtlich der Jahreszeiten erkennbar. Der elektrische Verbrauch ist ungefähr gleich, wobei Unterschiede durch eine schlechtere Auflösung im Sommer aufgrund der höheren Energieproduktion entstehen.

Im August wird bei der Ost-West-Ausrichtung an jedem Tag ein höherer Ertrag erzielt und, wie schon im Jahresverbrauch erkennbar war, entsteht eine größere Fläche zwischen der Eigenproduktion und dem gesamten elektrischen Verbrauch. Aufgrund der Auflösung ist ein etwas breiterer Peak des Eigenstromverbrauches bei der Ost-West-Ausrichtung schwer zu erkennen. Bei einer differenzierteren Zeitachse kann hier die bessere Ausnutzung der Direktstrahlung in den Morgen- und Abendstunden erkennbar werden.

Im Januar wird nur bei der Südausrichtung einmal zur Mittagszeit an Tag 4 der KW 2 mehr produziert als gleichzeitig verbraucht werden kann. Bei der Ost-West-Ausrichtung wird zu dem Zeitpunkt weniger produziert durch eine schlechtere Ausrichtung für die Mittagszeit, sodass kein Überschuss entsteht. Allerdings wird an Tag 1-3 und Tag 7 der Januarwoche bei der Ost-West-Ausrichtung ein höherer Ertrag erzielt. Die Ursache wird bei der Betrachtung der Wetterdaten für diese Tage deutlich: Die Diffusstrahlung (hellgrün) macht den gesamten Anteil der Globalstrahlung aus. Da für diesen Anteil der Solarstrahlung die Ausrichtung nicht entscheidend ist, wird bei der Ost-West-Ausrichtung durch eine größere Modulfläche ein höherer Ertrag erzielt. Sobald die Direktstrahlung (dunkelgrün) allerdings zunimmt (Tag 4-6), zeigt sich der Vorteil der besseren Ausrichtung nach Süden und die Südausrichtung erzielt bessere Erträge.

In Tabelle 11 sind die monatlichen AC Erträge dargestellt. Von November bis Januar ist der Ertrag bei der Südausrichtung besser, sonst liefert die Ost-West-Ausrichtung bessere Erträge. Für die folgenden Varianten mit Photovoltaikanlage wird eine Südausrichtung verwendet, da insbesondere die für die Wintermonate ein möglichst hoher Ertrag erzielt werden sollte, damit eine Wärmepumpe den selbst erzeugten Strom nutzen kann. Außerdem erleichtert diese Ausrichtung eine spätere Kombination mit der Solarthermie, da diese ebenfalls südlich ausgerichtet werden soll.

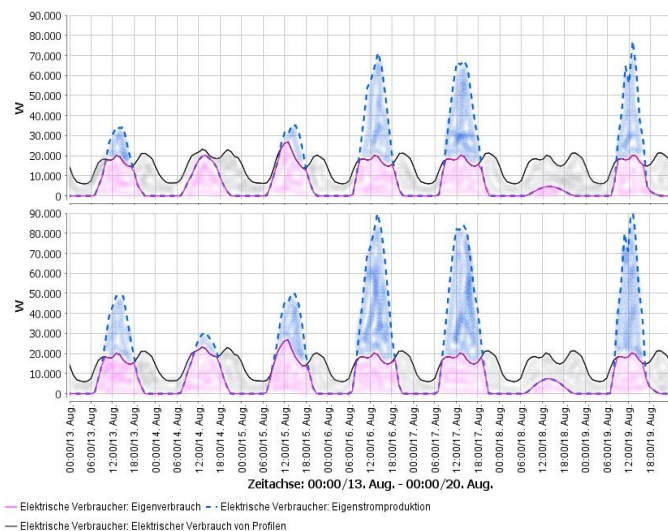


Abbildung 19 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW 33 mit Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten)

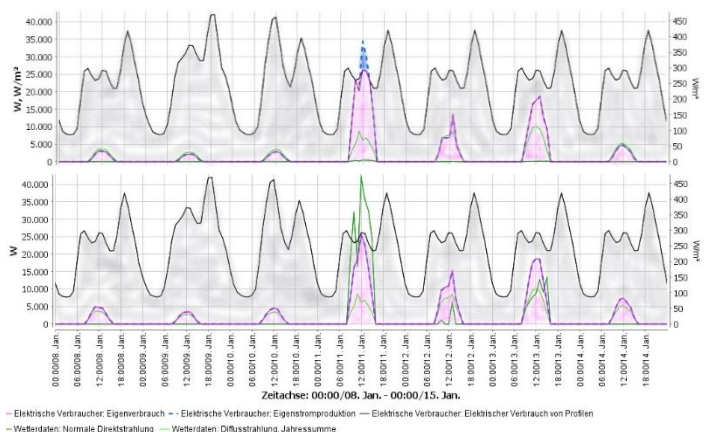


Abbildung 20 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW 2 mit Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten)

Tabelle 11 Monatliche AC Erträge der beiden Ausrichtungsvarianten

Ausrichtung		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Süd	MWh	2,6	3,9	7,8	11,1	13,5	13,1	13,5	11,9	9,1	6,4	3,1	2
Ost/West	MWh	2,3	4,3	9,6	15	19,6	19,5	19,8	16,6	11,3	6,8	2,8	1,7

Insbesondere im Sommer übersteigt die Eigenstromproduktion bei beiden Varianten den gesamten elektrischen Verbrauch, was zu einer hohen Netzeinspeisung tagsüber führt. Trotzdem kann der elektrische Verbrauch nicht allein durch die Photovoltaikanlage gedeckt werden, da nachts kein PV-Strom zur Verfügung steht und zusätzlicher Strom aus dem Netz bezogen wird. Durch Batteriespeicher kann dieser Anteil reduziert werden

4.2 Photovoltaikanlage mit verschiedenen Batterien

Da zuvor festgestellt wurde, dass im Winter nur selten die Energieproduktion der PV-Anlage deutlich über dem gesamten Energieverbrauch der Profile liegt, geht es im Folgenden insbesondere um die Erhöhung des Eigenverbrauchs in den Sommermonaten und in der Übergangszeit. Dies wird auch deutlich bei der Betrachtung der Netzeinspeisung im

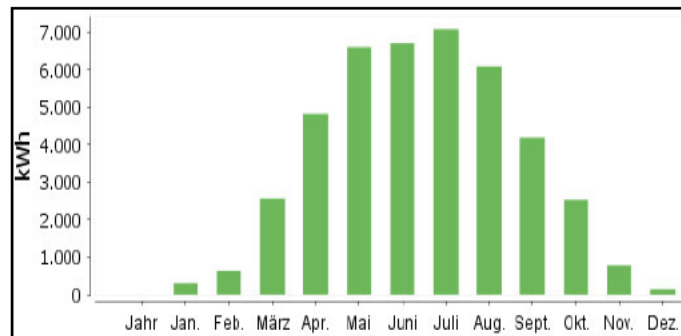


Abbildung 21 Netzeinspeisung pro Monat ohne Batterie

Jahresverlauf, die in Abbildung 21 dargestellt ist. So werden von Mai bis August monatlich über 6.000 kWh eingespeist und in den Wintermonaten von Dezember bis Februar weniger als 1.000 kWh. Durch die Integration von Batterien ins System soll der eingespeiste Anteil reduziert werden und dadurch der Eigenstromverbrauch erhöht werden.

In Tabelle 12 sind die Ergebnisse der südlich ausgerichteten Photovoltaikanlage mit den verschiedenen Batterien zusammengefasst. Zur besseren Einschätzung der Eigenverbrauchserhöhung ist auch die Variante aus Kapitel 4.1 (ohne Batterie) dargestellt.

Tabelle 12 Ergebnisse der Simulation 2 -Photovoltaik mit verschiedenen Batterien (Speicherkapazitäten)

		Ohne Batterie	B-Box 10.0	B-Box 20.0	B-Box 40.0	COM 40-45	COM 40-90	COM 40-135
Ertrag Photovoltaik AC	MWh	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1
Eigenverbrauch	MWh	55,7	58,7	61,1	64,2	67,9	76,6	83
Erhöhung durch Batterie	MWh	-	3	5,4	8,5	12,2	20,9	27,3
Eigenverbrauchsverhältnis	%	57	60	62	65	69	78	85
Autarkiegrad	%	35	37	38	40	43	48	52
Netzeinspeisung	MWh	42,4	39,4	37	33,9	30,2	21,5	15,1
Netzbezug	MWh	103	101	99,2	96,6	94,4	87,5	82,6
CO2 Emission	kg	55.423	54.215	53.192	51.822	50.626	46.945	44.305
Batterieentladeenergie	MWh		2,4	4,3	6,8	9,1	15,9	20,8
Speicherverluste	MWh		0,6	1,1	1,7	3,1	5	6,5

Die Netzeinspeisung nimmt bei steigender Batteriekapazität ab, sodass auch der Eigenverbrauch steigt. Dadurch wird auch weniger zusätzlicher Strom aus dem Netz benötigt, sodass der Netzbezug und die CO₂-Emissionen abnehmen. In der Zeile unter dem Eigenverbrauch aus Tabelle 12 wird die resultierende Erhöhung bezogen auf den Eigenverbrauch ohne Batterie dargestellt. Hier ist ein nicht linearer Zusammenhang erkennbar, denn mit Verdopplung der Batteriekapazität erfolgt keine doppelte

Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils. Das Eigenverbrauchsverhältnis ergibt sich aus dem Verhältnis vom Eigenverbrauch zu gesamtem Photovoltaik Ertrag AC und steigt ebenfalls mit der Größe der Batterie. Der Autarkiegrad beschreibt das Verhältnis von Eigenverbrauch zum gesamten Stromverbrauch der elektrischen Profile (159 MWh) und stellt somit den Anteil, den der PV-Strom zum gesamten Verbrauch beiträgt, dar.

Der Eigenverbrauch ergibt sich aus der Summe vom direkten Verbrauch der PV-Anlage und der Batterieladeenergie. Dabei entspricht der Direktverbrauch dem Eigenverbrauch der Anlage ohne Batterie. Die Batterieladeenergie entspricht allerdings nicht der Batterieentladeenergie, da beim Speicherprozess Verluste auftreten. Diese entstehen beim Laden und Entladen der Batterie, durch die Selbstentladung und durch Verluste im Batteriewechselrichter. Im Verhältnis zur Speicherkapazität sinken die Speicherverluste bei größeren Batterien. So hat die B-Box 10.0 Verluste von 60 kWh pro kWh Speicherkapazität, die B-Box 20.0 nur 55 kWh und die B-Box 40.0 sogar nur 42,5 kWh pro kWh Speicherkapazität. Die größten Verluste entstehen jedoch bei den COMMERCIAL Batterien, bei denen die kleinste 68,9 kWh Verluste pro kWh Speicherkapazität verzeichnet, aber auch hier sinken die Verluste im Verhältnis zur Speicherkapazität. Die Ursache hierfür ist die höhere Nennspannung der größeren Batterien, durch die Umwandlungsverluste verringert werden (Weniger, et al., 2020). Mit der Batterieentladeenergie in Tabelle 12 ist die genutzte Energie aus der Batterie gemeint. Aus der Summe von Batterieentladeenergie und den Speicherverlusten resultiert die Erhöhung des Eigenverbrauchs aufgrund der Batterie.

Die Verteilung der Eigenverbrauchsanteile ist für die Batterie B-Box 40.0 und Commercial 40-135 in Abbildung 22 dargestellt. Es wird der Wochenverlauf vom 12. bis 19. Juni dargestellt, da zu diesem Zeitpunkt der höchste PV-Ertrag erreicht wird. Der Direktverbrauch wird weiterhin in pink dargestellt und die Summe aus Direktverbrauch und Batterieentladeenergie in türkis. Die Batterieentladung allein ist zusätzlich in grün dargestellt, für die Auswertung ist aber die türkise Kurve wichtiger, da mit ihr der

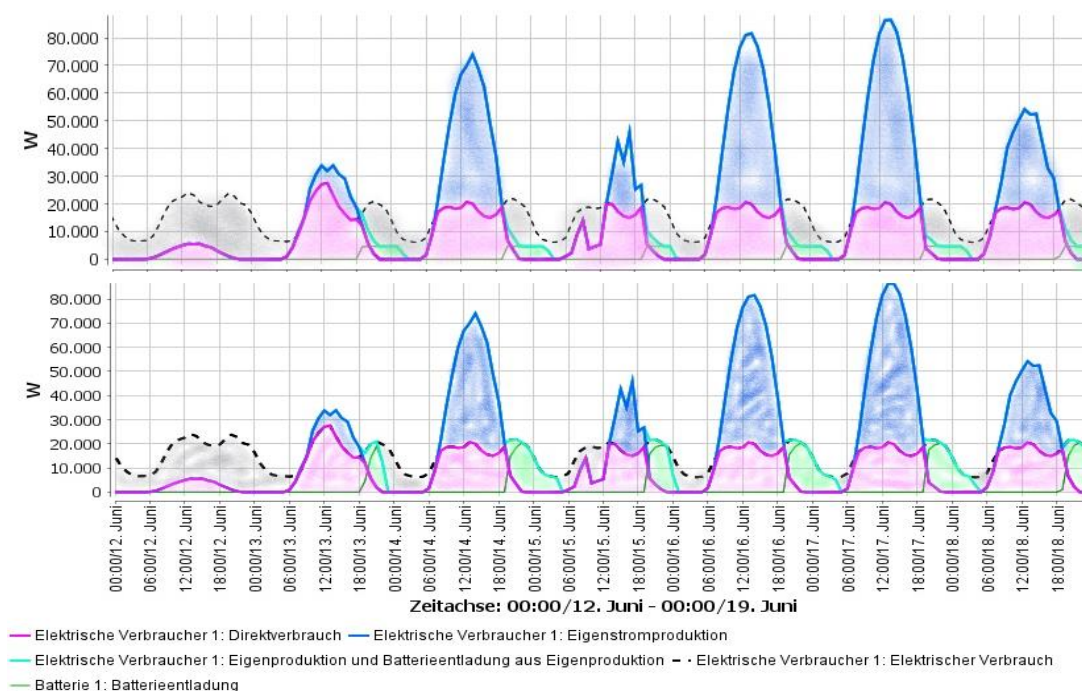


Abbildung 22 Verteilung der Eigenstromanteile aus Direktverbrauch und Batterieentladung in KW24 (12.6-19.6) mit B-Box 40.0 (oben) und Commercial 40-135 (unten)

Eigenverbrauch besser darzustellen ist. Eine andere Option gibt es hierfür nicht in Polysun.

In beiden Diagrammen ist erkennbar, dass der Anteil aus der Batterie nur an Tagen, an denen die Eigenstromproduktion über dem Verbrauch liegt, zum Eigenstromverbrauch beiträgt. Es wird also erst Strom gespeichert, sobald der Strom nicht mehr direkt verbraucht werden kann und sonst ins Netz gespeist werden würde. Sobald der PV-Strom den elektrischen Verbrauch nicht mehr allein decken kann, wird Energie aus der Batterie bezogen, bis diese entladen ist oder kein Bedarf mehr vorhanden ist.

Die beiden gezeigten Batterien haben verschiedene Entladeleistungen. Während bei der B-Box 40.0 nur maximal 5 kW entladen werden können, hat die Commercial 40-135 eine maximale Entladeleistung von 40 kW. Da der elektrische Verbrauch mindestens 6 kW (nachts) beträgt, kann dieser zu keinem Zeitpunkt durch die B-Box-40.0 gedeckt werden. Allerdings führt dies auch dazu, dass die Batterie über einen längeren Zeitraum Energie liefern kann. Dies hat aber keinen Einfluss auf den Eigenverbrauch hat. Die Entladeleistung der Commercial 40-135 liegt dagegen über dem maximalen elektrischen Verbrauch, was bedeutet, dass sie zu jedem Zeitpunkt so viel Energie liefern kann, wie grade benötigt wird. Dies ist deutlich am Verlauf der Entladeleistung zu erkennen, die dem Verlauf des elektrischen Verbrauches bis zur Entladung der Batterie folgt.

Am 16. und am 17. Juni werden die höchsten PV-Erträge erzielt. Trotzdem wird am Ende der Nacht ein Teil des Stromes vom Netz bezogen, da die Kapazität der Batterie für die Überbrückung der Nacht zu gering ist. Damit der Eigenverbrauch maximal gesteigert wird, wäre hierfür eine Batterie mit einer höheren Kapazität notwendig oder eine Kombination der aufgeführten Batterien.

Für die Kombination von mehreren Batterien wird geprüft, wie dies die Speicherverluste der Batterie(n) beeinflusst. Dafür werden Varianten mit gleicher Speicherkapazität und unterschiedlicher Anzahl an Batterien betrachtet. In Tabelle 13 sind die Ergebnisse der beiden Vergleiche für eine Speicherkapazität von 40 kWh und 135 kWh dargestellt. Für die Varianten mit einer Speicherkapazität von 40 kWh wurden zusätzliche Daten zu den Lade-/Entladezyklen, Tiefenentladezyklen sowie Unterteilungen der Speicherverluste zusammengefasst. Da diese für jede Batterie einzeln erhoben werden müssen, wurde für die anderen Varianten darauf verzichtet.

