



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorarbeit

Lars Kropka

Energetische Untersuchung einer Wärmerversorgung mit Absorptionswärmepumpe, Solarthermie und Pit Thermal Energy Storage

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Lars Kropka

Energetische Untersuchung einer Wärmerversorgung mit Absorptionswärmepumpe, Solarthermie und Pit Thermal Energy Storage

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang Maschinenbau / Energie- und Anlagensysteme
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:
Ramboll Deutschland GmbH
Abteilung Energy Systems

████████████████████
████████████████

Erstprüfer: Prof. Dr. Jan Piatek
Zweitprüfer: M.Sc. Jagdishkumar Ghinaiya

Abgabedatum: 19.09.2023

Zusammenfassung

Lars Kropka

Thema der Bachelorthesis

Energetische Untersuchung einer Wärmeversorgung mit Absorptionswärmepumpe, Solarthermie und Pit Thermal Energy Storage

Stichworte

Solarthermie, Absorptionswärmepumpe, Simulation, Fernwärmeversorgung, PTES

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit umfasst die Dimensionierung einer Wärmeversorgung durch Parabolrinnenkollektoren, einem PTES sowie einer Absorptionswärmepumpe basierend auf einem Wärmebedarf. Die Anlagen werden auf Basis eines Wärmebedarfs von 9 GWh ausgelegt. Außerdem wird ein Vergleichsmodell mit Flachkollektoren und Kompressionswärmepumpe dimensioniert. Beide Anlagen werden in der Simulationssoftware EnergyPro über ein Jahr simuliert und ihre Wärmegestehungskosten ermittelt. Zusätzlich zum Referenzjahr wird außerdem ein kaltes und ein warmes Jahr betrachtet, um die Auswirkungen des Wetters auf die Anlage zu verstehen. Die Analyse beider Anlagen soll erschließen, ob die vorgeschlagene Anlage konkurrenzfähig gegenüber dem üblichen Stand der Technik ist.

Lars Kropka

Title of the paper

Energetic investigation of a heat supply with absorption heat pump, solar thermal and Pit Thermal Energy Storage

Keywords

Solar thermal, absorption heat pump, simulation, district heating, PTES

Abstract

This work includes the dimensioning of a heat supply by parabolic solar collectors, a PTES and an absorption heat pump based on a heat demand. The systems are developed on the basis of a heat demand of 9 GWh. In addition, a comparative model with flat plate collectors and a compressor heat pump is dimensioned. Both plants are simulated in the simulation software EnergyPro over one year and their heat production costs are determined. In addition to the reference year, a cold and a warm year are also considered to understand the effects of weather on the system. The analysis of both plants is intended to reveal whether the proposed plant is competitive with the usual state of the art.

Vorwort

Diese Arbeit wurde in Zusammenarbeit mit der Ramboll Deutschland GmbH erstellt. Ich habe bei Ramboll im Department Energy Systems gearbeitet. Energy Systems erstellt für den Energiesystemsektor Konzepte und Lösungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette: von der Energiegewinnung und -erzeugung über die Übertragung bis hin zur Verteilung. Sie entwickeln innovative Konzepte für Wärmesysteme und optimieren bestehende Wärmeversorgungssysteme (Erzeugung, Verteilung, Speicherung) von der Vormachbarkeit bis hin zu Planungsleistungen nach HOAI. Neben technischer Fachplanung agieren sie auch als beratende Ingenieure und erstellen Gutachten, Expertenmeinungen oder unterstützen ihre Kunden zu ganz konkreten Fragestellungen im täglichen energiewirtschaftlichen Geschäft.

Ich möchte mich herzlichst bei dem gesamten Team bedanken, das mich bei meiner Arbeit immer gerne unterstützt und meine Fragen beantworteten. Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn Ghinaiya, mit dem ich viele Diskussionen rund um die Anlagentechnik geführt habe und der mein Wissen dadurch bereichert hat.

Aufgabenstellung

für die Bachelorthesis

von Herrn Lars Kropka

Matrikel-Nummer: XXXXXXXXXX

Thema: Energetische Untersuchung einer Wärmeversorgung mit Absorptionswärmepumpe, Solarthermie und Pit Thermal Energy Storage

Solarthermie mit Langzeitwärmespeicherung kann eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors in Deutschland spielen. Einige Solarthermie-Technologien, wie zum Beispiel Parabolrinnen, können Temperaturen von über 200°C erzeugen. Wenn jedoch diese Hochtemperaturwärme direkt (über einen Wärmetauscher) in das Wärmenetz oder die atmosphärische saisonale Speicherung (PTES - Pit Thermal Energy Storage) eingespeist wird, geht ein erheblicher Teil der Exergie verloren, da die maximale Temperatur des Wärmenetzes und der atmosphärischen saisonalen Speicherung unter 100°C liegt.

Um die Effizienz des Systems zu verbessern, kann eine Absorptionswärmepumpe integriert werden. Die Hochtemperaturwärme wird verwendet, um die Absorptionswärmepumpe anzutreiben. Als Wärmequelle kann entweder die Umgebungsluft oder die untere Zone des PTES sein.

Das Ziel der Bachelorarbeit ist die energetische Untersuchung eines Energiekonzepts, welches ein Solarthermie-System mit hohen Temperaturen, einen PTES, eine Absorptionswärmepumpe, einen elektrischen Kessel und ein Fernwärme umfasst.

Schwerpunkte:

- Modellieren des Gesamtsystems in einer Simulationssoftware
- Berechnen des Einflusses der Absorptionswärmepumpe auf die Systemeffizienz bei verschiedenen Temperaturen auf der Quell- und Senkseite
- Dimensionieren der Komponenten anhand von Bedarfsdaten eines Wärmenetzes
- Entwickeln und bewerten verschiedener Steuerungsstrategien bei unterschiedlichen Randbedingungen (Wetter, Wärmebedarfe) für einen gesamten Jahresverlauf
- Ermitteln der Wärmegestehungskosten basierend auf einfachen Ansätzen für die Kapital- und Betriebskosten

Datum

Erstprüfer/in

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Methodik.....	2
2	Stand der Technik.....	4
2.1	Solarthermie	4
2.1.1	Flachkollektoren	6
2.1.2	Parabolrinnenkollektoren.....	6
2.2	Wärmespeicher.....	6
2.2.1	Erdbeckenwärmespeicher (PTES – Pit Thermal Energy Storage).....	7
2.2.2	Pufferspeicher	11
2.3	Wärmepumpen.....	11
2.3.1	Absorptionswärmepumpe.....	11
2.3.2	Kompressionswärmepumpe.....	14
2.4	Elektrischer Heizkessel.....	16
2.5	Wärmenetze	16
3	Anlagentechnik.....	18
3.1	Aufbau der Anlagen	18
3.1.1	Anlagentechnik mit Absorptionswärmepumpe	18
3.1.2	Anlagentechnik mit Kompressionswärmepumpe	21
3.2	Betriebszustände	22
3.2.1	Betriebszustände der Anlagentechnik mit Absorptionswärmepumpe.....	22
3.2.2	Betriebszustände der Anlagentechnik mit Kompressionswärmepumpe.....	26
3.3	Steuerungsstrategien.....	29
3.4	Dimensionierung.....	30
4	Modellierung.....	39
4.1	Simulationssoftware	39
4.2	Aufbau Modell	40
4.2.1	Modell Kompressionswärmepumpe	40
4.2.2	Modell Absorptionswärmepumpe	44
4.3	Steuerung.....	46
5	Analyse	48
5.1	Energetische Untersuchung.....	50

5.1.1	Energiebilanz	50
5.1.2	Füllstand des PTES	52
5.1.3	Solarer Deckungsgrad und Stromverbrauch	56
5.2	Wärmegestehungskosten	58
5.3	Wettereinfluss	62
6	Fazit	66
7	Literaturverzeichnis.....	67
Anhang	70

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen und Indizes	Bedeutung
Ab	Absorber
AWP	Absorptionswärmepumpe
AWP1	1. Variation AWP-Anlage
AWP2	2. Variation AWP-Anlage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
G	Generator
EP	Energy Pro
G	Generator
H ₂ O	Wasser
HDPE	High Density Polyethylen
JAZ	Jahresarbeitszahl
K	Kondensator
KWP	Kompressionswärmepumpe
L	Lösungsmittelpumpe
LCOH	Levelized cost of heating
LZ	Leistungszahl
max. WB	maximaler Wärmebedarf
MILP	Mixed Integer Linear Programming
min	Mindestens
n	Lebensdauer
N	Nenn
PTES	Pit Thermal Energy Storage
PP	Polypropylen
PRK	Parabolrinnenkollektoren
PS	Pufferspeicher
PTES	Pit thermal energy storage
RL	Rücklauf
SDG	solarer Deckungsgrad
t	Fortlaufendes Jahr
V	Verdampfer
VL	Vorlauf
WN	Wärmenetz
WV	Wärmeverhältnis

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
a	m	Seitenlänge
A	m^2	Fläche
b	m	Seitenlänge
$B\&W$	€	Betriebs- und Wartungskosten
C	J	Kapazität
c	$J/(kg \cdot K)$	spezifische Wärmekapazität
E	J/a	Energie pro Jahr
El	€	Kosten elektrischer Strom
h	m	Höhe
i	-	Diskontierungsfaktor
I	€	Investitionskosten
\dot{m}	kg/s	Massenstrom
P	W	Leistung
\dot{Q}	W	Wärmestrom
R	$(m^2 \cdot K)/W$	Wärmedurchgangswiderstand
r	m	Radius
T	K	Temperatur
U	$W/(m^2 \cdot K)$	Wärmedurchgangskoeffizient
V	m^3	Volumen
ζ	-	Wärmeverhältnis
η	-	Wirkungsgrad
λ	$W/(m \cdot K)$	Wärmeleitfähigkeit
ρ	kg/m^3	Dichte

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich minimale Temperatur Niedrigtemperaturwärmequelle für AWP verschiedener Hersteller und Ingenieurbüros	14
Tabelle 2: Vor- und Nachteile von PID, MPC und vorrausschauender Regelung.....	30
Tabelle 3: Nenndurchmesser (DN) mit effektiven Durchmessern für Kunststoffmantelrohre und maximale Fließgeschwindigkeiten [25]	33
Tabelle 4: Vergleich PTES Wirkungsgrade und Laderaten.....	36
Tabelle 5: Simulationsparameter alle drei Varianten (Teil 1)	49
Tabelle 6: Simulationsparameter alle drei Varianten (Teil 2)	49
Tabelle 7: Wärmegestehungskosten für KWP, AWP1 und AWP2.....	59
Tabelle 8: Gesamtinvestitionskosten für die Anlagen aufgeteilt in Kostengruppen	61
Tabelle 9: Abweichung Jahresmitteltemperatur zum Temperaturdurchschnitt von 1991-2020 für die Jahre 2005-2020 [24]	62
Tabelle 10: Gradtagszahlen und der daraus abgeleiteter Wärmebedarf für die Jahre 2010, 2019 und das Referenzjahr 2017.....	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Diagramm Reflexions- und Absorptionsgrad über Wellenlänge für TiNOX [43] ..5	5
Abbildung 2: Diagramm Spektrale Strahlungsintensität über Wellenlänge; gestrichelt=außerhalb Atmosphäre; durchgezogen=am Erdboden [30]	5
Abbildung 3: Konzeptskizze Wall PTES in Anlehnung an [27]	7
Abbildung 4: Dronninglund PTES (PlanEnergi) [32].....	8
Abbildung 5: Seitliche Verrohrung in Marstal [27]	10
Abbildung 6: Prinzipskizze Absorptionswärmepumpe im P-T Diagramm.....	12
Abbildung 7: Schema der Anlage mit Absorptionswärmepumpe	19
Abbildung 8: Schema der Anlage mit Kompressionswärmepumpe.....	21
Abbildung 9: 1. Betriebszustand AWP; Kollektoren produzieren Wärme, AWP produziert Wärme, Einspeisung PTES	23
Abbildung 10: Variation 1. Betriebszustand AWP; Kollektoren produzieren Wärme, AWP produziert Wärme, Einspeisung PTES; Ausschnitt Verrohrung PTES	24
Abbildung 11: 2. Betriebszustand AWP; E-Kessel produziert Wärme; AWP produziert Wärme	24
Abbildung 12: 3. Betriebszustand AWP; PRK produzieren Wärme, AWP produziert keine Wärme, Einspeisung PTES	25
Abbildung 13: 1. Betriebszustand KWP; PRK produzieren Wärme; PTES wird befüllt.....	26
Abbildung 14: 2. Betriebszustand KWP; PTES deckt Wärmebedarf, KWP nicht betrieben	27
Abbildung 15: 3. Betriebszustand KWP; PTES deckt Wärmebedarf, KWP wird betrieben	28
Abbildung 16: 4. Betriebszustand KWP; E-Kessel deckt Wärmebedarf	28
Abbildung 17: Wärmeleistung 2017; abgeleitet aus einem Standardwochenlastprofil für Wohnräume und einem Gesamtwärmebedarf von 9 GWh	31
Abbildung 18: Jahresdauerkurve des Wärmebedarfs; abgeleitet aus einem Standardwochenlastprofil für Wohnräume und einem Gesamtwärmebedarf von 9 GWh	32
Abbildung 19: Gesamtansicht Aufbau Modell KWP	41
Abbildung 20: Modell KWP; Übersicht Standort Solar	41
Abbildung 21: Modell KWP; Übersicht Standort KWP	42
Abbildung 22: Modell KWP, Eingabemaske Leistungskurve KWP.....	43
Abbildung 23: Modell KWP; Standort "Kessel_Bedarf"	44
Abbildung 24: Gesamtansicht Aufbau Modell AWP	44
Abbildung 25: AWP Modell; EP Standort "Wärmeverteilung"	45
Abbildung 26: Modell AWP; Standort "Wärmebedarf_EKessel_AWP2"	45
Abbildung 27: Negativbeispiel EP; Input und Output gleiche Energieform	46
Abbildung 28: Sankey Diagramm KWP-Anlage; Energie in MWh/a	50
Abbildung 29: Sankey-Diagramm AWP1-Anlage; Energie in MWh/a	51
Abbildung 30: Sankey-Diagramm AWP2-Anlage; Energie in MWh/a	52
Abbildung 31: Energetischer Füllstand des PTES über ein Jahr für die Anlagen KWP, AWP1 und AWP2	53
Abbildung 32: Wärmeleistung der Kollektoren über ein Jahr für die Anlagen KWP, AWP1 und AWP2	55