Tabelle 13 Ergebnisse der Simulation 2 – Varianten mit gleicher Speicherkapazität und unterschiedliche Anzahl Batterien

	Kapazität 40 kWh			Kapazität 135 kWh		
	B-Box 40.0	4x B-Box 10.0	2x B-Box 20.0	135 kWh	COM 40-90 & 40-45	3x COM 40-45
Ertrag Photovoltaik AC MWh	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1
Eigenverbrauch MWh	64,2	66,6	66	83	83,2	83,3
Erhöhung um MWh	8,5	10,9	10,3	27,3	27,5	27,6
Batterieentladeenergie MWh	6,8	8,5	8,1	20,8	20,8	20,8
Lade-/Entladezyklen -	222	584	245	k.A.	k.A.	k.A.
Tiefenentladungszyklen -	174	925	433	k.A.	k.A.	k.A.
Speicherverluste MWh	1,8	2,8	2,3	6,5	6,9	7,2
Lade-/Entladeverluste kWh	462	594	559	k.A.	k.A.	k.A.
Selbstentladung kWh	1231	1704	1528	k.A.	k.A.	k.A.
Batteriewechselrichter kWh	109	522	241	k.A.	k.A.	k.A.

Sowohl bei der Kapazität von 40 kWh als auch bei der Kapazität von 135 kWh erzielen die Varianten mit mehreren kleinen Batterien den höchsten Eigenverbrauch und die höchste Batterieentladeenergie. Eine Ursache für den höheren Eigenverbrauch sind die höheren Speicherverluste, die in der Tabelle 13 zusätzlich in Lade-/Entladeverluste, Selbstentladung und Batteriewechselrichterverluste unterteilt sind. Den Hauptanteil hat dabei die Selbstentladung der Batterie, am Batteriewechselrichter entstehen aber die größten Unterschiede zwischen den Varianten.

In Abbildung 23 sind die Lade- und Entladekurven der Batterievarianten mit 40 kWh Kapazität dargestellt, wobei orange die Beladung, grün die Entladung und rot sind die Batterieverluste abbildet. Bei den Varianten mit mehreren Batterien werden die Lade- und Entladekurven jeder Batterie

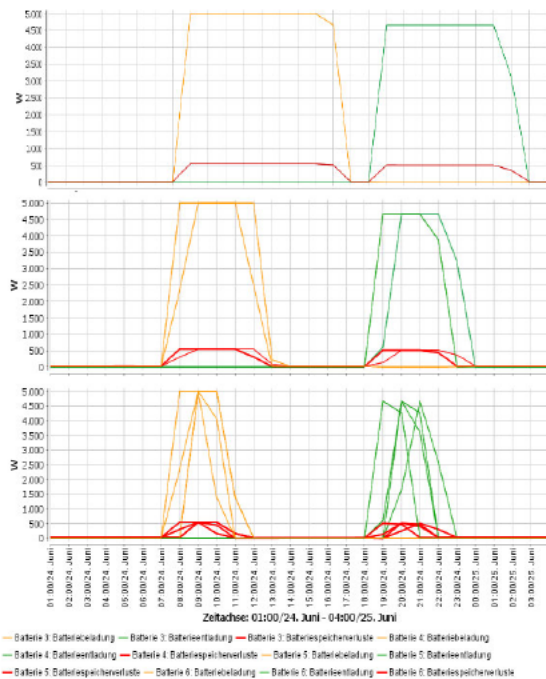


Abbildung 23 Batteriebeladung und -entladung und Speicherverluste der 40 kWh Batterie (oben), der 2 x 20 kWh Batterien (Mitte) und der 4 x 10 kWh Batterie (unten)

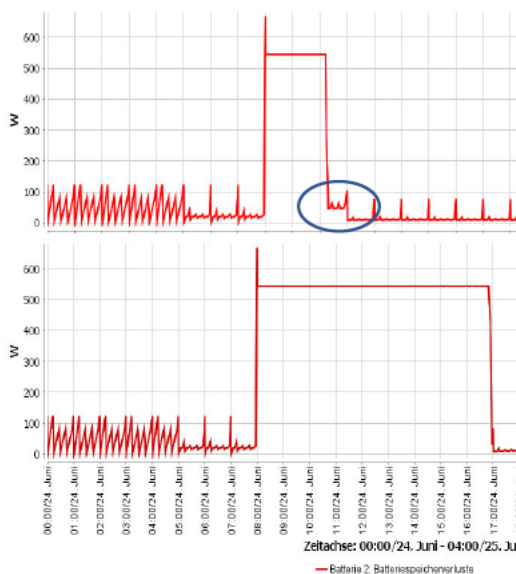


Abbildung 24 Detail Speicherverluste bei der Batteriebeladung B-Box 10.0 (oben), B-Box 40.0 (unten)

dargestellt, da die Summierung der Einzelwerte in Polysun nicht möglich ist.

Die Varianten mit mehreren Batterien haben entsprechend kürzere Lade- und Entladezyklen, da die Speicherkapazität schneller erreicht ist. Dies führt bei der Entladung dazu, dass eine höhere Entladeleistung in kurzer Zeit abgegeben wird, wodurch mehr Wärmeverluste entstehen. Alle Varianten verzeichnen Speicherverluste während des Lade- und Entladeprozesses von etwa 550 W, wobei durch die Lade- und Entladedauer unterschiedliche Energieverluste entstehen. Bei den Resultaten in Abbildung 23 handelt es sich um Stundenmittelwerte, weshalb für alle Kurven eine lineare Steigung erkennbar ist. Nach detaillierter Betrachtung wird jedoch deutlich, dass sprunghafte Änderungen zwischen Maximal- und Minimalwert bei allen Kurven entstehen. Dies zeigt bspw. Die Abbildung 24, in der die Speicherverluste der B-Box 40.0 und die Speicherverluste einer der vier 10 kWh Batterien im Detail dargestellt sind. Es wird aus Übersichtlichkeitsgründen auf die Darstellung von allen vier Ladekurven der 10 kWh Batterien verzichtet. Ein Kästchen entspricht einer Leistung von 100 W und einer Zeit von 1 h. Daraus ergeben sich für die beiden Varianten die folgenden Energieverluste eines vollständigen Ladezyklus:

$$L_{bch,4x10kWh} = 4 \cdot (550W \cdot 2,25h + 50W \cdot 0,75h) = 5150 Wh$$

$$L_{bch,40kWh} = (550W \cdot 9h) = 4950 Wh$$

Daraus resultiert ein Unterschied von 200 Wh zwischen den beiden Varianten. Grund für diesen Unterschied ist der erhöhte Verlust von der kleinen Batterie nach dem Ladevorgang (siehe blauer Kreis in der Abbildung 24).

In Abbildung 25 sind die Speicherverluste der beiden Varianten in die einzelnen Verlustmechanismen aufgeteilt und im Detail dargestellt. Sie gibt Aufschluss über die zeitliche Verteilung der Verluste sowie den Beitrag der einzelnen Mechanismen zum gesamten Speicherverlust. Dabei sind die Ladeverluste in blau, Entladeverluste in grün, die Selbstentladeverluste in rot und die Batteriewechselrichterverluste in gelb dargestellt.

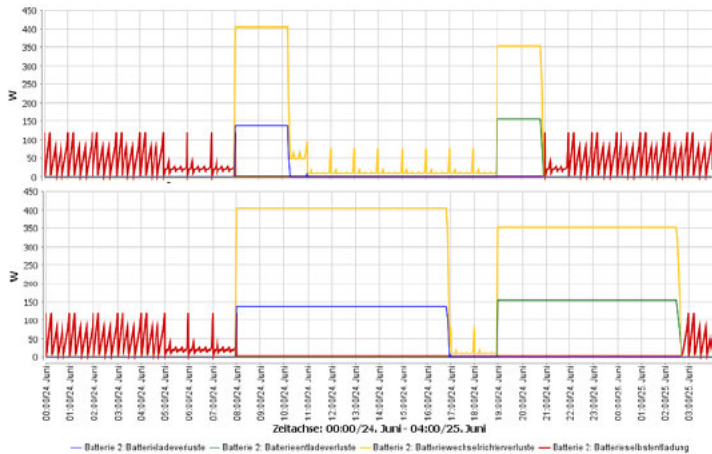


Abbildung 25 Detaillierte Aufteilung der Speicherverluste in Lade-, Entlade-, Selbstentlade- und Batteriewechselrichterverluste für B-Box 10.0 (oben) und B-Box 40.0 (unten)

Die Selbstentladung der Batterie findet im nicht geladenen Zustand statt. Während die Batterie vollständig geladen ist, entstehen am Batteriewechselrichter Verluste. Die Wechselrichterverluste tragen beim Lade- und Entladevorgang den größten Anteil zum Energieverlust bei. Aus der Summe der Wechselrichterverluste im Ladevorgang und der Ladeverlust ergeben sich die zuvor berechneten Energieverluste. Der festgestellte erhöhte Verlust am Ende des Ladevorganges ist nach Abbildung 25 eindeutig den

Batteriewechselrichterverlusten zuzuordnen. Zusätzlich bleibt die kleine Batterie über acht Stunden im vollgeladenen Zustand, während die große Batterie nur zwei Stunden voll beladen ist. Somit entstehen bei einer kleinen 10 kWh Batterie mehr Verluste am Batteriewechselrichter und erklärt auch den deutlichen Unterschied der Batteriewechselrichterverluste in Tabelle 13. Für den Zeitabschnitt der Abbildung 25 werden bei der kleinen Batterie auch deutlich mehr Selbstentladungsverluste verzeichnet, aufgrund der schnelleren Entladung und des dadurch früheren Einsetzens der Selbstentladung. Bei beiden Batterien ist im Tagesverlauf das gleiche Muster erkennbar: Von 22:00 bis 05:00 Uhr unterscheidet sich das Muster von dem tagsüber stattfindenden Muster und es entstehen Schwankungen zwischen 0 und 100 W. Da nur der Verlauf einer der vier 10 kWh Batterien dargestellt ist, wäre insgesamt das Vierfache der Selbstentladung der 40 kWh Batterie zu erwarten. Die Tabelle 13 zeigt jedoch, dass die Selbstentladungsverluste nur um etwa 500 kWh ansteigen und nicht wie zu erwarten um das Vierfache auf circa 4800 kWh.

Eine weitere Ursache für den höheren Eigenverbrauch bei mehreren kleinen Batterien sind die höhere Entladeenergie der Batterien. Diese liegt bei den vier kleinen Batterien mit 10,9 MWh deutlich höher im Vergleich zur Entladeleistung der 40 kWh Batterie (6,8 MWh), obwohl die Speicherverluste höher ausfallen. In Abbildung 26 ist der zeitliche Verlauf der Entladeleistung als monatlicher Gesamtwert für die beiden Varianten dargestellt. Die 40 kWh Batterie wird dabei in blau dargestellt und die vier 10 kWh Batterien in grün, wobei hellgrün die einzelnen Batterien und dunkelgrün die Summe aller Batterien zeigt.

Bei Betrachtung der vier kleinen Batterien wird deutlich, dass diese unterschiedliche Entladungen

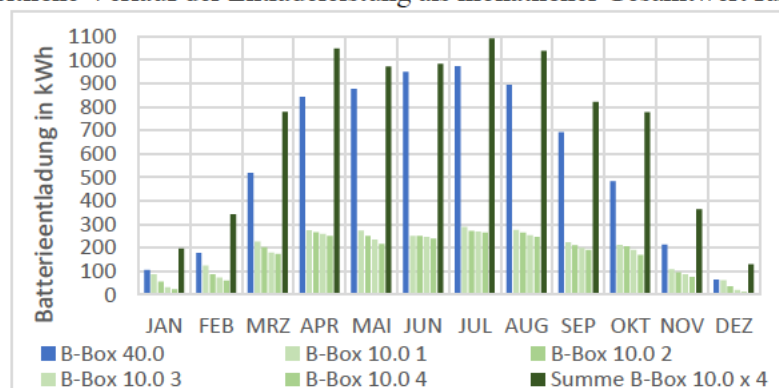


Abbildung 26 Monatliche Batterieentladung der B-Box 40.0 (blau) und der vier B-Box 10.0 sowie deren gesamte monatliche Entladeleistung (grün)

aufweisen. Dies liegt daran, dass nicht immer alle vier vollständig beladen werden können, da nicht immer ausreichend überschüssiger PV-Strom zur Verfügung steht. Zwischen den beiden Varianten sind insbesondere in den Wintermonaten deutliche Unterschiede erkennbar. So werden von November bis Februar bei der Variante mit vier kleinen Batterien fast doppelt so viel Energie aus der Batterie bezogen, wie aus einer 40 kWh Batterie. Auch in den Sommermonaten liegt die Entladeenergie der vier kleinen Batterien deutlich höher als die Entladeenergie der großen Batterie. Die Ursache dafür wird deutlich bei der Betrachtung von Abbildung 27, die die Batteriebeladung im Verlauf einer Winterwoche darstellt und zusätzlich der Verlauf den Netzeinspeisung zeigt.

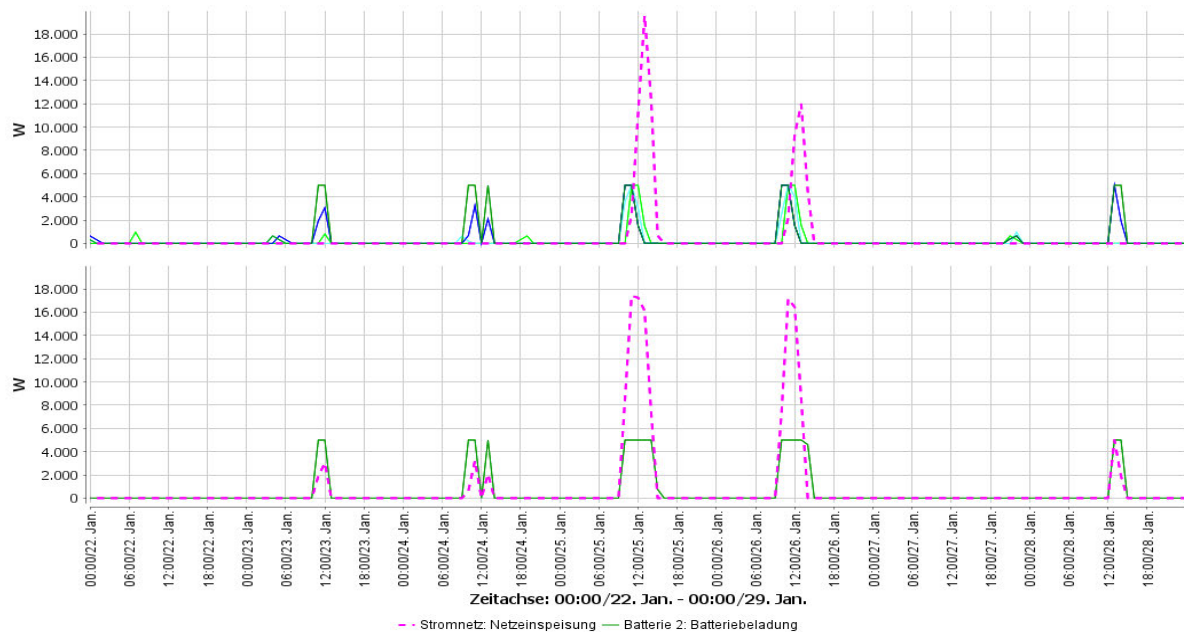


Abbildung 27 Wochenverlauf KW3 der Batteriebeladung (grün/blau) und der Netzeinspeisung (pink) für Variante mit 4x B-Box 10.0 (oben) und Variante mit einer B-Box 40.0 (unten)

Bei der Variante mit der großen Batterie wird deutlich mehr Leistung in das Netz gespeist als bei der Variante mit vier kleinen Batterien. Grund hierfür ist die begrenzte Ladeleistung einer Batterie. Da alle B-Boxen die gleiche maximale Ladeleistung haben (vgl. Kapitel 3.2.3) können die vier kleinen Batterien die vierfache Leistung laden, wie die große Batterie. Dies führt dazu, dass bei einer hohen Stromproduktion durch die PV-Anlage die B-Box 40.0 zwar viel Speicherkapazität besitzt, jedoch nur eine Leistung von 5 kW in die Batterie fließen kann. Mit einer konstanten Leistung von 5 kW bräuchte sie 8h zur vollständigen Beladung. Durch die Verschaltung der vier B-Box 10.0 entsteht eine maximale Ladeleistung von 20 kW und eine Beladungsdauer von 2h, wodurch bei einem hohen Angebot an PV-Strom dieser besser (schneller) gespeichert werden kann und weniger ins Netz gespeist wird.

4.3 Photovoltaikanlage mit Batterie und/oder Wärmepumpe

Die Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse der Simulation von den Varianten mit Batterie und/oder Wärmepumpen. Die erste Spalte zeigt die PV-Anlage ohne Batterie und die zweite Spalte diese PV-Anlage mit der Batterie Commercial 40-135. Die anderen beiden veranschaulichen die vorherigen Varianten mit dem Unterschied, dass die Wärmeversorgung durch eine Wärmepumpe erfolgt und nicht durch einen Gaskessel. Bei den beiden Varianten mit Wärmepumpe gab es während der Simulation die Warnung, dass die Anzahl Einschaltungen überschritten wurde und die Fluidtemperatur wassenseitig überschritten wurde. Im Variantenvergleich gab es dagegen keine Warnung mehr, es sollte aber trotzdem über eine bessere Auslegung der Wärmepumpe nachgedacht werden oder ein zusätzlicher Wärmeerzeuger integriert werden. Für die Auswertung werden die Werte des Variantenvergleichs verwendet.

Tabelle 14 Ergebnisse der Simulation 3 – Elektrische Resultate

		PV Gaskessel	PV + Batterie Gaskessel	PV Wärmepumpe	PV + Batterie Wärmepumpe
Ertrag Photovoltaik AC	MWh	98,1	98,1	98,1	98,1
Eigenverbrauch	MWh	55,7	83	59,9	86,9
Eigenverbrauchsverhältnis	%	57	85	61	89
Netzeinspeisung	MWh	42,4	15,1	38,2	11,2
Netzbezug	MWh	103	82,7	204	183
Gesamter Stromverbrauch	MWh	159	159	264	264

Zunächst ist bei allen Varianten mit Batterie und/oder Wärmepumpe eine Erhöhung des Eigenverbrauchs erfolgt. Gleichzeitig erhöht die Wärmepumpe auch den gesamten Stromverbrauch deutlich, da die Wärmepumpe elektrische Energie bei der Verdichtung verbraucht. Dadurch steigt der Netzbezug und die Netzeinspeisung sinkt, da die Wärmepumpe zusätzlich zu den anderen elektrischen Verbrauchern den PV-Strom nutzt. Der Eigenverbrauch wird durch die Wärmepumpe allerdings nur um 4% erhöht, während die Batterie diesen um 28% erhöht. Durch die Kombination der Wärmepumpe und Batterie erhöht sich der Eigenverbrauch entsprechend um 32%.

Wie Kapitel 4.1 zeigt, schwankt der Eigenverbrauchsanteil deutlich im Verlauf eines Jahres. Durch die Batterien bzw. die Wärmepumpe entstehen noch deutlichere Unterschiede zwischen Sommer und Winter. Die Abbildung 28 zeigt den monatlichen Eigenverbrauch der vier Varianten aus Tabelle 14 und Abbildung 29 das daraus resultierende monatliche Eigenverbrauchsverhältnis.

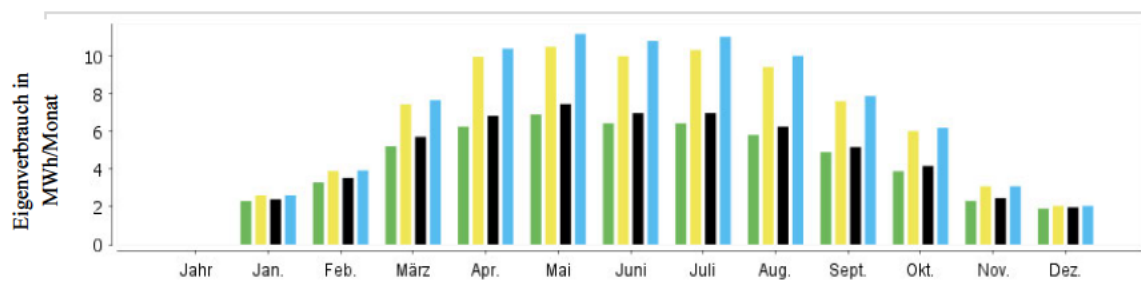


Abbildung 28 Monatlicher Eigenverbrauch Photovoltaik mit Batterie und/oder Wärmepumpe

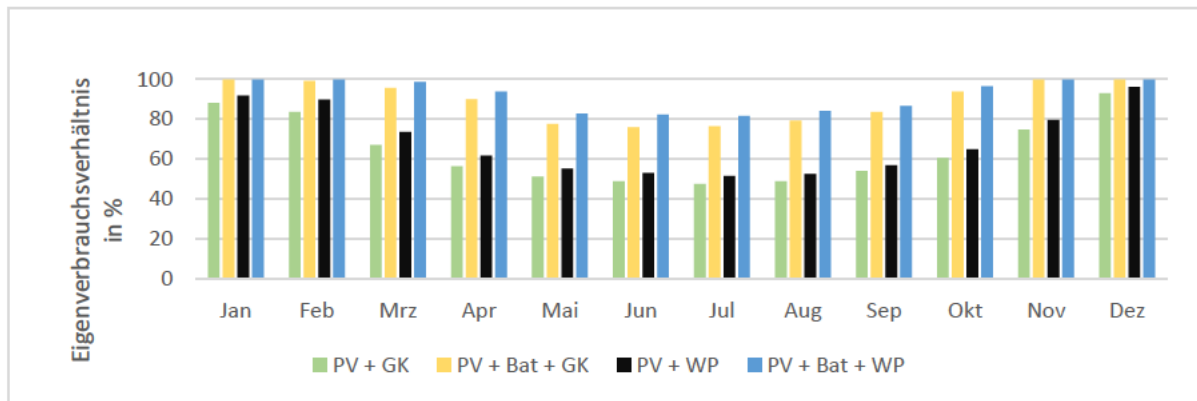


Abbildung 29 Monatliches Eigenverbrauchsverhältnis Photovoltaik mit Batterie und/oder Wärmepumpe

In den Wintermonaten steigt der Eigenverbrauch durch die Batterie und/oder Wärmepumpe kaum an, während im Sommer insbesondere durch die Batterie ein deutlicher Anstieg erkennbar ist. Grund hierfür sind die niedrigen PV-Erträge in den Wintermonaten, die auch schon ohne Batterie zu knapp 90% selbst verbraucht werden. Im Sommer werden dagegen so hohe Erträge erzielt, dass nicht alles direkt verbraucht oder gespeichert werden kann und ein Teil ins Netz eingespeist wird. Dies ist in Abbildung 29 erkennbar: Von November bis Februar werden durch die Batterie und die Wärmepumpe 100% des PV-Stroms verbraucht, dagegen wird von Mai bis August ungefähr 80% verbraucht und die übrigen 20% werden ins Netz gespeist.

Durch den hohen elektrischen Verbrauch der Mehrfamilienhäuser bewirkt die Wärmepumpe nur eine geringe Erhöhung des Eigenverbrauchs. Damit das Zusammenspiel von Photovoltaikanlage und Wärmepumpe deutlich wird, ist in Abbildung 30 der Stromverbrauch mit und ohne elektrische Verbraucher dargestellt, sodass in der zweiten Variante nur die Wärmepumpe den PV-Strom verbraucht. Schon bei der Variante mit elektrischen Verbrauchern ist dabei ein deutlicher Anstieg des gesamten Stromverbrauchs in Form eines Zackenmusters über den normalen Verbrauchsprofilen erkennbar.

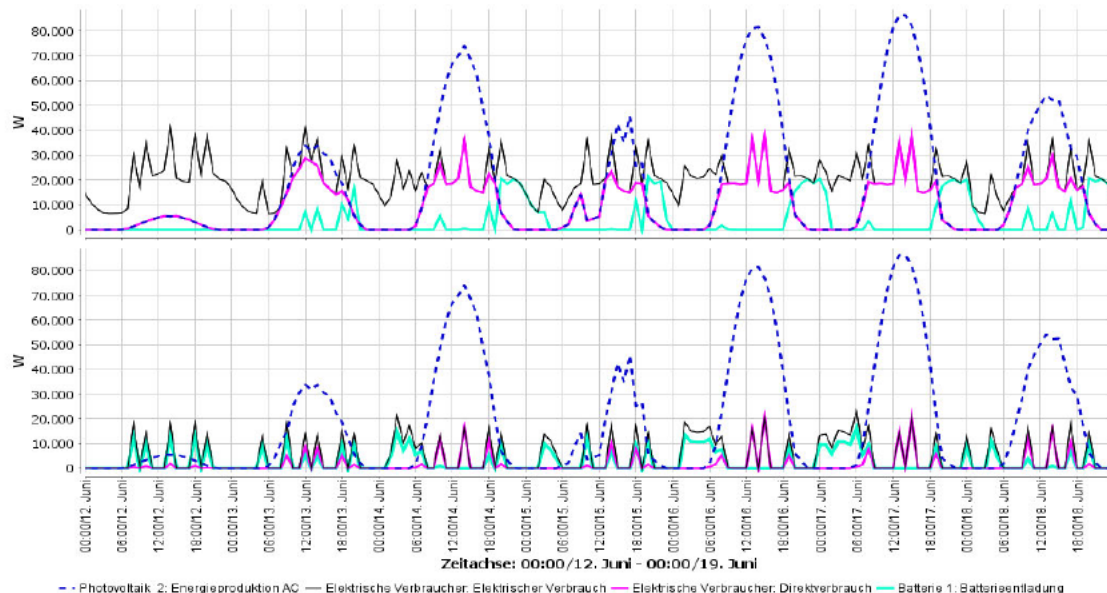


Abbildung 30 Direktverbrauch (pink) und Batterieentladung (türkis) im Wochenverlauf (KW24) für Variante mit Batterie und Wärmepumpe mit elektrischen Verbrauchern (oben) und ohne elektrische Verbraucher (unten)

Durch den niedrigeren Strombedarf bei der Variante ohne elektrische Verbraucher ist eine Verschiebung der Batterieentladeenergie erkennbar. Bei der Variante mit elektrischen Verbrauchern wird die Batterie sofort entladen, wenn der PV-Strom zur Deckung des Strombedarfs nicht mehr ausreicht. Ohne die elektrischen Verbraucher kann die Wärmepumpe die gespeicherte Energie die ganze Nacht nutzen. Trotzdem ist insbesondere am 16. Juni zwischen 0:00 und 6:00 h erkennbar, dass der gesamte Stromverbrauch der Wärmepumpe nicht von der Batterie gedeckt werden kann und zusätzlicher Strom vom Netz bezogen werden muss. Die Ursache hierfür ist in Abbildung 31 zu erkennen, die den zeitlichen Verlauf mit einer besseren Auflösung darstellt. Neben der Batterieentladeenergie und dem Direktverbrauch ist hier auch der Netzbezug in orange dargestellt. Aufgrund der besseren Auflösung ist ein deutlich höherer Stromverbrauch durch die Wärmepumpe ersichtlich. Da die maximale Entladeleistung der Batterie nur 40 kW beträgt und somit deutlich unterhalb des Strombedarfs der Wärmepumpe (etwa 56 kW) liegt, muss zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen werden. Dies ist in Abbildung 30 nicht zu erkennen, da mit Stundenmittelwerten gerechnet wird, die Wärmepumpe aber nur für wenige Minuten eingeschaltet wird. Sobald die PV-Anlage Strom produziert, wird weniger Strom aus dem Netz bezogen bis die Batterie und der PV-Ertrag zusammen den Stromverbrauch decken können. Auch tagüber wird aufgrund des kurzzeitig hohen Strombedarfs zusätzlich Strom aus der Batterie bezogen. Diese kann während der Stillstandszeiten der Wärmepumpe tagüber wieder geladen werden. Insgesamt sollte bei der Kombination von einer PV-Anlage mit Batterie und Wärmepumpe darauf geachtet werden, dass die Entladeleistung der Batterie hoch genug gewählt wird, um den kurzzeitig hohen Bedarf der Wärmepumpe zu decken. Wie Kapitel 4.2 zeigt, können alternativ auch mehrere Batterien, die insgesamt die gleiche Speicherkapazität aufweisen wie die verwendete Batterie, eingesetzt werden, um die Entladeleistung zu erhöhen.

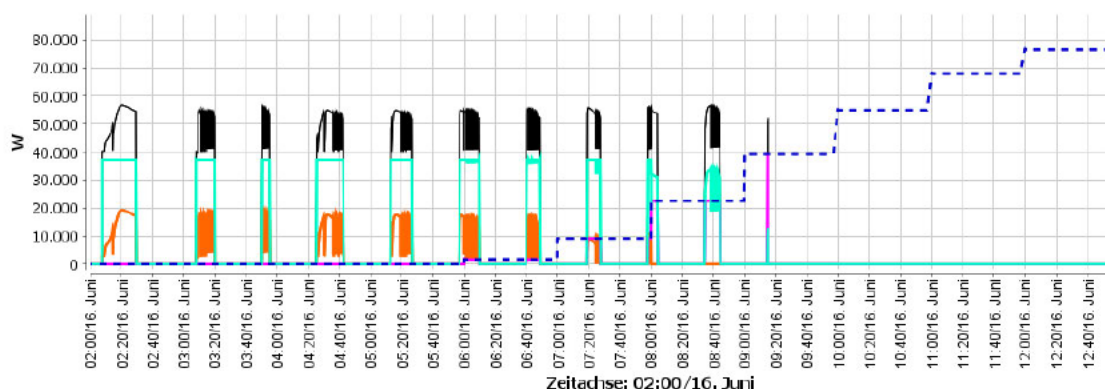


Abbildung 31 Stromverbrauch der Wärmepumpe aufgeteilt in Batterieentladeleistung (türkis) und Netzbezug (orange)

In Tabelle 15 sind die thermischen Resultate der vier Varianten dargestellt. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ergibt sich dabei aus der Formel 10 in Kapitel 2.3 und die System-Jahresarbeitszahl berechnet Polysun mit der folgenden Formel

$$SJAZ = \frac{Q_{use}}{E_{thcs} - E_{dcsHPV}} \quad (15)$$

Symbol:	Bedeutung	Einheit
SJAZ:	System Jahresarbeitszahl	-
Q_{use} :	Wärmeverbrauch (Warmwasser und Konvektoren)	MWh
E_{thcs} :	Elektrischer Verbrauch der thermischen Wärmeerzeuger	MWh
E_{dcsHPV} :	PV-Direktverbrauch der thermischen Wärmeerzeuger	MWh

Der Wärmeverbrauch durch das Warmwasser und die Konvektoren ist in Tabelle 15 als Nutzenergie dargestellt und der elektrische Verbrauch der thermischen Komponenten entspricht dem Stromverbrauch der Wärmepumpe. Ein Energiedefizit entsteht, wenn eine gewünschte Temperatur (z.B. eine Raumtemperatur von 20 °C) nicht erreicht wurde. Durch die Wärmepumpe wird der Energiedefizit etwas reduziert.

Tabelle 15 Ergebnisse der Simulation 3 – thermische Resultate

		PV	PV + Batterie	PV	PV + Batterie
		Gaskessel	Gaskessel	Wärmepumpe	Wärmepumpe
System-Jahresarbeitszahl (PV)	-	-	-	3,55	3,55
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe	-	-	-	3,11	3,11
Stromverbrauch Wärmepumpe	MWh	-	-	105	105
Energie der Wärmeerzeuger an das System	MWh	306	306	327	327
Nutzenergie	MWh	303	303	325	325
Energiedefizit	MWh	71,4	71,4	50,7	50,7
Gesamter Gasverbrauch	MWh	344	344		
Ges. Brennstoff- und Stromverbrauch des Systems	MWh	405	405	166	166

Bei der Berechnung der System-Jahresarbeitszahl wird die Batterie und damit der PV-Strom, der aus der Batterie bezogen wird, nicht eingerechnet. Dies führt dazu, dass zwischen der Variante ohne Batterie und der Variante mit Batterie kein Unterschied entsteht. Da keine Daten vorliegen, wie sich die Batterieentladeenergie auf die elektrischen und die thermischen Verbraucher aufteilt, kann in dem Fall keine Aussage über die System-Jahresarbeitszahl mit PV-Strom aus der Batterie getroffen werden. Anders verhält es sich bei der Variante ohne elektrische Verbraucher, da hier die gesamte Entladeenergie der Batterie für die thermischen Verbraucher genutzt wird. Auch hier gibt Polysun die System-Jahresarbeitszahl mit 3,55 an. Nach Einbeziehen der Entladeenergie (grau) ergibt sich für die Variante ohne elektrische Verbraucher mit der Formel 15 eine System-Jahresarbeitszahl von

$$SJAZ = \frac{325 \text{ MWh}}{105 \text{ MWh} - 13,4 \text{ MWh} - 25,4 \text{ MWh}} = 4,9.$$

Damit ist eine deutliche Erhöhung der System-Jahresarbeitszahl durch die Batterie erfolgt. Auch für die Variante mit elektrischen Verbrauchern ist eine Erhöhung zu erwarten, diese wird aber deutlich niedriger ausfallen, da Abbildung 30 zeigt, dass ein Großteil der Entladeenergie sofort für die elektrischen Verbraucher genutzt wird. Ist das Ziel eine hohe System-Jahresarbeitszahl zu erreichen, kann durch eine bessere Steuerung der Batterieentladung dies erreicht werden.