Abbildung 33: Differenz zwischen Wärmeerzeugung durch Kollektoren und dem Wärmebedarf über ein Jahr für die Anlagen KWP, AWP1 und AWP2; positiv = Wärmeertrag Kollektoren größer Wärmebedarf; negativ = Wärmebedarf größer als Wärmeertrag durch Kollektoren	.55
Abbildung 34: Vergleich Stromverbrauch und solarer Deckungsgrad	57
Abbildung 35: Zusammensetzung Antriebsenergie für AWP1 über ein Jahr	57
Abbildung 36: Leistung E-Kessel - AWP2 – 2017	58
Abbildung 37: Vergleich solarer Deckungsgrade 2010, 2017 und 2019	63
Abbildung 38: Energetische Füllstand PTES von Anlage AWP1 für die Jahre 2010, 2017 und 2019	64
Abbildung 39: Energetische Füllstand PTES von Anlage KWP für die Jahre 2010, 2017 und 2019	65

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Dekarbonisierung des deutschen Energiesektors ist wesentlich, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung umzusetzen. Bis 2045 soll eine Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden (§3 Absatz 2 KSG). Ab 2050 sollen negative Emissionen erreicht werden (§3 Absatz 2 KSG). Die Zwischenziele sind eine Senkung der Emissionen von 65% bis 2030 und 88% bis 2045. Als Referenzjahr gilt das Jahr 1990 (§3 Absatz1). Der Energieverbrauch setzt sich aus den Sektoren Strom, Verkehr und Wärme zusammen. Der Wärmesektor hat mit 52,1% den größten Anteil am gesamten Energieverbrauch [1].

82,6% der Wärmeenergie werden durch fossile Energieträger erzeugt [41]. Nur 17,4% der gesamten Wärme stammen aus erneuerbaren Energieträgern [41]. Zwei Drittel der erneuerbaren Energie werden durch feste Biomasse (Holz) generiert [41]. Holz wird als CO₂ neutral betrachtet, weil das bei der Verbrennung ausgestoßene CO₂ vorher durch die Bäume gebunden wurde. Diese Betrachtung gilt allerdings als umstritten, weil da zur Fällung und Verarbeitung der Bäume meist zusätzliches CO₂ aufgewendet werden muss und bei der Verbrennung Stickstoffoxide entstehen [42]. Stickstoffoxid ist wie Kohlendioxid ein Treibhausgas.

Die verbleibenden Energieträger setzen sich aus flüssiger und gasförmiger Biomasse, biologischem Abfall, Geothermie und Solarthermie zusammen [41]. Von diesen Quellen lässt sich nicht jede unbegrenzt ausbauen. Der biologische Abfall ist begrenzt durch den Verbrauch und sollte aus Ressourcenschonenden Gründen klein gehalten werden. Für große Geothermie Anlagen sind unterirdische Wärmequellen notwendig, welche nicht überall vorhanden sind. Biogasanlagen sind wegen ihres Gesamtwirkungsgrad umstritten. Denn der primäre Energieträger ist die solare Strahlung, welche dafür sorgt, dass die Pflanzen wachsen. Ein gewisser Anteil der Strahlungsenergie wird in der Pflanze gebunden. Die Energiepflanze wird dann in einer Biogasanlage weiterverarbeitet zu Biogas. Außerdem konkurrieren die Energiepflanzen mit Anbauflächen für Nahrungsmittel. Solaranlagen dagegen wandeln die Strahlung der Sonne direkt in Energie um und erreichen dadurch einen insgesamt besseren Ertrag. [40]

Solarthermie ist daher ein Erneuerbare Energieträger, der ein großes Potential zur Deckung des Wärmebedarfs hat. Neben Flachkollektoren, welche Wärme von bis zu 120°C erzeugen können gibt es auch noch konzentrierende Solarthermie. Konzentrierende Solarthermie wie z.B. Parabolrinnen-Kollektoren (PRK) können Wärmemetemperaturen bis zu ca. 400°C erreichen [34]. Damit kann auch Prozesswärme bereitgestellt werden. Neben der Prozesswärme könnte man die PRK aber auch nutzen, um Raumwärme bereitzustellen, welche über ein Fernwärmenetz zum Verbraucher gelangt. Die Wärme der PRK hat allerdings eine höhere Exergie als die Wärme im Fernwärmenetz. Exergie beschreibt die Qualität von Energie. Wird die Energie über Wärmetauscher ans Wärmenetz übertragen, bleibt die Energie erhalten, aber ein großer Anteil der Exergie geht verloren.