Durch die Wärmepumpe können jährlich 344 MWh Gas eingespart werden. Obwohl der Stromverbrauch steigt, wird der gesamte Energieverbrauch durch die Gaseinsparung um mehr als 50% reduziert. Die Tabelle 16 zeigt, wie dies die CO₂-Emissionen der vier Varianten beeinflusst. Zusätzlich ist eine Variante, die Strom nur aus dem Stromnetz und Wärme vom Gaskessel bezieht, um eine Einschätzung der eingesparten Emissionen zu bekommen. Da, wie in Kapitel 4.1 festgestellt wurde, Diskrepanzen zwischen dem Emissionsfaktor des UBA und der Berechnung vom Simulationsprogramm bestehen, werden zusätzlich die theoretisch berechneten CO₂-Emissionen aufgeführt. Für den deutschen Strommix wird dafür weiterhin ein Emissionsfaktor von 366 kgCO₂/MWh und für Erdgas ein Faktor von 201 kgCO₂/MWh als Grundlage gewählt (UBA, 2022; BAFA, 2021). Aus der Summe der Emissionen aufgrund des Netzbezuges und aufgrund des Gasverbrauches ergeben sich die gesamten produzierten CO₂-Emissionen des jeweiligen Energiesystems.

Sowohl für die Ergebnisse von Polysun als auch die theoretischen Werte sind die Einsparung und die prozentuale Einsparung in Bezug auf die Variante „Stromnetz + Gaskessel“ dargestellt.

Tabelle 16 Vergleich CO₂ Emissionen aus der Simulation und theoretisch berechnete CO₂ Emissionen

		Stromnetz	PV	PV + Batterie	PV	PV + Batterie
		Gaskessel	Gaskessel	Gaskessel	WP	WP
Netzbezug	MWh	159	103	82,7	204	183
Gasverbrauch	MWh	344	344	344		
CO ₂ Emission Simulation	kg	164.917	135.047	123.931	109.506	98.417
Prozentuale Einsparung	%	-	18,11	24,85	33,60	40,32
Einsparung	kg	-	29.870	40.986	55.411	66.500
CO ₂ Emission Strom	kg	58.194	37.698	30.268	74.664	66.978
CO ₂ Emission Gas	kg	69.144	69.144	69.144	0	0
CO ₂ Emission Theorie	kg	127.338	106.842	99.412	74.664	66.978
Prozentuale Einsparung	%	-	16,10	21,93	41,37	47,40
Einsparung	kg	-	20.496	27.926	52.674	60.360

Bei der Berechnung der theoretischen CO₂-Emissionen werden insgesamt weniger Emissionen ausgestoßen als bei den Angaben durch Polysun. Die CO₂-Einsparung durch die PV-Anlage ist allerdings bei der theoretischen Berechnung niedriger, da das UBA von einem niedrigeren Emissionsfaktor des deutschen Stromnetzes ausgeht. Da in der Simulation mit einem höheren Emissionsfaktor gerechnet wird, wirkt sich dies positiver aus auf die Emissionseinsparung und ist bei einer ökologischen Bewertung der PV-Anlage zu beachten. Bei der Wärmepumpe verhält sich die CO₂-Einsparung andersrum: Durch den höheren Netzbezug entstehen mit dem Emissionsfaktor des UBA weniger Emissionen, sodass die Einsparung hier höher ausfällt als in der Simulation. Mit der Photovoltaikanlage, Batterie und Wärmepumpe können nach eigenen Berechnungen mit den Emissionsfaktoren des UBA 47% CO₂-Emissionen eingespart werden und laut Polysun 40 %.

4.4 Solarthermieanlage mit verschiedenen Speichern

Tabelle 17 zeigt die Simulationsresultate der Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 640 m² und einer 60 kW Wärmepumpe mit verschiedenen Speichervolumen. In den ersten beiden Zeilen wird die erzeugte Energie der Wärmeerzeuger dargestellt. Aus dem Verhältnis von solarthermischer Energie zur gesamten erzeugten Energie ergibt sich der solare Deckungsanteil. Dieser teilt sich auf in den solaren Deckungsanteil für Warmwasser sowie für das Gebäude (Heizwärme), wobei es sich hier um Annäherungen handelt, da keine exakte physikalische Definition möglich ist (Vela Solaris - Polysun, 2022). Der Systemnutzungsgrad ergibt sich aus dem Verhältnis von solarthermisch genutzter Energie (Qsol) zur eingestrahlten Energie auf die Kollektorfläche (Gasm), (2013). Diese beträgt für alle Varianten 645 MWh.

Tabelle 17 Ergebnisse der Simulation 4 - Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 640 m², einer 60 kW Wärmepumpe und verschiedenen Speichervolumen

Pufferspeicher Volumen	Vs	m ³	2	3	5	7	10	15	20
Solarthermische Energie an das System	Qsol	MWh	79,9	92,9	111	121	130	138	143
Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie)	Qaux	MWh	205	198	189	183	177	172	171
Solarer Deckungsanteil	SD	%	28	31,9	36,9	39,7	42,3	44,4	45,5
Sol. Deckungsanteil Warmwasser	SFnHw	%	44,2	49,4	55,3	58,2	60,7	62,9	63,9
Sol. Deckungsanteil Gebäude	SFnBd	%	23	25,2	28,6	30,8	33	35	35,9
Systemnutzungsgrad		%	12,4	14,4	17,2	18,8	20,2	21,4	22,2
Nutzenergie	Quse	MWh	283	289	297	300	303	306	309
Energiedefizit	Qdef	MWh	87,8	82,1	75,7	72,2	69,9	67,3	64,7
Gesamter Stromverbrauch	Ecs	MWh	54,2	52,6	41,8	39,9	29,5	29,2	38,5

In der Simulation konnte der Wärmebedarf des Gebäudes mit allen Speichervolumen, außer dem größten (20 m³) gedeckt werden. Für den 20 m³ Speicher müsste eine 70 kW Wärmepumpe eingesetzt werden, um den Energiebedarf zu decken. Die Ursache hierfür können zum einen höhere Speicherverluste durch das größere Speichervolumen sein, zum anderen muss der Speicher dauerhaft erwärmt werden, was bei einem größeren Speichervolumen zu einem höheren Energiebedarf führt.

Die solarthermische Energie an das System nimmt mit größerem Speichervolumen zu, da mehr solarthermische Energie gespeichert werden kann. Insbesondere bei den kleineren Speichern wirkt sich die Erhöhung deutlich auf die nutzbare solarthermische Energiemenge aus: Hier reicht die Erhöhung des Volumens von 1 m³ aus, um 13 MWh mehr im Jahr nutzen zu können. Dagegen können bei einer Vergrößerung des Speichervolumens von 15 auf 20 m³ nur 5 MWh solarthermischer Energie mehr genutzt werden. Die Erhöhung der solarthermischen Energie führt dazu, dass der Energiebeitrag der Wärmepumpe sinkt, wobei die gesamte Energieerzeugung (Qsol+Qaux) etwas ansteigt. Einen deutlichen Anstieg verzeichnet auch die Nutzenergie, die zugleich das Energiedefizit im Jahresverlauf senkt. Durch einen größeren Speicher kann die Energie länger gespeichert werden und somit auch noch an Tagen genutzt werden, an denen nur wenig solarthermischer Ertrag erzielt wird. Ebenso wird der Stromverbrauch gesenkt, da die Wärmepumpe weniger Energie liefern muss und somit längere Stillstandszeiten hat, in denen kein oder wenig Strom verbraucht wird.

Ein großer Speicher bewirkt entsprechend auch eine Erhöhung des solaren Deckungsanteils, wobei der Warmwasseranteil einen höheren Deckungsgrad erreicht, als der Gebäudeteil. Die Ursache hierfür wird ersichtlich in Abbildung 32, die den Jahresverlauf des Kollektorsertrages sowie die Energie aus der

Wärmepumpe für zwei verschiedene Speichergrößen (3 m³ und 15 m³) darstellt. In schwarz ist der Heizwärmebedarf des Gebäudes und in grün der Warmwasserbedarf dargestellt.

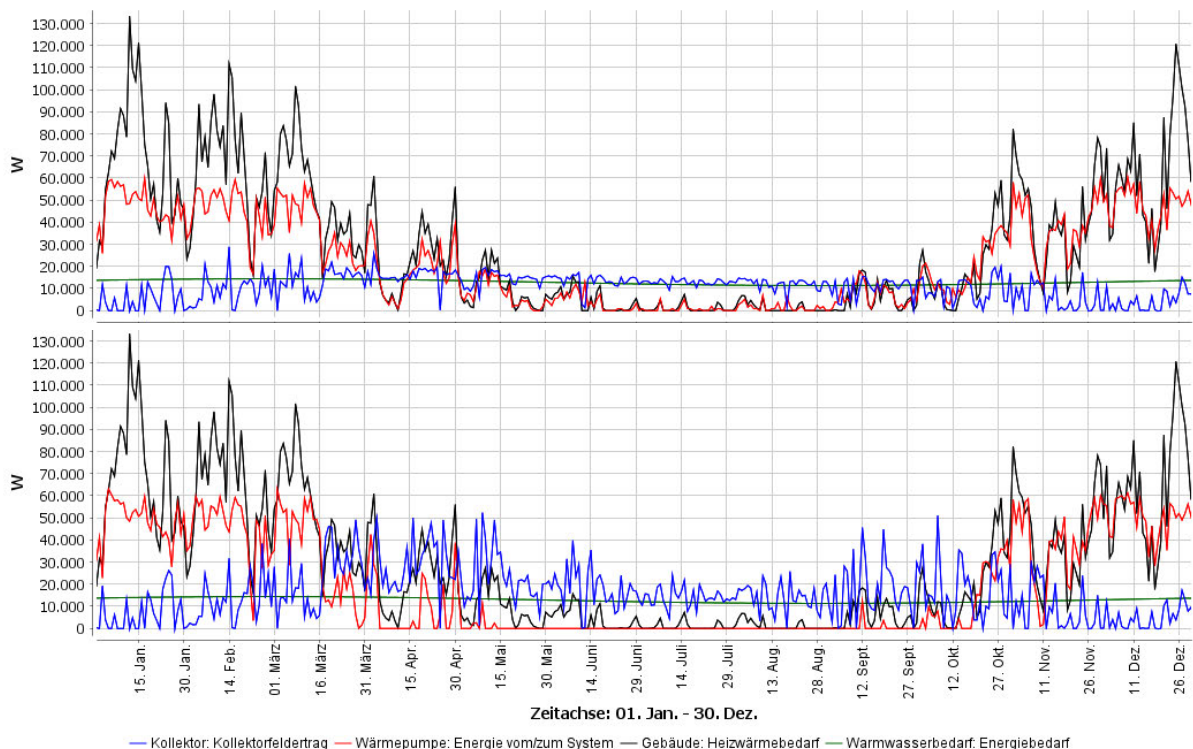


Abbildung 32 Kollektorfeldertrag und Wärmepumpenleistung im Jahresverlauf für eine 3m³ Speicher (oben) und eine 15m³ Speicher (unten)

Der Warmwasserbedarf ist das ganze Jahr über ungefähr konstant und wird insbesondere im Sommer fast zu 100 % von der Solarthermieanlage gedeckt. In den Sommermonaten wird nur selten Heizwärme benötigt, sodass der gesamte Kollektorfeldertrag für die Warmwasserbereitung genutzt werden kann. Auch die Erhöhung des Kollektorfeldertrages durch den größeren Speicher wird in Abbildung 32 ersichtlich. Dieser führt dazu, dass die Variante mit 15 m³ Speicher von Mitte Mai bis Anfang September keine Wärmepumpenleistung bezieht und der Wärmebedarf allein durch die Solarthermieanlage gedeckt wird. Im Winter steht dagegen weniger solarthermische Energie zur Verfügung und zudem ist der Heizwärmebedarf besonders hoch, sodass die Wärmepumpe einen deutlich größeren Anteil zur Wärmebereitung beiträgt.

Der Kollektorertrag wird durch den großen Speicher zwar über das ganze Jahr erhöht, allerdings ist der größte Anstieg in der Übergangszeit, also im April/ Mai und September/ Oktober, zu erkennen. In Abbildung 33 ist daher der Verlauf einer Aprilwoche (KW16) für die beiden Speichervarianten dargestellt. Dabei sind deutliche Unterschiede sowohl bei dem Kollektorertrag als auch bei der Wärmepumpenleistung erkennbar. So beträgt die Spitzenleistung des Kollektorfeldes bspw. am 12. April mit dem 15 m³ Speicher fast 100 kW mehr als der Ertrag des 3 m³ Speichers. Außerdem kann durch den großen Speicher am 17. und 18. April der Wärmebedarf ohne Wärmepumpenbezug gedeckt werden und auch an den übrigen Tagen wird die Wärmepumpenleistung für einen kürzeren Zeitraum genutzt. Dabei setzt die Wärmepumpe später ein als beim kleineren Speicher, da mehr gespeicherte Energie vom Tag zur Verfügung steht. Der höhere Energiebeitrag von der Wärmepumpe bei kleinen Speichern resultiert aus der höheren Betriebsdauer sowie der höheren Anzahl an Einschaltungen. In den

Komponenten-Resultaten der Simulation wird dies bestätigt: Während die Wärmepumpe bei der Variante mit 3 m³ Speicher eine Betriebsdauer von 3.161 h und im Jahr insgesamt 2.565 Einschaltungen aufweist, wird in der anderen Variante die Wärmepumpe nur 601-mal eingeschaltet und hat eine Betriebsdauer von 2.803 h.

Allerdings fällt ebenfalls auf, dass der Kollektorfeldertrag regelmäßig nach einem hohen

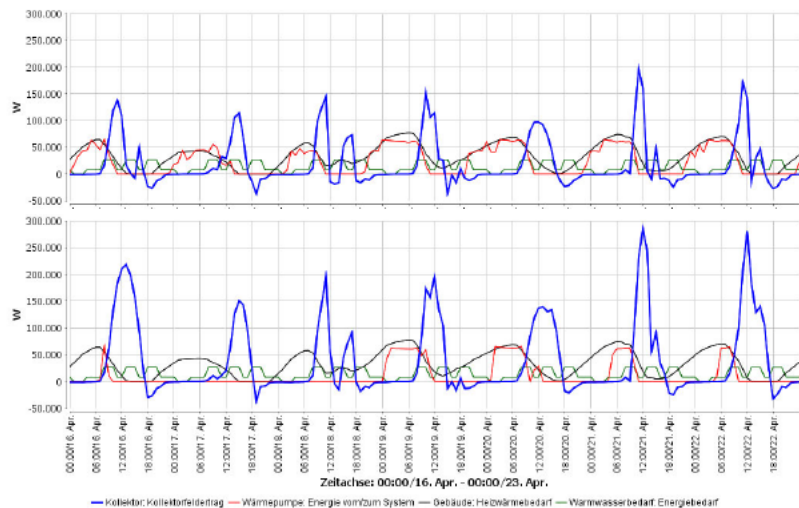


Abbildung 33 Wochenverlauf KW16 des Kollektorfeldertrages (blau) sowie der Wärmepumpenleistung (rot)

Ertrag negativ wird. Der Grund hierfür kann das stark überdimensionierte Kollektorfeld sein, welches sich innerhalb kurzer Zeit stark erhitzt. Ab einem gewissen Zeitpunkt kann der Speicher die erzeugte Wärme dann nicht mehr aufnehmen, sodass die Wärme am Kollektor abgegeben wird und sozusagen eine negative Leistung in Form von Verlusten entsteht. Eine Betrachtung der Temperaturverläufe von Kollektoreintritts- und Austrittstemperatur sowie der Temperaturbereich der verschiedenen Speicherschichten kann Aufschluss über dieses Phänomen geben, wird aber in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Aufgrund des höheren solarthermischen Ertrages kann für die größeren Speicher eine kleinere Wärmepumpe eingesetzt werden. In Tabelle 18 wurden die Wärmepumpenleistungen der drei Varianten mit 7, 10 und 15 m³ so weit reduziert, dass der Wärmebedarf des Gebäudes gedeckt wird.

Tabelle 18 Ergebnisse der Simulation 4 - Solarthermieanlage mit verschiedenen Speichervolumen

Pufferspeicher	Vs	m ³	7	7	10	10	10	15	15
Wärmepumpenleistung		kW	60	45	60	30	35	60	45
Solarthermische Energie an das System	Qsol	MWh	121	121	130	131	130	138	139
Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie)	Qaux	MWh	183	153	177	109	123	172	120
Solarer Deckungsanteil	SD	%	39,7	44,2	42,3	54,7	51,5	44,4	53,8
Sol. Deckungsanteil Warmwasser	SD _{ww}	%	58,2	59,7	60,7	65,3	64	62,9	66,1
Sol. Deckungsanteil Gebäude	SD _{HW}	%	30,8	35,4	33	44,6	40,5	35	44,5
Systemnutzungsgrad		%	18,8		20,2		20,2	21,4	
Nutzenergie	Quse	MWh	300	272	303	257	276	306	266
Energiedefizit	Qdef	MWh	72,2	102	69,9	136	123	67,3	119
Gesamter Stromverbrauch	Ecs	MWh	39,9	37,8	29,5	27,5	30,9	29,2	30,7

Durch die kleine Wärmepumpe steigt der solare Deckungsanteil deutlich an, allerdings steigt die solarthermisch erzeugte Energie kaum bis gar nicht. Die Hauptursache für den Anstieg des solaren Deckungsgrades ist die niedrigere Energie aus der Wärmepumpe. Diese führt allerdings auch zu einer niedrigeren Nutzenergie und einem höheren Energiedefizit. Insbesondere bei dem 10 m³ Speicher, für den die Wärmepumpenleistung halbiert wurde ist dies besonders deutlich erkennbar: Die Energie der Wärmepumpe wird um knapp 70 MWh reduziert, was zu einer Reduzierung der Nutzenergie um knapp 50 MWh führt. Entsprechend fällt auch das Energiedefizit etwa 70 MWh höher aus. Verwunderlich ist hier jedoch, weshalb die Nutzenergie nur um 50 MWh (und nicht um 70 MWh) reduziert wird und

weshalb bei einem Energiedefizit von 136 MWh der Wärmebedarf des Gebäudes trotzdem geckt wird, also keine Fehlermeldung der Simulation erscheint. Eine erneute Überprüfung und Durchführung der Simulation ergab dann doch die Fehlermeldung „Heizenergiebedarf nicht gedeckt“. Mit einer etwas größeren Wärmepumpe (35 kW) kann dieses Problem behoben werden. Die Ergebnisse der überarbeiteten Variante finden sich ebenfalls in Tabelle 18.

Die Problematik, dass bei mehrfacher Simulation der gleichen Variante unterschiedliche Werte entstehen, ist während der Simulation und insbesondere bei der Auswertung häufiger aufgetreten. Das Programm führt nach jedem Schließen des Programms und auch nach dem Überprüfen der Daten von Komponenten eine neue Simulation durch. Dies erschwert die Auswertung erheblich und führt zu einem höheren Zeitaufwand bei der Fehler- und Ursachensuche. Der Grund für die verschiedenen Ergebnisse sind wahrscheinlich kleine Unterschiede in den Wetterdaten, die bei großen Solaranlagen für Unterschiede sorgen und bei kleineren Anlagen so klein ausfallen, dass sie nicht ins Gewicht fallen. Außerdem rundet das Programm in der Resultate-Übersicht die Ergebnisse, was diesen Effekt noch begünstigt. Daher sollte bei der Auswertung unbedingt ein Blick in die System- und Komponenten-Resultate geworfen werden, wo die Werte detaillierter und auch für jeden Monat dargestellt werden. Ein weiteres Problem in der Resultate-Übersicht sind die Einheiten, die scheinbar vorprogrammiert sind und bei großen Anlagen nicht angepasst werden. In Abbildung 34 ist ein Ausschnitt aus der Resultate-Übersicht der beiden Varianten mit 10 m³ Speicher gezeigt, bei der die Einheit des Stromverbrauchs in kWh angegeben ist, obwohl dies eigentlich MWh sind. In den System-Resultaten der einzelnen Varianten stehen die beiden Ergebnisse als 43.941 bzw. 30.878 kWh.

Variantenvergleich			STH + WP 60kW, Pufferspeic...	STH + WP 35 kW, Puffersp...
Bezeichnung	Symbol	Einheit		
Solarer Deckungsanteil: Solarenergie an das...	SFn	%	42,3	51,5
Solarer Deckungsanteil Warmwasser	SFnHw	%	60,7	64
Solarer Deckungsanteil Gebäude	SFnBd	%	33	40,5
Solarthermische Energie an das System	Qsol	MWh	130	130
Energie der Wärmeerzeuger an das System (...)	Qaux	MWh	177	123
Nutzenergie	Quse	MWh	303	276
Energiedefizit	Qdef	MWh	69,9	123
Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch ...	Etot	kWh	43,9	30,9
Gesamter Stromverbrauch	Ecs	kWh	43,9	30,9
Anlagenaufwandszahl	eP		0,26	0,2

Abbildung 34 Ausschnitt aus dem Variantenvergleich des 10m³ Speichers mit 35 und 60 kW Wärmepumpe

Insgesamt sollte bei der Auswahl der Wärmepumpe darauf geachtet werden, dass der Energiedefizit nicht zu hoch ausfällt, da der Energieertrag, insbesondere mit Kombination von Solarthermie, stark wetterabhängig ist. Eine zu groß dimensionierte Wärmepumpe hat allerdings auch Nachteile. So kann eine zu große Wärmepumpenleistung dazu führen, dass die maximale Anzahl an Einschaltungen und die maximale Fluidtemperatur (warmwasserseitig) überschritten wird. Dies kommt dadurch zustande, dass die Wärmepumpe nur für eine kurze Zeit eingeschaltet wird und die gewünschte Energie schnell erreicht ist, sodass sie direkt wieder abgeschaltet wird. Dies schadet der Wärmepumpe und führt zu einem höheren Stromverbrauch, da die Wärmepumpe beim Starten viel Strom verbraucht.

Der Speicher sollte ebenfalls nicht zu groß gewählt werden, da räumliche Rahmenbedingungen vor Ort, wie die Raumhöhe und Einbringmaße (Türbreite), beachtet werden müssen. Für die weitere Simulation werden daher nur Speicher mit einem maximalen Volumen von 7 m³ betrachtet. Für ein hohes Speichervolumen kann alternativ auch über eine Kombination mehrerer Speicher nachgedacht werden. Für das Neubauprojekt in Maschen wäre bspw. eine Aufteilung mehrerer kleiner Speicher auf die verschiedenen Wohnhäuser.

4.5 Kombination aus Photovoltaik und Solarthermie

Im Folgenden wurde die Kombination von einer Photovoltaikanlage und einer Solarthermieanlage, mit verschiedenen Anteilen der jeweiligen Systeme, untersucht. Dafür wurde zunächst für alle Varianten ein Pufferspeicher von 7 m³ eingesetzt. Die Wärmepumpenleistung wurde dabei entsprechend der solarthermischen Energie angepasst, damit der Wärmebedarf weiterhin gedeckt werden kann. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird die Variante mit einem Photovoltaikanteil von 100% weiterhin durch eine Luft/Wasser-Wärmepumpe thermisch versorgt und die Variante mit 100% Solarthermieanteil wird durch das Stromnetz elektrisch versorgt. In *Tabelle 19* sind die Resultate der Simulation dargestellt, wobei im oberen Teil die photovoltaischen und darunter die solarthermischen Ergebnisse dargestellt sind.

Tabelle 19 Ergebnisse der Simulation 5- Kombination von Photovoltaik und Solarthermie mit 7m³ Pufferspeicher und angepasster Wärmepumpenleistung, Teil 1: Photovoltaische und solarthermische Ergebnisse

Anteil Solarthermie			0%	25%	50%	75%	100%
Anteil Photovoltaik			100%	75%	50%	25%	0%
Wärmepumpenleistung			100 kW	100 kW	80 kW	70 kW	45 kW
Ertrag Photovoltaik AC	Q _{inv}	MWh	98,6	72,7	49	24,5	-
Eigenverbrauch	E _{ocs}	MWh	66,9	55	44	24,5	-
Eigenverbrauchsverhältnis		%	67,8	75,7	89,8	100	-
Autarkiegrad		%	36,2	22	18,3	10,4	-
Netzeinspeisung	E _{teg}	MWh	31,7	17,7	5	0,003	-
Netzbezug	E _{feg}	MWh	197	195	197	211	223
Solarthermische Energie an das System	Q _{sol}	MWh		77,9	103	114	121
Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie)	Q _{aux}	MWh	307	259	224	203	153
Solarer Deckungsanteil: Solarenergie an das System	SD	%		23,1	31,5	35,9	44,2
Solarer Deckungsanteil Warmwasser	SD _{ww}	%		42,2	51,8	55,5	59,7
Solarer Deckungsanteil Gebäude	SD _{hw}	%		13,5	21,2	26,2	35,4
Einstrahlung in Kollektorebene	E _{sol}	MWh		161	323	484	645
Systemnutzungsgrad		%		48,4	31,9	23,6	18,8

Der Energiebedarf kann mit allen Varianten gedeckt werden, allerdings wird bei der Variante ohne solarthermische Energie die maximale Einschaltungsanzahl der Wärmepumpe überschritten. Um dies zu verhindern, sollte ein anderer Wärmeerzeuger zugeschaltet werden. Dies kann bspw. durch einen Gaskessel oder einen anderen konventionellen Wärmeerzeuger erfolgen. Wie die anderen Varianten zeigen, kann aber auch die Solarthermieanlage einen zusätzlichen Wärmeerzeuger ersetzen, da durch die solarthermische Energie die Wärmepumpe seltener eingeschaltet werden muss. In *Abbildung 35* sind die Einschaltungen der Wärmepumpe für die verschiedenen solarthermischen Anteile monatsweise dargestellt. Insgesamt wird die Wärmepumpe bei der Variante ohne Solarthermie 5.620-mal eingeschaltet. Mit Hilfe von nur 80 Solarthermie Kollektoren (25%) kann die Anzahl der Einschaltungen auf 3.105 reduziert werden. Insbesondere in den Sommermonaten wird die Wärmepumpe nur selten zur Wärmeerzeugung benötigt und entsprechend selten eingeschaltet. Je größer die Kollektorfläche der Solarthermieanlage ist, desto weniger wird die Wärmepumpe eingeschaltet. Dies gilt auch für die Varianten mit kleinerer Wärmepumpenleistung, da in diesen Fällen die Wärmepumpe länger läuft um den Energiebedarf zu decken. Das wird auch in den Komponentenresultaten bestätigt, die zeigen, dass

die Betriebsdauer der Wärmepumpe bei einem größeren Kollektorfeld zunimmt. So läuft die Wärmepumpe der Variante mit 80 Kollektoren (25%) im Jahr 2.550 h und die Variante mit 240 Kollektoren (75%) insgesamt 2.836 h.

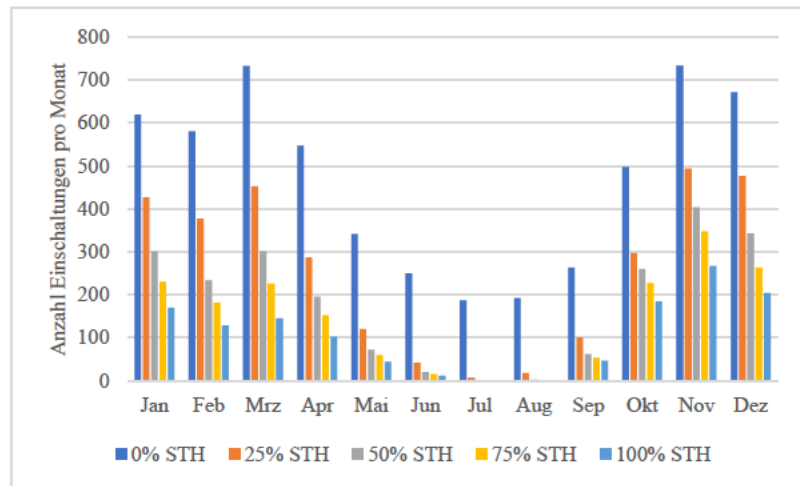


Abbildung 35 Monatliche Einschaltungen der Wärmepumpen bei verschiedenen Anteilen der Solarthermie (STH)

Insgesamt verhalten sich, wie zu erwarten, der Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage und der solare Deckungsanteil der Solarthermieanlage gegenläufig: Je größer die Photovoltaikanlage, desto höher der Eigenverbrauch und je größer die Solarthermieanlage, desto höher der solare Deckungsanteil. Das Eigenverbrauchsverhältnis nimmt deutlich zu bei einer kleineren PV-Anlage, da der elektrische Verbrauch im Gebäude so hoch ist, dass bei einer Anlage mit 80 Modulen der gesamte PV-Strom verbraucht werden kann. Dies zeigt auch der Autarkiegrad, der durch die Verkleinerung der PV-Anlage deutlich abnimmt. Für die Solarthermieanlage ergibt sich allerdings auch ein klarer Vorteil für eine kleine Solarthermieanlage: Der Systemnutzungsgrad liegt bei der Anlage mit 80 Kollektoren mit 48,4 % deutlich höher als bei der Anlage, die 100% der Dachfläche belegt (18,8%). Die kleinere Anlage kann damit einen größeren Anteil der auftreffenden Einstrahlung nutzbar machen und ist somit wirtschaftlicher als eine große Anlage. In Abbildung 36 ist für die KW 16 der Wochenverlauf des solarthermischen Ertrages für die STH-Anlagen mit 80 und mit 320 Kollektoren dargestellt. Außerdem werden die Wärmepumpenleistungen und die thermischen Verbraucher aufgezeigt. Dabei ist erkennbar, dass die kleine Anlage deutlich weniger Spitzenerträge erzielt, dafür aber auch weniger „Negativerträge“ – also insgesamt auch weniger Verluste über den Kollektor verzeichnet. Die Wärmepumpe trägt bei der kleinen STH-Anlage auch einen höheren Beitrag zur gesamten Energieerzeugung bei.

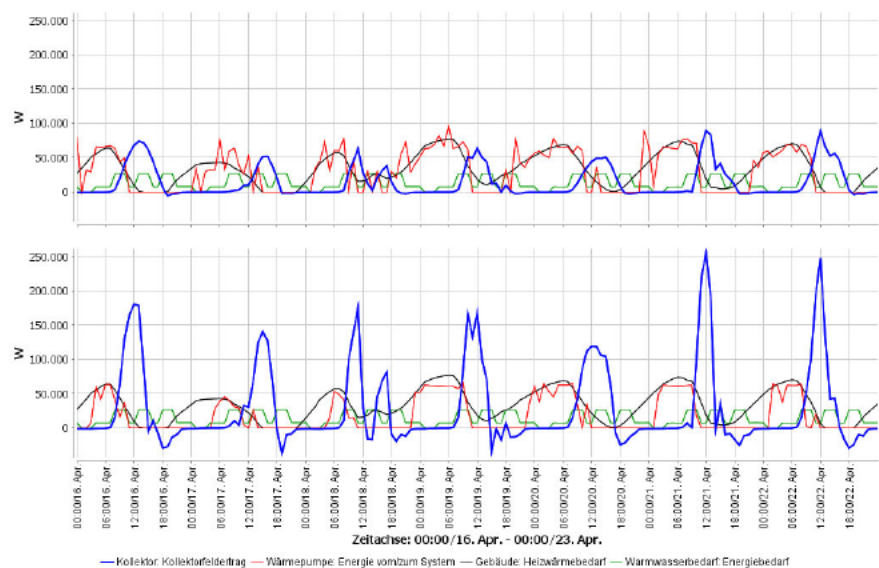


Abbildung 36 Wochenverlauf KW16 des solarthermischen Ertrages für die kleine STH-Anlage mit 80 Kollektoren (oben) und die große STH-Anlage mit 320 Kollektoren (unten)

In *Tabelle 20* sind die Ergebnisse des Gesamtsystems für die verschiedenen Varianten dargestellt, die sich aus der Kombination der beiden Solaranlagen und der Wärmepumpe ergeben.

Tabelle 20 Resultate der Simulation 5- Kombination von Photovoltaik und Solarthermie mit 7m³ Pufferspeicher und angepasster Wärmepumpenleistung, Teil 2: Ergebnisse des Gesamtsystems

Anteil Solarthermie			0%	25%	50%	75%	100%
Anteil Photovoltaik			100%	75%	50%	25%	0%
Wärmepumpenleistung			100 kW	100 kW	80 kW	70 kW	45 kW
Nutzenergie	Quse	MWh	307	335	324	314	272
Energiedefizit	Qdef	MWh	64,4	36,9	48,5	58,7	102
Gesamter Strom-Verbrauch des Systems (abzüglich PV-Strom)	Etot	MWh	86,9	177	192	211	223
Gesamter Stromverbrauch	Ecs	MWh	185	250	241	236	223
System-Jahresarbeitszahl (PV)	SJAZ_PV	-	4,93	5,79	6,34	6,53	7,2
CO2 Emission	EmCO2	kg	105.578	104.694	105.638	113.220	119.761

Die Nutzenergie der Varianten mit Solarthermieanlage nimmt ab, je größer die Kollektorfläche (STH) wird und gleichzeitig steigt das Energiedefizit. Die Hauptursache für das hohe Energiedefizit ist die klein ausgelegte Wärmepumpe, wie auch die Ergebnisse aus Kapitel 4.4 zeigen. Durch die unterschiedlichen Wärmepumpenleistungen sind die Energiedefizite schwer vergleichbar.