Die Exergie von PRK könnte besser genutzt werden, indem man sie nutzt um eine Absorptionswärmepumpe (AWP) anzutreiben. Diese wird mit einer Hochtemperaturwärmequelle

angetrieben. Des Weiteren benötigt die AWP eine Niedrigtemperaturwärmequelle. Die Niedrigtemperaturwärme könnte durch die untere Zone eines Erdbeckenwärmespeichers (engl. Pit thermal energy storage=PTES) bereitgestellt werden. Die AWP kann im Winter dafür sorgen, dass die Wärme aus dem PTES ein ausreichendes Temperaturniveau für das Wärmenetz hat. Im Sommer könnte die untere Zone durch die AWP erhitzt und anschließend wieder im PTES gespeichert werden. Dadurch kommt es zu einem Exergiegewinn im PTES. Somit würde die Exergie der PRK besser genutzt werden als beim direkten Einspeisen in das Wärmenetz. Für Solare Fernwärmeversorgung mit PTES werden üblicherweise Kompressionswärmepumpen verwendet, um das Temperaturniveau im Winter zu erhöhen. Diese benötigen als Antriebsenergie elektrischen Strom. Elektrischer Strom ist eine Ressource, die heute bereits in vielen Sektoren verwendet wird und teilweise starken Preisschwankungen unterliegt. Eine PRK Anlage in Kombination mit einer AWP könnte daher auch eine Möglichkeit sein, die Wärme unabhängig vom Strommarkt bereitzustellen.

1.2 Methodik

Ziel ist es eine AWP-Anlage zu untersuchen, welche mit Parabolrinnenkollektoren betrieben wird. Diese soll, unterstützt durch einen E-Kessel, einen Fernwärmebedarf decken. Die im Sommer erzeugte Wärme wird zudem in einem PTES saisonal gespeichert, um im Winter genutzt zu werden.

Um die Gesamteffizienz der Anlage zu beurteilen, wird sie mit einer Anlage, welche der üblichen Umsetzung entspricht, verglichen. Die Vergleichsanlage soll ebenfalls Solarthermie nutzen, um eine Fernwärme zu versorgen. Allerdings soll diese Anlage mit Flachkollektoren betrieben werden. Um im Winter die Temperatur der Wärme des PTES anzuheben, wird eine Kompressionswärmepumpe genutzt.

Zunächst werden die Anlagen dimensioniert. Die Dimensionierung richtet sich dabei nach einem vorgegeben Wärmebedarf. Um die beiden Systeme vergleichen zu können, werden bei beiden Systemen gewisse Parameter konstant gehalten. Die Kollektoren beider Anlagen sollen in einem Jahr ungefähr die gleiche Menge Wärme produzieren. Außerdem soll für die beiden Systeme ein PTES gleicher Größe verwendet werden.

Die Anlagen werden dann in einer Simulationssoftware modelliert. Die Kennwerte, welche die einzelnen Anlagen beschreiben, werden durch Vergleich von Herstellerangaben von ähnlichen Anlagen ermittelt. Die Simulation wird für ein Jahr durchgeführt. Anschließend werden Vergleichsparameter wie z.B. der solare Deckungsgrad aller drei Variationen miteinander verglichen.

Basierend auf den Ergebnissen wird eine Kostenanalyse durchgeführt. Dafür werden die Wärmegestehungskosten anhand von Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Stromverbrauch ermittelt und verglichen. Die Wärmegestehungskosten werden für eine Lebensdauer von 50 Jahren berechnet.

Um die Auswirkungen des Wetters auf die Anlagen zu untersuchen, werden außerdem zwei weitere Jahre simuliert. Ein Jahr soll kälter und ein Jahr wärmer als das zuvor betrachtete Referenzjahr sein.

2 Stand der Technik

2.1 Solarthermie

Die Solarthermie nutzt die Strahlung der Sonne, um sie in Wärme umzuwandeln. Die Solarstrahlung ist eine elektromagnetische Strahlung. Diese wird über ihre Wellenlänge differenziert. Die Wellenlänge der Solarstrahlung reicht von 300 bis 3000 nm. Jedoch ist Strahlung in der Physik nicht nur eine Welle, sondern gleichzeitig auch ein Teilchen. Das Teilchen der Strahlung heißt Photon. Wenn ein Photon auf einen Gegenstand trifft, kann es zur Transmission, Reflexion oder Absorption kommen. Bei der Transmission durchdringt das Strahlungsteilchen den Gegenstand. Die Reflexion schließlich führt dazu, dass das Photon vom Gegenstand in einem bestimmten Winkel abgestoßen wird. Bei der Absorption nimmt der Gegenstand die Energie des Teilchens auf, wodurch die Strahlung verschwindet. Der Gegenstand kann dann entweder seine innere Energie erhöhen, was zu einer Erwärmung führt, oder seinen inneren Zustand ändern. Nach einer gewissen zeitlichen Verzögerung wird die aufgenommene Energie wieder in Strahlung umgewandelt und somit die Absorption umgekehrt. Dieser Vorgang heißt Emission. Wird ein Gegenstand angestrahlt treffen sehr viele Photonen auf ihn, wodurch mehrere dieser Effekte gleichzeitig auftreten können. Abhängig vom Material unterscheidet sich die Häufigkeit eines Effektes. Bei strahlungsundurchlässigen Körpern kommt es lediglich zur Absorption und Reflexion, Transmission tritt nicht auf. Körper werden idealisiert in schwarz, grau, weiß und selektiv unterschieden. Schwarze Körper absorbieren die Strahlung vollständig, weiße Körper reflektieren die Strahlung vollständig, graue Körper absorbieren Licht aller Wellenlängen gleichmäßig, aber nicht vollständig und selektive oder farbige Körper reflektieren nur Licht bestimmter Wellenlängen.[30]