Der Stromverbrauch (Ecs) nimmt bei größerer Kollektorfläche (STH) ab, da die kleineren Wärmepumpen weniger Strom verbrauchen aufgrund weniger Einschaltungen und auch insgesamt weniger bereitgestellter Energie. Je größer allerdings die Photovoltaikanlage ist, desto größer wird auch der PV-Ertrag sowie der Eigenverbrauch. Dies führt dazu, dass der „gesamte Stromverbrauch des Systems“ (Etot) sich gegenläufig zum „gesamten Stromverbrauch“ (Ecs) verhält: Der gesamte Stromverbrauch des Systems“ (Etot) wird abzüglich des PV-Ertrages berechnet, sodass durch eine größere PV-Anlage ein niedrigerer Stromverbrauch des Systems (Etot) erfolgt.

Für die Systemjahresarbeitszahl war zu erwarten, dass bei einem höheren PV-Ertrag eine bessere System-Jahresarbeitszahl resultiert, da mehr PV-Strom durch thermische Komponenten verbraucht wird. Dies ist nach *Tabelle 20* nicht der Fall, sondern genau umgekehrt. Der Grund hierfür sind die deutlichen Unterschiede der Nutzenergie, die bei größerer Kollektorfläche (STH) abnimmt. Hinzu kommt ein geringerer Stromverbrauch (Ecs), aufgrund der kleineren Wärmepumpen. Für den Direktverbrauch von PV-Strom durch die thermischen Komponenten gibt es in Polysun keine Daten, es ist aber davon auszugehen, dass diese bei höheren PV-Erträgen zunehmen. Diese Erhöhung ist aber so gering, dass sie sich nicht auf die System-Jahresarbeitszahl auswirkt, da die Änderungen der Nutzenergie und des Stromverbrauches (Ecs) deutlich höher sind.

Die CO₂-Emissionen sind abhängig von dem Netzbezug, da nur hier Emissionen entstehen. Dies wird auch in der *Tabelle 20* deutlich, die zeigt, dass die Variante mit 75% Photovoltaik den geringsten Netzbezug hat und somit auch die wenigsten CO₂-Emissionen verursacht. Jedoch stellt sich die Frage, ob die Variante mit 100% Photovoltaik einen geringeren Netzbezug erzielt, wenn die Wärmepumpe besser ausgelegt ist oder beispielsweise ein Gaskessel als zusätzlicher Wärmeerzeuger zugeschaltet wird. Wie Kapitel 4.3 zeigt, hat der Energieträger Gas einen niedrigeren Emissionsfaktor als der Netzstrom, weshalb hier eine Überprüfung sinnvoll wäre, in dieser Arbeit aber nicht weiter betrachtet wird.

Nicht nur wegen der geringsten CO₂-Emissionen, sondern auch wegen des besten Systemnutzungsgrades der Solarthermieanlage, schneidet die Variante mit 240 Modulen und 80 Kollektoren am besten in der Auswertung ab. Obwohl der solare Deckungsgrad mit 23,1 % in dieser

Variante am schlechtesten ausfällt, liegt der Systemnutzungsgrad mit fast 50% hier am höchsten. Die kleinere Anlage arbeitet damit wirtschaftlicher als eine überdimensionierte STH-Anlage mit 320 Kollektoren, da die eintreffende Strahlungsenergie besser genutzt wird. Durch eine weitere Verkleinerung der Kollektorfläche würde der Systemnutzungsgrad noch weiter zunehmen, allerdings damit auch der solare Deckungsgrad sinken. Je niedriger der solare Deckungsgrad wird, desto größer müsste die Wärmepumpe ausgelegt werden, was zu einem höheren Stromverbrauch und damit auch zu einem höheren Netzbezug und CO₂-Emissionen führen würde.

Insgesamt sollte daher bei der Kombination einer PV- und einer STH-Anlage sowie einer Luft-/Wasser-Wärmepumpe darauf geachtet werden, dass die STH-Anlage nicht zu klein ausgelegt wird, um die Wärmepumpe gut zu unterstützen. Gleichzeitig sollte aber auch die PV-Anlage einen größeren Anteil der Dachfläche belegen, da der PV-Strom den Netzbezug reduziert und somit Emissionen einspart. Des Weiteren ist die Integration von Batterien eine weitere Überlegung wert, um den Eigenverbrauch zu steigern und somit die CO₂-Emissionen weiter zu senken. Dabei sollte beachtet werden, dass der Stromverbrauch durch die Wärmepumpe steigt, sodass mehr Strom direkt verbraucht wird und auch eine Batterie mit geringerer Speicherkapazität ausreichen könnte

5. Fazit und Ausblick

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass mit Polysun eine gute Vergleichbarkeit von verschiedenen Energieversorgungssystemen geschaffen wird. Der kombinierte Betrieb von Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen konnte mit verschiedenen Auswertungsmethoden erfolgreich aufgezeigt werden. Allerdings führen verschiedene Simulationsdurchläufe teilweise zu unterschiedlichen Resultaten, was den Auswertungsprozess erschwert. Zudem führen vorprogrammierte Einheiten zu Darstellungsfehlern in den Resultate Übersichten der Variantenvergleiche. Eine Anpassung der Einheiten in den Resultaten kann erst beim Export der Daten durchgeführt werden. In der grafischen Auswertung sind ebenfalls vorprogrammierte Einheiten enthalten, die in Polysun direkt nicht angepasst werden können.

Die Ausrichtung der Photovoltaikanlage ist entscheidend für den Energieertrag, den diese erbringt. Dabei werden deutliche Unterschiede im jahreszeitlichen Verlauf sowie durch unterschiedliche Wetterbedingungen erzielt. So erzeugt die südlich ausgerichtete Anlage im Winter, bei einem hohen Anteil an Direktstrahlung, höhere Erträge trotz einer kleineren Modulfläche. Da in dieser Arbeit nur die Südausrichtung untersucht wurde, ist für eine zukünftige Betrachtung die Ost-West-Ausrichtung zusätzlich zu betrachten, da diese, aufgrund der besseren Flächenausnutzung und der daraus resultierenden besseren Nutzung von Diffusstrahlung, einen höheren Jahresertrag erzielt.

Die Integration von verschiedenen Batteriespeichern zeigt, dass bei höherer Speicherkapazität auch ein größerer Eigenverbrauch erreicht wird. Neben der Speicherkapazität von Batterien ist allerdings auch die Lade- und Entladeleistung ein wichtiger Faktor, wenn es darum geht den Eigenverbrauch zu maximieren. Diese sollte in etwa so hoch gewählt werden, dass sie über dem maximalen Energiebedarf liegt. Durch die Verschaltung von mehreren Batterien kann ebenfalls eine höhere Lade- und Entladeleistung erzielt werden, sodass der Eigenverbrauch aufgrund eines besseren Ladeverhaltens steigt. Insgesamt sollte bei der Integration von Batterien in weiteren Untersuchungen ebenfalls die ökonomischen Aspekte betrachtet werden. Insbesondere für Mehrfamilienhäuser mit einem so hohen Energiebedarf, dass im Winter nahezu der gesamte Photovoltaik-Ertrag direkt verbraucht wird und somit kaum Speicherbedarf besteht, sind überdimensionierte Batteriespeicher nicht wirtschaftlich.

Die Simulationen mit einer Luft-/Wasser-Wärmepumpe zeigen, dass diese den Eigenverbrauch zwar steigern, allerdings nicht so stark wie eine Batterie. Außerdem ist es sinnvoll die Wärmepumpe mit einem zusätzlichen Wärmeerzeuger zu unterstützen. Mit einer Solarthermieanlage ist ein regenerativer Wärmeerzeuger zur Unterstützung der Wärmepumpe gegeben. Sie sorgt dafür, dass die Wärmepumpenleistung und die Anzahl der Einschaltungen von der Wärmepumpe reduziert wird. Die Kollektorfläche der Solarthermieanlage sollte dabei nicht zu groß gewählt werden, da trotz großen Speichervolumens ein Teil der Wärme nicht abgenommen werden kann und es zu Stillstandzeiten des Solarkreises insbesondere im Sommer kommt. Mit einer kleineren Kollektorfläche verkleinert sich zwar der solare Deckungsgrad, dafür steigt aber der Systemnutzungsgrad, was für einen wirtschaftlicheren Betrieb der Anlage spricht. Die übrige Dachfläche kann mit einer Photovoltaikanlage effektiver für den elektrischen Verbrauch im Gebäude genutzt werden. Dies gilt auch für die ökologische Bewertung der Ergebnisse. Durch eine größere Photovoltaikanlage werden mehr CO₂-Emissionen eingespart als durch eine große Solarthermieanlage, da die Wärmepumpe eine gute Möglichkeit zur regenerativen Wärmeerzeugung darstellt. Daher gilt es den Netzbezug, in dem Fall der einzigen Emissionsquelle, möglichst klein zu halten durch einen hohen Eigenverbrauch. Für weitere Überlegungen kann untersucht werden, wie eine Ost-West-Ausrichtung der Photovoltaikanlage sowie eine erneute Dimensionierung von elektrochemischen und thermischen Speichern den Netzbezug und damit die CO₂-Emissionen weiter reduzieren können.

I. Literaturverzeichnis

Aydemir, Ali, 2015. Wärmepumpen. In: *Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. s.l.:Springer Verlag, pp. 383-397.

BAFA, 2021. *Informationsblatt CO2-Faktoren*, s.l.: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

Batterieforum Deutschland, 2021. *Blei-Säure-Batterien*. [Online]

Available at: <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/batterie-kompodium/sekundaere-batterie/blei-saeure-batterien/>

[Zugriff am 31.12.2021].

Batterieforum Deutschland, 2021. *Lithium-Ionen-Batterien*. [Online]

Available at: <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/Lithium-Ionen-Batterien/>

[Zugriff am 30.12.2021].

Batterieforum Deutschland, 2022. *Lexikon - elektrische Spannung*. [Online]

Available at: <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/elektrische-spannung/>

[Zugriff am 20. Januar 2022].

Baunetz_Wissen, 2022. *Fachwissen Wärmebedarf*. [Online]

Available at: <https://www.baunetzwissen.de/heizung/fachwissen/waermebedarf/berechnen-der-norm-heizlast-waermebedarf-161074>

[Zugriff am 13. Februar 2022].

BDEW, 2017. *Standardlastprofile Strom - Profile Zip Datei*. s.l.:s.n.

Bitterer, Dipl.-Ing Ralph, 1999. *Representative VDEW-LAStprofile*. Cottbus: s.n.

BMWi, 2021. *Der Strompreis*. [Online]

Available at: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html>

[Zugriff am 27. Februar 2022].

Burkhardt, Jens, 2021. *Photovoltaikertrag: Sp viel bringt die Anlage wirklich*. [Online]

Available at: <https://echtsolar.de/photovoltaik-ertrag/>

[Zugriff am 25. Februar 2022].

co2online, 2021. *Stromspiegel - Verbrauch Sie zu viel Strom*, Berlin: s.n.

dena, 2021. *dena-Gebäudereport 2021 - Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich*, Berlin: s.n.

Doetsch, Christian; Phlig, Astrid; Zeidler-Fandrich, Barbara; Bruzzano, Stefano; Althaus, Wilhelm, 2014. Energiespeicherung. In: R. Neugebauer, Hrsg. *Handbuch ressourcenorientierte Produktion*. s.l.:Carl Hanser Verlag, pp. 171-188.

DWD, 2022. *Deutscher Wetterdienst - Wetter und Klima aus einer Hand*. [Online]

Available at:

https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten_mvs.html?nn=16102#buehneTop

Gasmi, Claudia, 2013. *Was bedeutet Systemnutzungsgrad?*. [Online]

Available at: <https://blog.paradigma.de/was-bedeutet-der-systemnutzungsgrad/>

[Zugriff am 27. Februar 2022].

- Goeke, Johannes, 2021.** *Thermische Energiespeicher in der Gebäudetechnik - Sensible Speicher, Latente Speicher, Systemintegration.* Köln: SpringerVieweg.
- Gradmann, Hedwig & Müller, Alena, 2012.** *Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt - Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im Haushalt,* s.l.: Renew's Spezial.
- Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang & Wiese, Andreas, 2020.** *Erneuerbare Energien: Systemtechnik - Wirtschaftlichkeit - Umweltaspekte.* 6. Hrsg. s.l.:Springer-Verlag.
- Kampschulte, Prof. Dr. Ing. Timon, 2019.** *Photovoltaik Vorlesung - Kap. 4 Photovoltaik Anwendung.* Hamburg, s.n.
- Kloth, Philip, k.A..** *Solar-Stromspeicher im Vergleich - Blei oder Lithium.* [Online]
Available at: <https://www.energieheld.de/solaranlage/photovoltaik/stromspeicher/blei-oder-lithium>
[Zugriff am 30.12.2021].
- Kümpel, Nadine 2021.** *Die wichtigsten Kennzahlen eines Stromspeichers.* [Online]
Available at: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/stromspeicher/speicher-kennzahlen/>
[Zugriff am 20.01.2022].
- Kümpel, Nadine, 2022.** *Die Photovoltaik Einspeisevergütung 2022 - Selbst erzeugter Solarstrom sicher vergüten lassen.* [Online]
Available at: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/foerderung-finanzierung/einspeiseverguetung/>
[Zugriff am 27. Februar 2022].
- Kümpel, Nadine, 2022.** *Eigenverbrauch - Warum es sich lohnt selbsterzeugten Photovoltaikstrom zu nutzen.* [Online]
Available at: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/eigenverbrauch-uebersicht/>
[Zugriff am 25. Februar 2022].
- Mertens, Prof. Dr.-Ing. Konrad, 2018.** *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis.* Steinfurt: Carl Hanser Verlag.
- Odenwald, Michael, 2018.** *Stromverbrauch: Von diesen Faktoren hängt er ab.* [Online]
Available at: <https://weather.com/de-DE/wissen/wetterlexikon/news/stromverbrauch-von-diesen-faktoren-hangt-er-ab>
[Zugriff am 02. Februar 2022].
- Paschota, Dr. Rüdiger, 2021.** *RP-Energie-Lexikon Pufferspeicher.* [Online]
Available at: <https://www.energie-lexikon.info/pufferspeicher.html>
[Zugriff am 27. Februar 2022].
- phozovoltaik.eu, 2014.** *Ost-West-Anlagen bringen 40 Prozent mehr Ertrag.* [Online]
Available at: <https://www.photovoltaik.eu/planung/ost-west-anlagen-bringen-40-prozent-mehr-ertrag>
[Zugriff am 06. Januar 2022].
- Quaschnig, Volker, 2015.** *Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation.* 9. Hrsg. Berlin: Hanser-Verlag.
- Schaefers, Prof. Dr.-Ing. Hans, 2019.** *Regenerative und energieeffiziente Gebäudetechnik.* Hamburg, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, p. 2.

Solarwärmeinfo, k.A *Solarthermie Aufbau - Pufferspeicher*. [Online]

Available at: <https://www.solarwaerme-info.de/technik/aufbau/05-pufferspeicher>
[Zugriff am 13 Februar 2022].

Statistisches Bundesamt, 2021. *Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößen*. [Online]

Available at: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html;jsessionid=596DBC2117AC38F8E33F275BCFDAAFFCB.live721>
[Zugriff am 06 01 2022].

Stenzel, Peter, Fleer, Johannes & Linssen, Jochen, 2015. In: *Energietechnologien der Zukunft*. s.l.:s.n., pp. 157-208.

Stieglitz, Robert & Heinzl, Volker, 2012. *Thermische Solarenergie - Grundlagen Technologie Anwendung*. Karlsruhe: Springer Verlag.

TÜV Rheinland, 2016. *Annex to Solar Keymark Certificate - Summary of EN ISO 9806:2013 Test Result*. [Online]

Available at: <https://www.dincertco.de/logos/011-7S1492%20F.pdf>

UBA 2022. *Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen*. [Online]

Available at: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix>

Uken, Marlies, 2022. *Gasversorgung - Jetzt wird es teuer*. s.l.:Zeit Online.

VDI 3789, 2019. [Online]

Available at:

<https://secure.beuth.de/cmd%3Bjsessionid=WL0SPVAZMTTLZ0DQIG4DAOV3.3?workflowname=instantdownload&customerid=207296&docname=2843469&contextid=eeas&servicerefname=eeas&LoginName=netzhochschulefuer>

[Zugriff am 29 Januar 2022].

Vela Solaris - Polysun, 2022. *Solarthermie Katalog*. s.l.:s.n.

Vela Solaris AG, 2014. *Polysun Simulation Software - Benutzerdokumentation*, s.l.: s.n.

Vela Solaris, 2022. *Polysun Resultate*. s.l.:s.n.

Viessmann Werke, 2011. *Planungshandbuch Wärmepumpen*. Allendorf (Eder): Viessmann Deutschland GmbH.

Viessmann, k.A. *Die Heizlast und ihre Bedeutung*. [Online]

Available at: <https://www.viessmann.at/de/wohngebaeude/ratgeber/heizlast-berechnen.html>
[Zugriff am 14 Februar 2022].

Wagner Solar GmbH, 2020. *Flachdach-Montagesystem TRIC F duo*, Kirchhain: s.n.

Weniger, J., Maier, S., Orth, N. & Quaschnig, V., 2020. *Studie: Stromspeicher-Inspektion 2020*, s.l.: Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, HTW Berlin.