Die Quelle der Solarstrahlung auf der Erde ist die Sonne. Sie emittiert Strahlung mit unterschiedlichen Wellenlängen. In Abbildung 2 sieht man die Verteilung der Strahlungsleistung auf die verschiedenen Wellenlängen. Die gestrichelte Linie zeigt die Intensität außerhalb der Erdatmosphäre an und die durchgezogene die Intensität am Erdboden. Die kurzwellige UV-Strahlung wird größtenteils durch die Ozonschicht absorbiert. Andere Wellenlängenbereiche werden überwiegend durch H₂O oder CO₂ absorbiert. Aus diesen Gründen kommt nicht die gesamte Strahlung auf dem Erdboden an. Die Strahlung, die ankommt, wird außerdem teilweise gestreut. Die Streuung wird durch zwei Effekte verursacht. Die Rayleigh-Streuung geschieht durch den Zusammenstoß mit Molekülen. Bei der Mie-Streuung trifft die Strahlung auf Aerosole und Staubpartikel. Der gestreute Anteil der Strahlung heißt Diffusstrahlung und der direkte Anteil Direktstrahlung. Beide Anteile zusammen bilden die globale Strahlung.[30]

Ziel einer solarthermischen Anlage ist es, durch einen Absorber so viel Strahlung wie möglich zu absorbieren und anschließend in Wärme umzuwandeln. Dieser Vorgang wird photothermische Wandlung genannt. Allerdings entspricht laut dem Kirch-Hoffschen Gesetz der Emissionsgrad eines Körpers seinem Absorptionsgrad. Diesem Problem kann durch selektive Absorberschichten entgegengewirkt werden. Das kurzwellige, sichtbare Licht wird im Idealfall vollständig absorbiert. Das langwellige Licht, welches die Wärmestrahlung darstellt, soll nicht abgegeben werden. In Abbildung 1 wird der Verlauf von Absorptions- und Reflexionsgrad des Materials Titanoxidnitrid dargestellt, welches neben Materialien wie Schwarznickel und Schwarzchrom, die gewünschten Eigenschaften erfüllt.[30] [43]

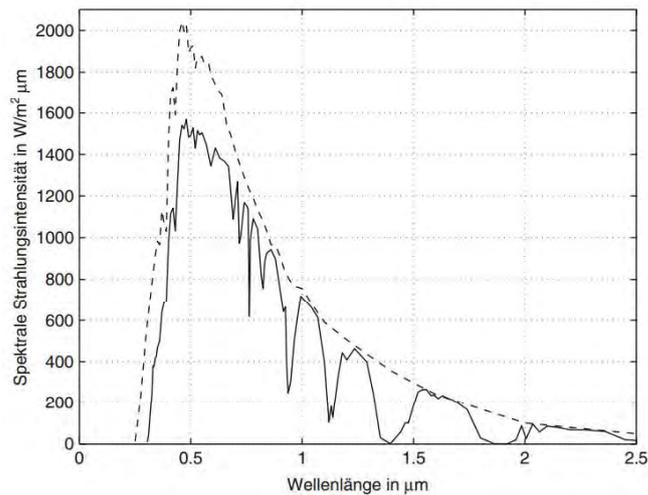


Abbildung 2: Diagramm Spektrale Strahlungsintensität über Wellenlänge; gestrichelt=außerhalb Atmosphäre; durchgezogen=am Erdboden [30]

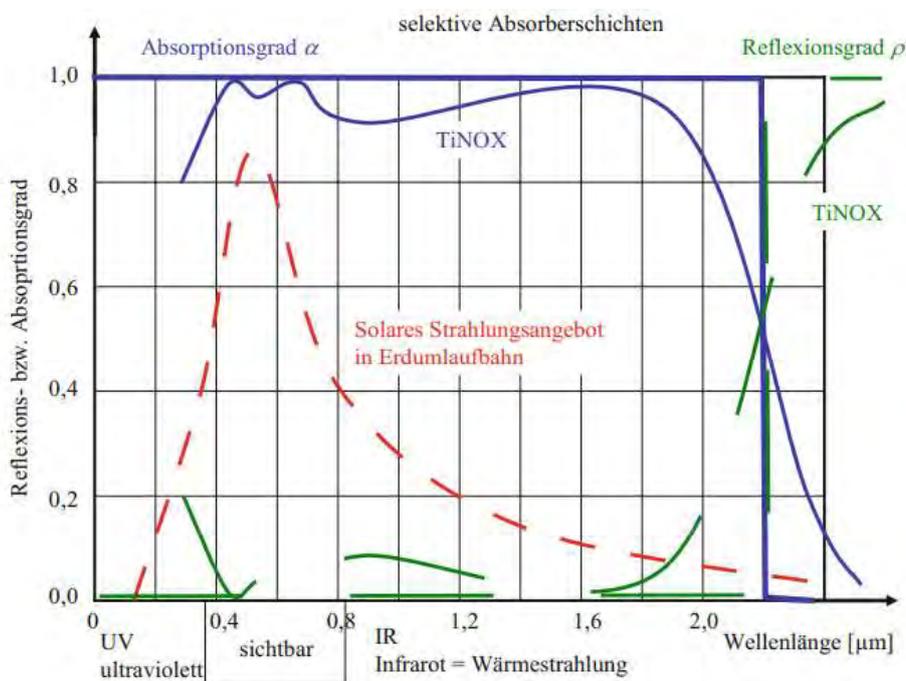


Abbildung 1: Diagramm Reflexions- und Absorptionsgrad über Wellenlänge für TiNOX [43]

2.1.1 Flachkollektoren

Bei Flachkollektoren wird die direkte und die diffuse Strahlung genutzt. Die Strahlung transmittiert zunächst durch ein Solarglas, welches möglichst wenig reflektiert und absorbiert. Die Strahlung wird dann von einem Absorberblech aufgenommen. Dadurch wird die Strahlung in thermische Energie umgewandelt. Das Absorberblech ist wiederum auf einem Kupfer- oder Aluminiumblech angebracht. Diese leiten die Wärme weiter an die Fluidrohre. In den Fluidrohren befindet sich das Wärmeträgermedium, welches die Wärme zum Verbraucher bzw. Speicher transportiert. Ein übliches Medium ist Wasser mit einem Frostschutzanteil von 50-60%, um das Gefrieren an kalten Tagen zu verhindern.[30]

Neben dem beabsichtigten Wärmestrom zum Wärmeträgerfluid, werden allerdings auch Verlustwärmeströme an die Umgebung abgegeben. Diese entstehen, weil der Absorber eine höhere Temperatur als die Umgebungsluft hat. Um den Verlust zu minimieren wird der Kollektor auf der Rückseite und den Seiten gedämmt. Ein gewisser Verlustwärmestrom lässt sich aber nicht vermeiden, auch weil das Solarglas nicht gedämmt werden kann.[30]

2.1.2 Parabolrinnenkollektoren

Parabolrinnenkollektoren konzentrieren die einfallende direkte Solarstrahlung entlang einer Linie, um Wärme auf einem Temperaturniveau von 200-500°C zu erzeugen. Die Strahlung trifft zunächst auf den Reflektor. Dieser besitzt eine stark reflektierende Oberfläche. Die Oberfläche besteht entweder aus reflektierendem Silber oder poliertem Aluminium. Durch die parabolische Form werden die einfallenden Strahlen im Brennpunkt gebündelt. Der Konzentrationsfaktor gibt an um welchen Faktor die ursprüngliche Intensität angehoben wird. Typische Parabolrinnen erreichen einen Konzentrationsfaktor von bis zu 100. Damit alle Strahlen im Brennpunkt gebündelt werden, muss die Sonne im 90° Winkel über dem Kollektor stehen. Damit das über den gesamten Tag gewährleistet werden kann, wird die Anlage der Sonne nachgeführt. Die meisten Kollektoren werden deshalb entlang der Nord-Süd Achse gebaut. So können sie über den Tag von Ost nach West gedreht werden. [17]

Entlang des Brennpunktes befindet sich der röhrenförmige Absorber. Durch den Absorber fließt ein Wärmeträgerfluid, welches die zugeführte Wärme aufnimmt. Die Wahl eines Wärmeträgerfluids basiert auf der Anwendung und dem Standort. Überwiegend werden thermische Öle, Dampf oder unter Druck stehendes flüssiges Wasser verwendet. [17]

2.2 Wärmespeicher

Bei der Anwendung von Solarthermie ist es erforderlich Wärmespeicher zu verwenden. Dies liegt daran, dass Wärmeerzeugung und Wärmebedarf überwiegend zeitlich voneinander getrennt sind. Diese zeitliche Trennung gibt es innerhalb eines Tages, zwischen Tag und Nacht, als auch innerhalb eines Jahres, zwischen Sommer und Winter. Deshalb werden bei einem Solaranlagen system zwei Arten von Speichern benötigt, einen Tages- oder Pufferspeicher und

einen saisonalen Speicher. Erst mit einem saisonalen Speicher können solare Deckungsgrade einer Nah- oder Fernwärmeversorgung von mehr als 20% ermöglicht werden. [30]

Hauptsächlich wird Wasser als Speichermedium verwendet. Denn Wasser ist kostengünstig, gesundheitsunschädlich, umweltverträglich, hat eine sehr hohe Wärmekapazität und eine geringe Viskosität. Es sind auch andere Speichermedien möglich, um z.B. Wärme auf einem höheren Temperaturniveau bereitzustellen. [30]

2.2.1 Erdbeckenwärmespeicher (PTES – Pit Thermal Energy Storage)

Der PTES wurde entwickelt um große Mengen an thermischer Energie so günstig wie möglich zu speichern. Es handelt sich um einen geschichteten Speicher, das heißt im oberen Bereich befindet sich heißes Wasser von bis zu 95°C und im unteren Bereich kaltes Wasser bis zu 10°C. Ein PTES kann daher gleichzeitig als Speicher für Wärme- und Kältenetze fungieren. Er wurde überwiegend in Deutschland, Schweden und Dänemark entwickelt. In Dänemark und Schweden wird Wasser als Speichermedium genutzt und ein schwimmender Deckel verwendet. In Deutschland wurde neben Wasser auch Kies, Erde oder Sand als Speichermedium gebraucht und ein fixierter Deckel verwendet. Dänemark ist Vorreiter bei der Einbindung von Solarthermie in Fernwärmenetze und dort existieren die meisten PTES. Auch in Deutschland werden heutzutage PTES nach dänischem Vorbild gebaut (z.B. Meldorf). Daher wird in dieser Arbeit die dänische Technik als heutiger Stand der Technik angesehen. [27] [19] [21]

Für den Bau eines PTES wird zunächst ein „Pit“ ausgehoben. Der ausgegrabene Boden wird anschließend an den Seiten in Form eines Walls angehäuft. Weil der Boden vor Ort bleibt, werden Transportkosten gespart. Die Konzeptskizze des grundsätzlichen Aufbaus eines PTES ist in Abbildung 3 zu sehen. Allerdings kann nicht jede Art von Boden zu Wällen angehäuft werden. Zu viel Schlick im Boden stellt ein Problem dar. Der Untergrund sollte außerdem stabil sein und idealerweise bis zu einer Tiefe von 5-15m kein Grundwasser führen. Die Qualität des Bodens ist daher durch geotechnische Voruntersuchungen zu prüfen. [27] [36]

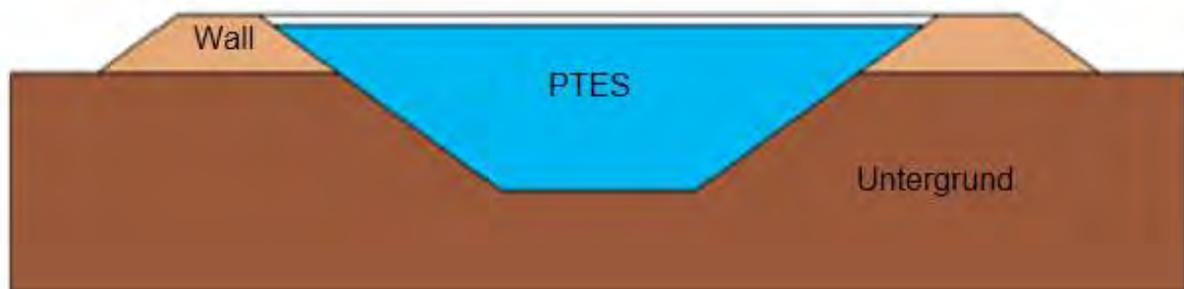


Abbildung 3: Konzeptskizze Wall PTES in Anlehnung an [27]