Wesselak, Volker & Voswinckel, Sebastian, 2016. *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird*. s.l.:Springer-Verlag.

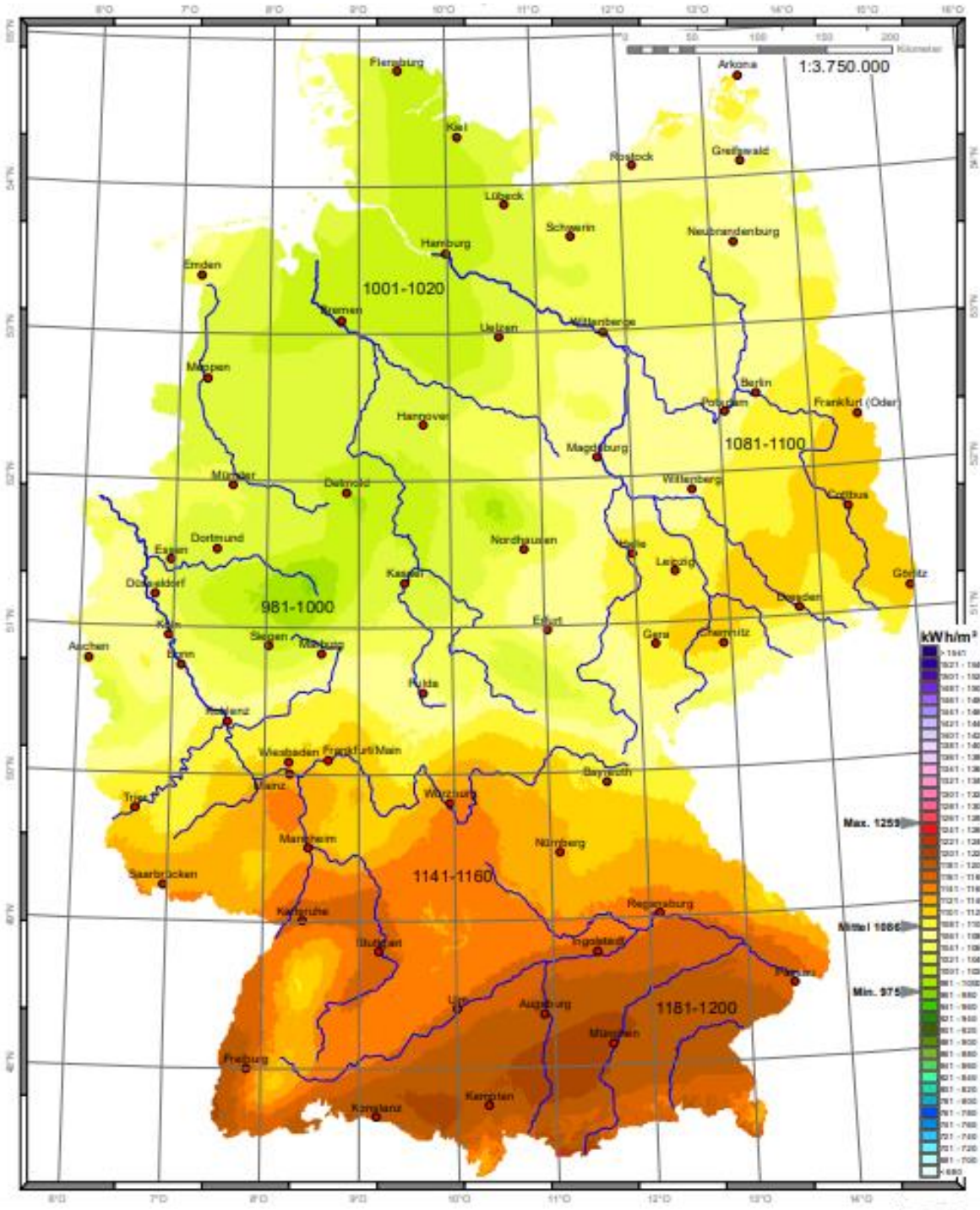
Wirth, Dr. Harry, 2021. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, s.l.: Fraunhofer ISE.

II. Anhang

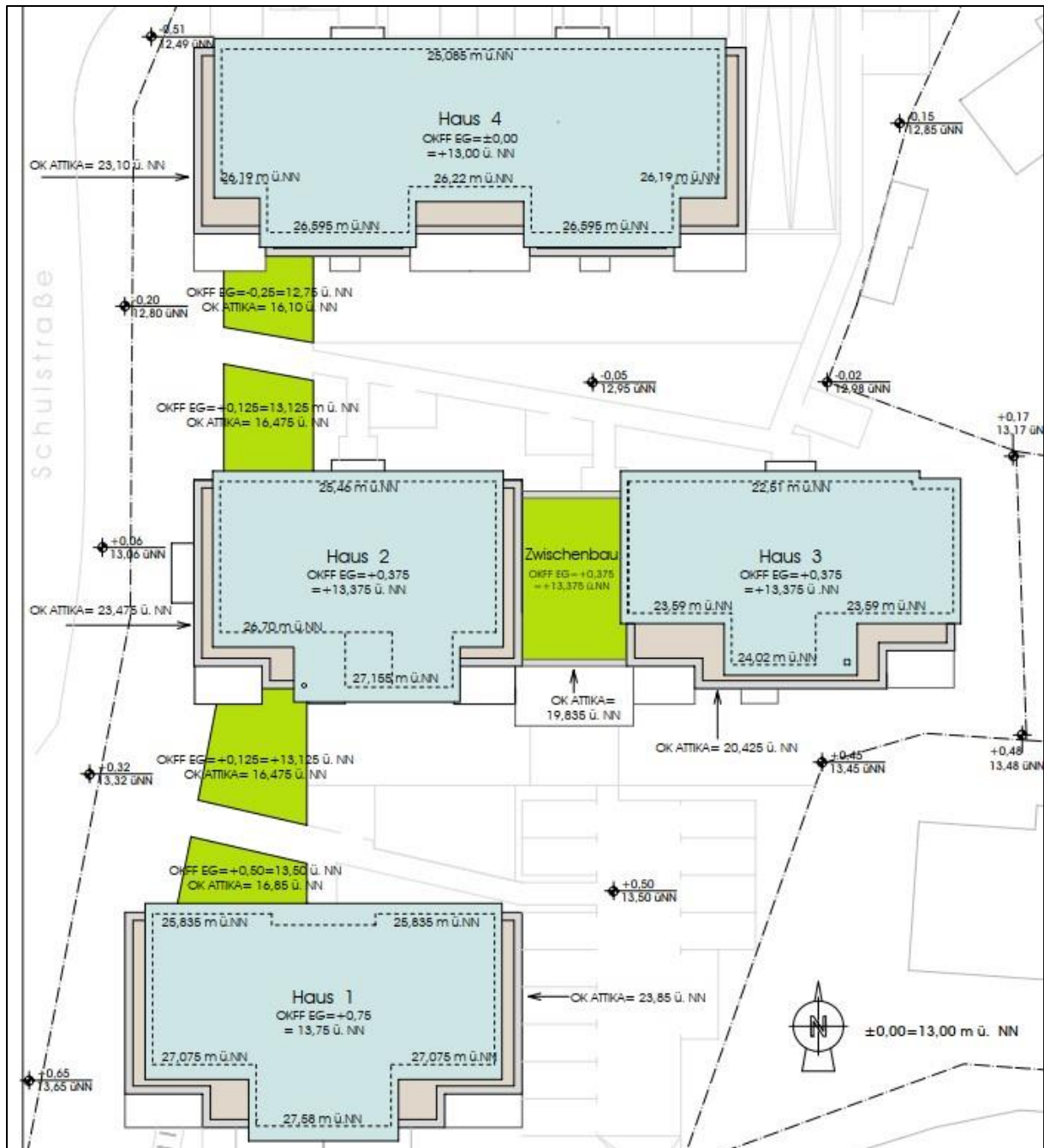
Anhang 1 - Globalstrahlung in Deutschland	55
Anhang 2 - Bebauungsplan Neubauprojekt in Maschen	56
Anhang 3- Modulverteilung bei Süd Ausrichtung für das gesamte Wohnprojekt	57
Anhang 4 - Modulverteilung bei Ost-West-Ausrichtung für das gesamte Wohnprojekt	58
Anhang 5 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW 33	59
Anhang 6 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW2	60
Anhang 7 – Direktverbrauch und Batterieentladung	61
Anhang 8 – Batteriebeladung und -entladung	62
Anhang 9 - Kollektorfeldertrag und Wärmepumpenleistung für KW16.....	63
Anhang 10 - Solarthermischer Ertrag verschiedener STH-Anlagen	64

Anhang 1 - Globalstrahlung in Deutschland

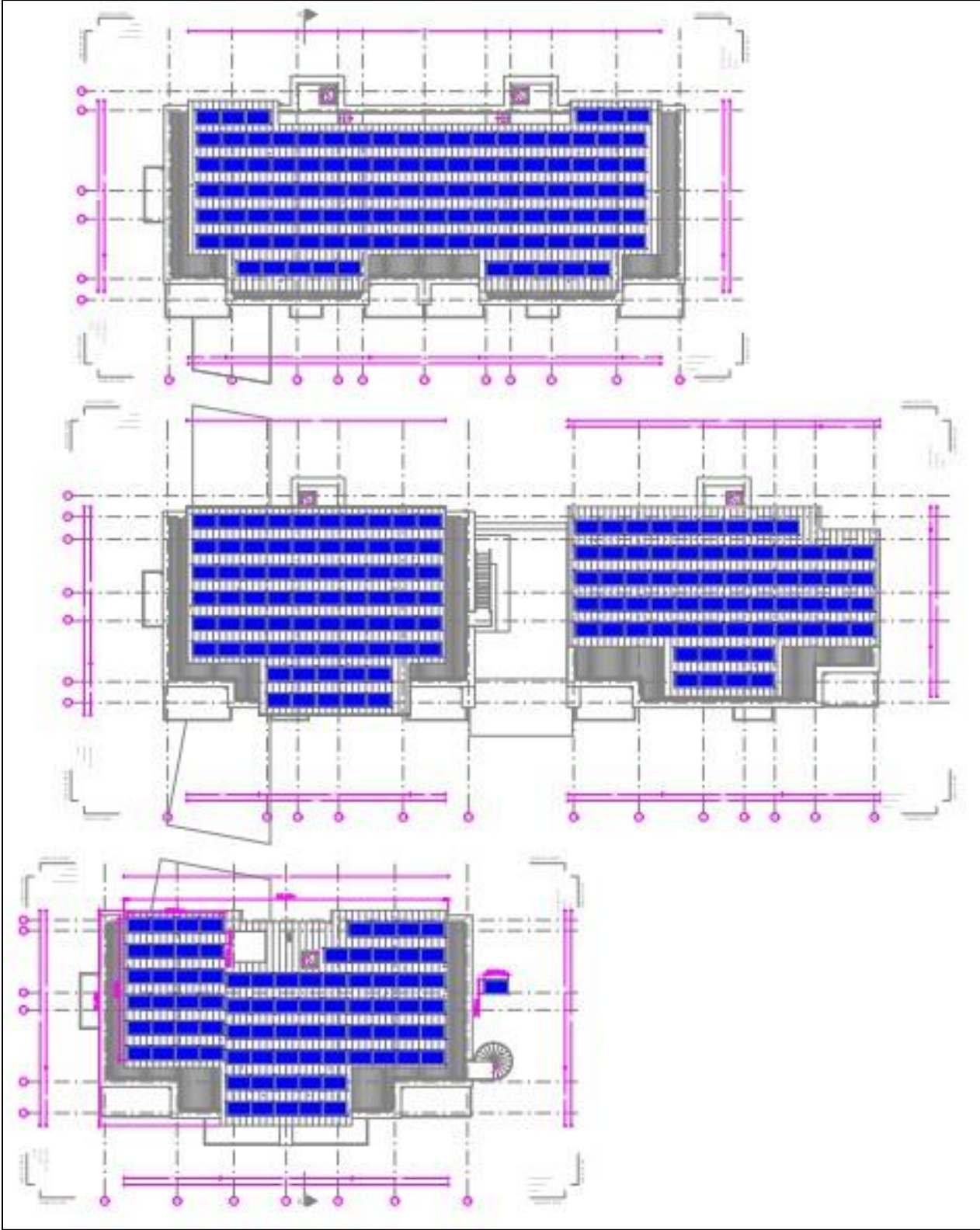
Mittlere Jahressumme der Bestrahlung H von 1991 – 2020 (DWD, 2022)



Anhang 2 - Bebauungsplan Neubauprojekt in Maschen



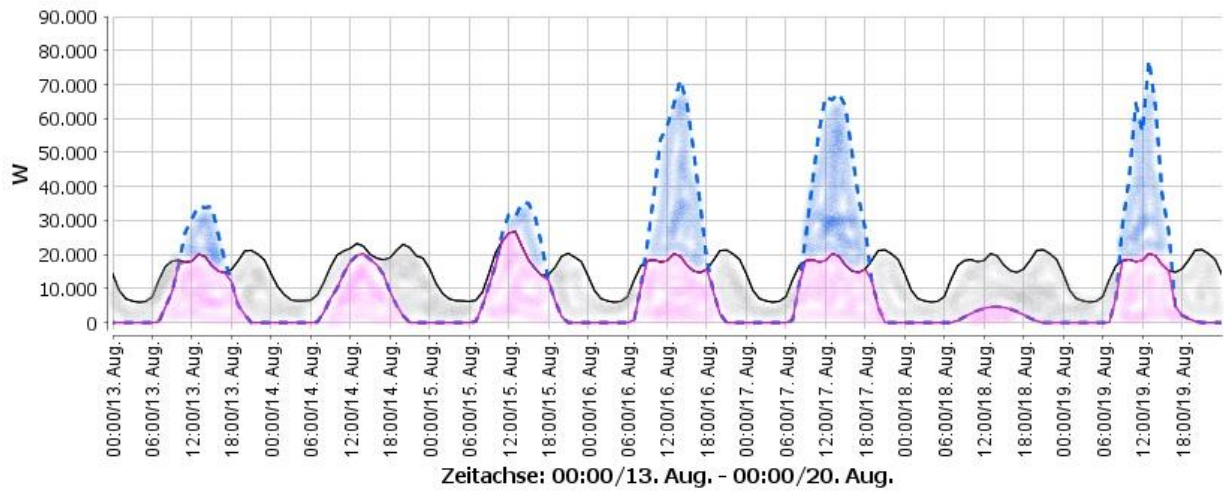
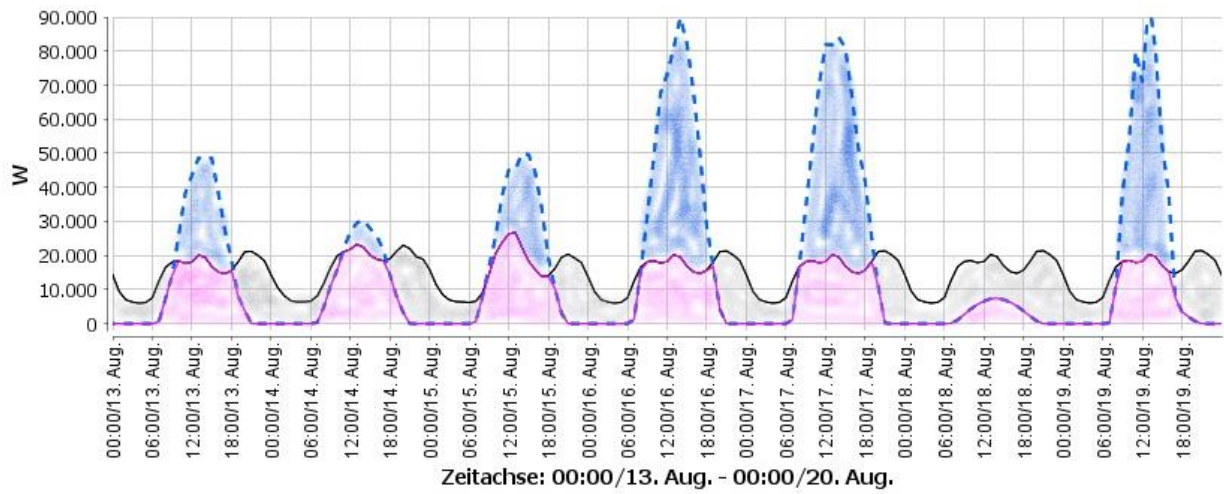
Anhang 3- Modulverteilung bei Süd Ausrichtung für das gesamte Wohnprojekt



Anhang 4 - Modulverteilung bei Ost-West-Ausrichtung für das gesamte Wohnprojekt



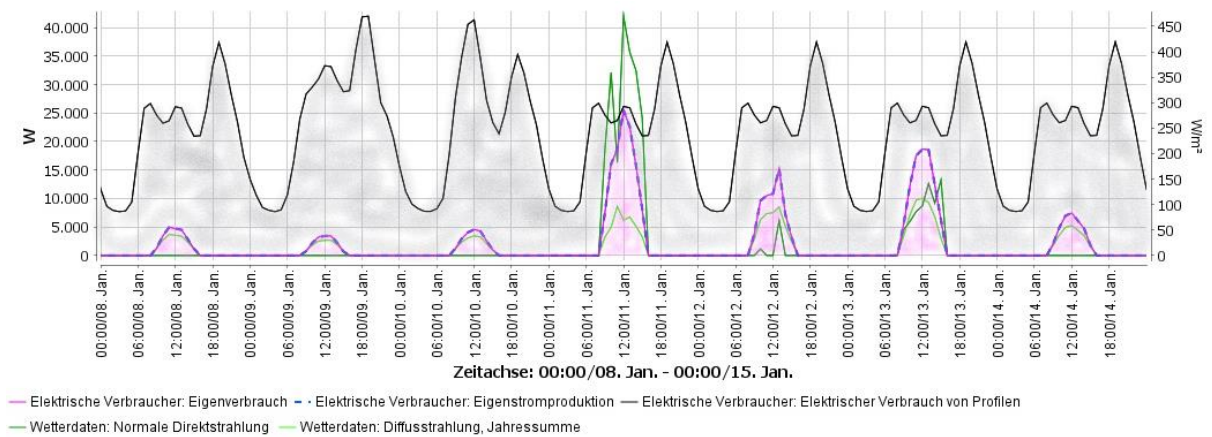
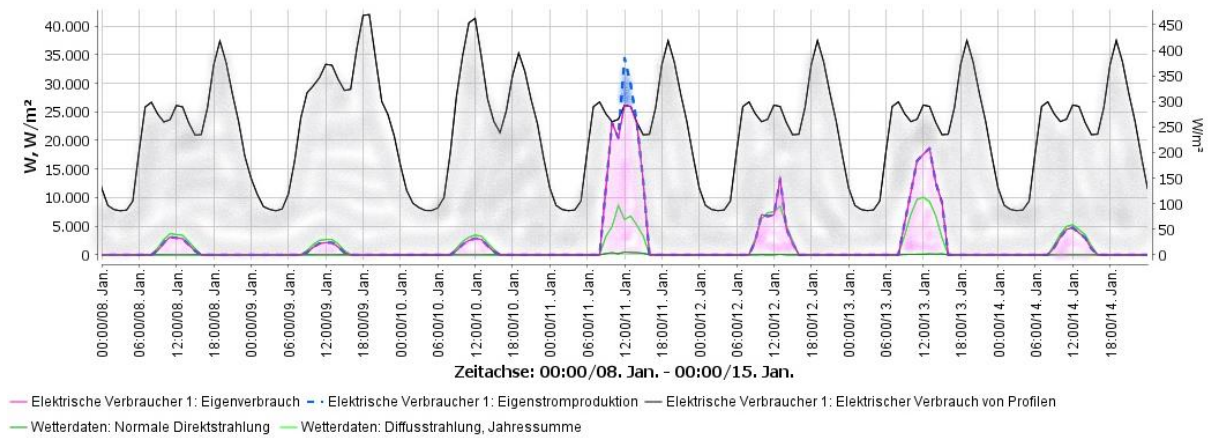
Anhang 5 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW 33



- Elektrische Verbraucher 1: Eigenverbrauch
- - Elektrische Verbraucher 1: Eigenstromproduktion
- Elektrische Verbraucher 1: Elektrischer Verbrauch von Profilen

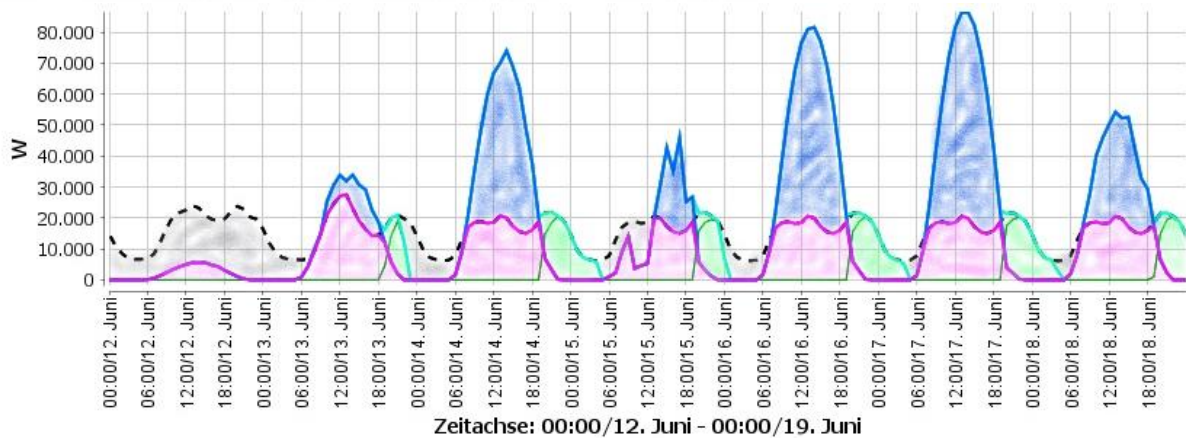
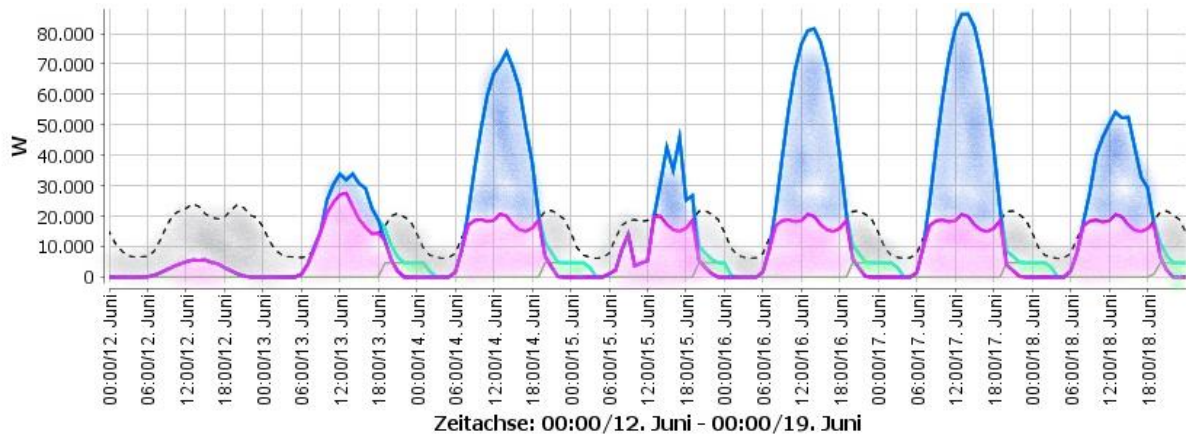
Anhang 6 Eigenstromproduktion und -verbrauch in KW2

mit Südausrichtung (oben) und Ost-West-Ausrichtung (unten)



Anhang 7 – Direktverbrauch und Batterieentladung

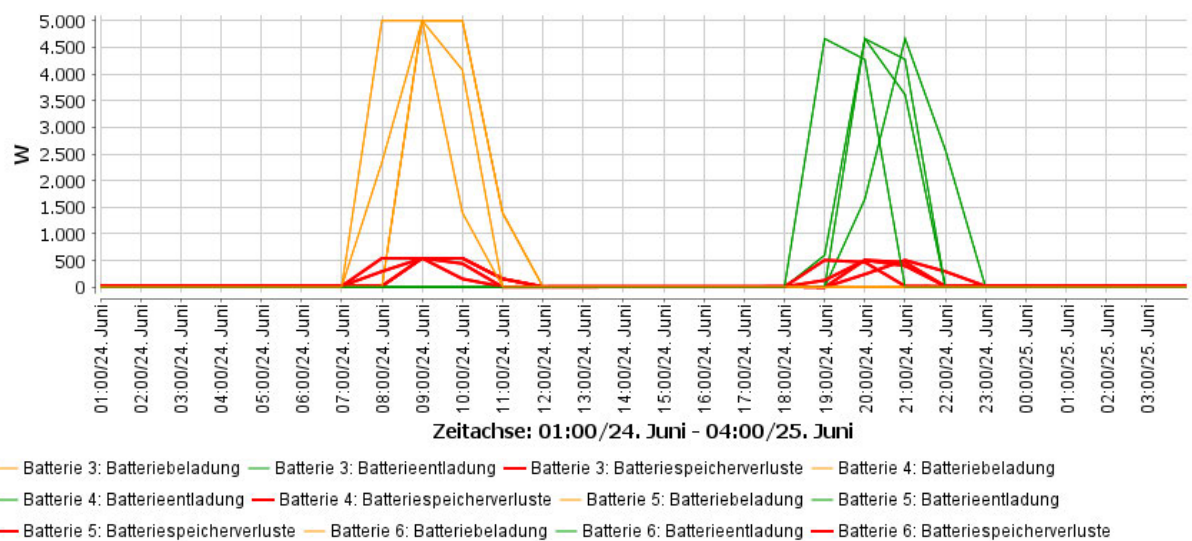
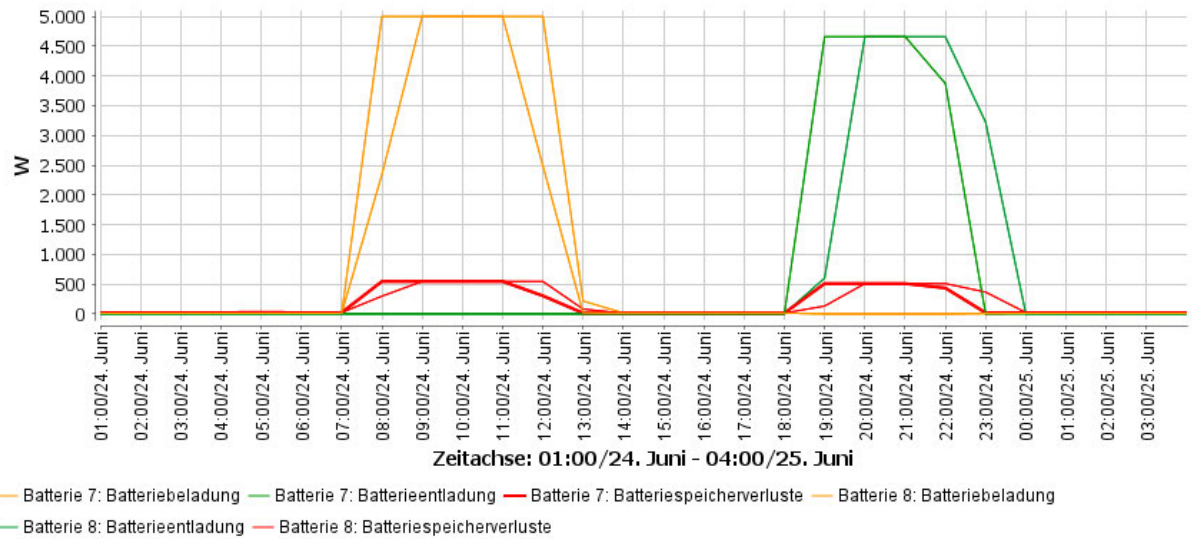
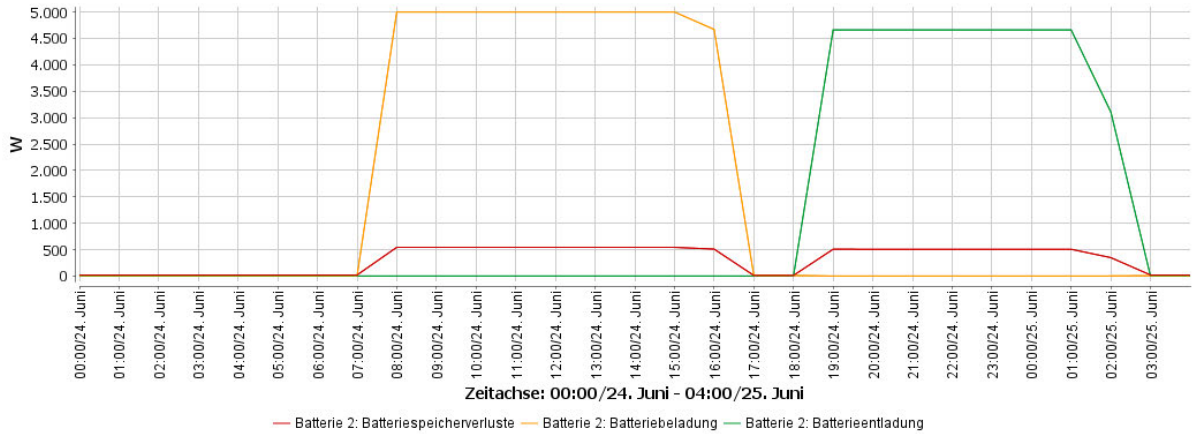
Verteilung der Eigenstromanteile aus Direktverbrauch und Batterieentladung in KW24 (12.6-19.6) mit B-Box 40.0 (oben) und Commercial 40-135 (unten)



- Elektrische Verbraucher 1: Direktverbrauch — Elektrische Verbraucher 1: Eigenstromproduktion
- Elektrische Verbraucher 1: Eigenproduktion und Batterieentladung aus Eigenproduktion - - Elektrische Verbraucher 1: Elektrischer Verbrauch
- Batterie 1: Batterieentladung

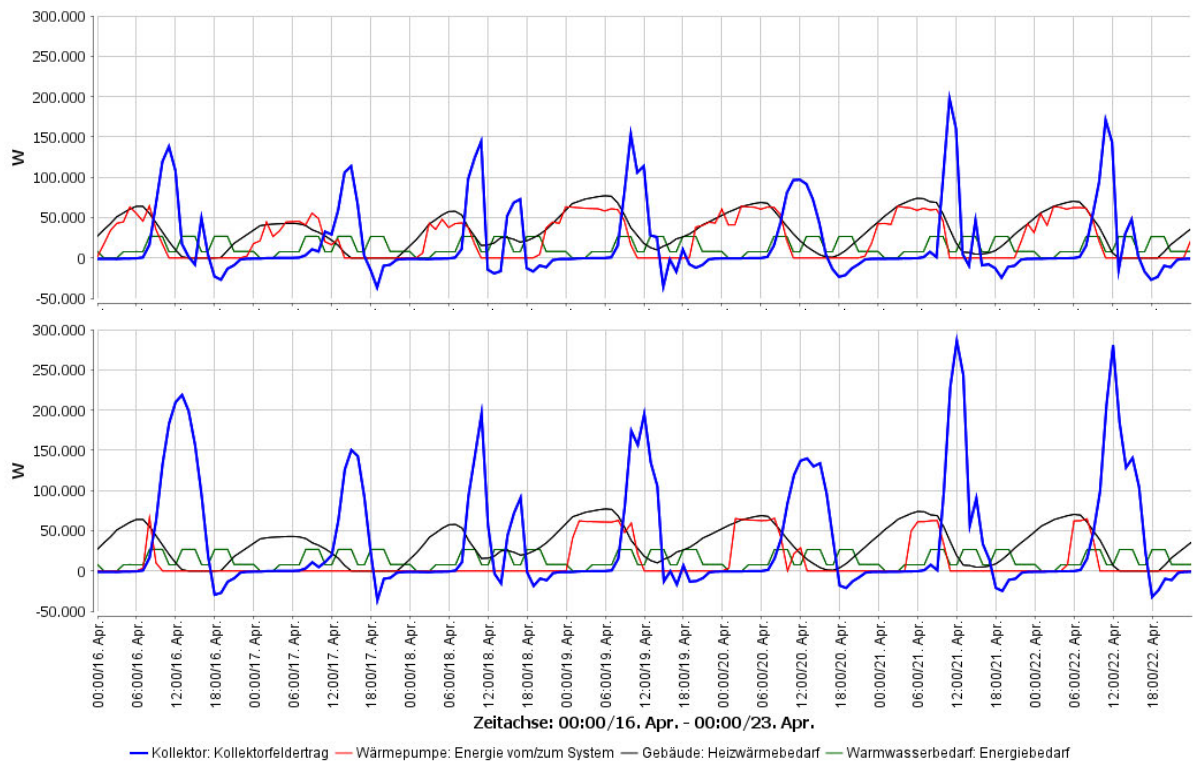
Anhang 8 – Batteriebeladung und -entladung

Batteriebeladung und -entladung und Speicherverluste der 40 kWh Batterie (oben), der 2 x 20 kWh Batterien (Mitte) und der 4 x 10 kWh Batterie (unten)



Anhang 9 - Kollektorfeldertrag und Wärmepumpenleistung für KW16

Wochenverlauf von KW16 des Kollektorfeldertrages (blau) und er Wärmepumpenleistung (grün)



Anhang 10 - Solarthermischer Ertrag verschiedener STH-Anlagen

Wochenverlauf KW16 des solarthermischen Ertrages für die kleine STH-Anlage mit 80 Kollektoren (oben) und die große STH-Anlage mit 320 Kollektoren (unten)