Der Boden und der Wall werden verkleidet. Die Verkleidung verhindert, dass das Wasser in den Untergrund versickert. Wie die Verkleidung eines PTES aussieht, ist in Abbildung 4 zu sehen. Bei der Verkleidung handelt es sich nicht um eine Dämmung, weil eine so großflächige Dämmung sehr kosten intensiv ist. Für die Verkleidung können verschiedene Werkstoffe verwendet werden. Wichtig ist die Beständigkeit gegen Wasser bei Temperaturen bis zu 95°C und eine Lebensdauer von 20 Jahren. Zusätzlich ist Material mit geringer Wärmeleitfähigkeit zu bevorzugen, um die Effizienz des Speichers zu erhöhen. Genutzt werden auch metallische Verkleidungen, welche sehr kostenintensiv sind, aber keine Wasserdurchlässigkeit aufweisen. Die meisten PTES verwenden jedoch eine Folie aus Polyethylen hoher Dichte (HDPE – High Density Polyethylen) oder Polypropylen (PP) mit einer Stärke von 2,5mm. HDPE und PP haben den Vorteil das sie günstig und schweißbar sind. Die Lebensdauer von HDPE beträgt, abhängig vom Sauerstoffgehalt des Wassers, 5-25 Jahre bei Kontakt mit Wasser bei einer Temperatur von 95°C. Diese Lebensdauer kann durch eine zweite Folienschicht, welche keinen direkten Kontakt zum Wasser hat, erhöht werden. Polypropylen hat eine längere Lebensdauer als HDPE, aber dafür eine ungefähr viermal höhere Diffusionsrate für Wasserdampf. Auf die Probleme, welche sich durch die Diffusion einstellen, wird in einem späteren Absatz eingegangen.[36][33][27]



Abbildung 4: Dronninglund PTES (PlanEnergi) [32]

In der oberen Wasserschicht ist das höchste Temperaturniveau und daher liegt dort das größte Potenzial zur Wärmeübertragung an die Umgebung. Der Deckel ist daher das wesentliche Bauelement, um die Dämmung des PTES zu gewährleisten. Die Bauart des schwimmenden Deckels hat sich seit dem ersten PTES-Pilotprojekt in Ottrupgård, welcher 1500 m³ groß war und von 1994 bis 1995 gebaut wurde, immer weiterentwickelt. Auch heute noch werden verschiedene Techniken angewandt. Das Volumen von Wasser ändert sich aufgrund der Abhängigkeit der spezifischen Wärmekapazität und Dichte von der Temperatur. Der Vorteil des schwimmenden Deckels besteht darin, dass er sich mit dem Wasser bewegt und so eine Veränderung des Drucks verhindert. In dieser Arbeit wird vorwiegend das Design vom PTES in Dronninglund vorgestellt, weil dieser mit 90% einen der höchsten Wirkungsgrade erzielt. In der oberen Abbildung ist das grundsätzliche Konzept dargestellt. Die unterste Schicht des Deckels besteht aus HDPE, welcher auch für die Verkleidung des PTES genutzt wird. HDPE wird wegen seiner geringen Diffusionsdurchlässigkeit und Beständigkeit bei 95°C und höherer Wassertemperatur genutzt. Danach folgen drei Schichten „Nomal´en 28 N“ Matten. Diese

bestehen aus Polyethylen Schaum mit geschlossener Zellstruktur. Dieses Material wurde neben seinen guten Dämmeigenschaften deswegen gewählt, weil es resistente Eigenschaften gegen die feuchte Luft hat, welche durch die HDPE-Schicht diffundiert. Um zu verhindern, dass die Luft kondensiert und die Dämmung dadurch verschlechtert, ist ein Ventilationssystem in der Dämmschicht installiert. Ein Hypernetz fängt die Luft auf. Durch Rohre ist das Netz mit einem Vakuumentlüfter verbunden. Letztlich wird die Dämmung durch eine weitere HDPE-Schicht abgeschlossen, welche vor Niederschlag und sonstigen Einflüssen von außen schützt. Niederschlag in Form von Regen kann sich auf dem Deckel sammeln, Teiche bilden und durch die entstehenden Lasten den Deckel beschädigen. Außerdem könnte Wasser in die Dämmschicht eindringen. Deshalb werden Gewichtsrohre auf dem Deckel so verlegt, dass sich eine Neigung bildet. Das gesamte Regenwasser sammelt sich dadurch an einem Punkt. Dort wird das Wasser durch eine Pumpe vom Deckel entfernt.[33][36][27]

Der Speicher hat eine Schichtung, das heißt unten ist kaltes Wasser und oben heißes Wasser. Die Schichtung ergibt sich aus der niedrigeren Dichte von warmem Wasser gegenüber kaltem Wasser. Die Schichten sollten nicht vermischt werden. Denn obwohl der Energiegehalt derselbe bleiben würde, nimmt die Menge an Exergie ab. Um das nötige Temperaturniveau für eine Fernwärmeversorgung zu erreichen, muss dann wieder Energie zugeführt werden. Deshalb wird beim Be- und Entladen darauf geachtet die Schichtung möglichst gut zu erhalten. Die Zu- und Abnahme von Energie erfolgt über Rohrverbindungen. Dabei sind mindesten zwei Verbindungspunkte notwendig, welche Massenströme in beide Richtungen übertragen können. Eine Verbindung liegt in der oberen Schicht, um Energie für die Wärmeversorgung zu entnehmen oder um den Speicher mit heißem Wasser zu befüllen. Eine weitere Verbindung muss sich in der unteren Schicht befinden, welche dem Vorlauf der Speicherbefüllung oder dem Rücklauf des Wärmebedarfs dient. Um die Schichtung so gut wie möglich zu erhalten und auf die Schichten mit der benötigten Temperatur zuzugreifen, werden allerdings überwiegend mindestens drei Verbindungspunkte genutzt. Der zusätzliche Punkt ist in der Mitte des Höhengniveaus. Grundsätzlich ist der Zugang der Rohre über den Deckel, den Boden oder die Seiten möglich, wobei der Zugang über den Deckel bis jetzt noch nicht verwendet wurde. Bei einer Verbindung über die Seiten oder den Boden muss verhindert werden, dass undichte Stellen entstehen, durch die Wasser versickern kann. Eine Lösung besteht darin einen Flansch an die Rohre zu schweißen. Die Auskleidungsfolie wird zwischen den Flansch und einen Kragen am Rohr geklemmt. Anschließend werden Kragen und Flansch durch ein Bolzen- oder Schraubsystem verbunden. Zwischen Stahl und Auskleidung befindet sich eine Dichtung, welche Temperatur- und Feuchtigkeitsbeständig ist. Außerhalb des Speichers sind die Rohre in einem Betonfundament verankert. Der Vorteil einer Verrohrung über den Boden liegt darin das die Rohre und die Verkleidung in einem rechten Winkel zueinanderstehen. Dadurch sind das Rohrfundament und die Flanschkonstruktion einfacher zu bauen. Der Vorteil der seitlichen Verbindung besteht darin, dass die Rohre nicht so tief und unter den PTES installiert werden müssen und leichter gewartet werden können.[27]

Beim Beladen mit hohen Volumenströmen kommt es zu Turbulenzen, welche das Wasser der verschiedenen Schichten vermischen. Um das zu verhindern werden an den Auslässen der Rohre Diffusoren angebracht. Dabei handelt es sich um zwei parallele Scheiben, welche z.B. in Dronninglund einen Durchmesser von 2,5 m und einen Abstand von 0,58 m haben. Die Geschwindigkeit des Wassers wird dadurch auf weniger als 0,2 m/s verringert. Als Material für Rohre, Diffusor und ähnliches wird Weich- oder Edelstahl mit oder ohne Beschichtung verwendet. In Abbildung 5 ist eine seitliche Verrohrung mit Diffusoren zu sehen, wie sie in Marstal ausgeführt wurde. Abbildung 4 zeigt die Umsetzung der Rohrverbindung durch den Boden.[27][33]



Abbildung 5: Seitliche Verrohrung in Marstal [27]

Die hohen Temperaturen des Wassers machen die Stahlbauteile anfällig für Korrosion und führen zu einer Zersetzung der Verkleidung. Um dem entgegenzuwirken wird das Wasser chemisch behandelt. Dabei soll es aber umweltverträglich bleiben. Ein pH-Wert von 9,8 und das Entfernen sämtlicher Salze soll Korrosion verhindern. Außerdem wird ein möglichst niedriger Sauerstoffgehalt ($<20 \mu\text{g/L}$) eingestellt. Dies erhöht die Lebensdauer der Verkleidung. Bei hohen Wassertemperaturen kommt es außerdem zu Bildung von Luftblasen, was ebenfalls durch einen niedrigen Sauerstoffgehalt verringert werden soll. Weitere Voraussetzungen sind eine geringe Härte ($<0,1 \text{ }^\circ\text{dH}$), geringe Leitfähigkeit ($130 \mu\text{S/cm}$) und ein niedriger Eisengehalt ($<0,005 \text{ mg/l}$). Jeden Tag verliert der Speicher durch Diffusionseffekte abhängig von seiner Größe 50-60 l Wasser. Dieses muss mit Wasser gleicher Qualität nachgefüllt werden. [27][33]

2.2.2 Pufferspeicher

Pufferspeicher sollen Wärme nur für einen kurzen Zeitraum speichern. Deshalb sind sie sehr viel kleiner als saisonale Speicher. Durch ihr relativ kleines Volumen im Vergleich zum PTES, lässt sich eine flächendeckende Dämmung sehr viel kostengünstiger umsetzen. Die Speicher haben eine zylindrische Form und besitzen eine Stahlschale. Diese Schale wird zumeist noch zusätzlich gedämmt, um Wärmeverluste zu minimieren. Übliche Dämmmaterialien sind Polystrol-Hartschaum, Mineralwolle oder Polyurethanschaum [15]. Ein übliches Speichermedium ist Wasser. Bei Temperaturen unter 100°C kann der Speicher drucklos betrieben werden. Für das Speichern von höheren Temperaturen wird ein Speicher unter Überdruck eingesetzt.

2.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen haben die Aufgabe eine Quellwärme auf ein höheres Temperaturniveau zu heben. Auf der wärmeren Seite befindet sich die Senke. Die Temperatur anzuheben heißt die Exergie zu erhöhen. Dafür ist eine weitere Energiequelle notwendig. Bei der Absorptionswärmepumpe wird dafür eine weitere Wärmequelle auf noch höherer Temperatur und damit höherer Exergie als die Senke genutzt. Bei einer Kompressionswärmepumpe wird elektrischer Strom als zusätzliche Energiequelle verwendet. Elektrischer Strom hat einen Exergie Anteil von 100%, weil sie sich theoretisch komplett in jede andere Energieform umwandeln lässt. In den folgenden beiden Unterkapiteln werden beide Technologien genauer betrachtet.

2.3.1 Absorptionswärmepumpe

Die Absorptionswärmepumpe (AWP) ist ein thermodynamischer Kreisprozess. Dieser nutzt eine Hochtemperatur- (HTW) und eine Niedrigtemperaturwärmequelle (NTW), um eine Wärme auf mittlerem Temperaturniveau zu erzeugen. In der Abbildung 6 ist der Prozess im P-T (Druck-Temperatur) Diagramm dargestellt. Die farbigen Linien stellen Wärmeverläufe inklusive Wärmetauscher dar. Sie geben keine Aussage über Temperatur und Druck bezogen auf das P-T Diagramm an. Im System gibt es zwei verschiedene Druckniveaus: den sehr niedrigen Druck in Verdampfer und Absorber und den hohen Druck in Generator und Kondensator (Elemente mit Kreisen dargestellt und durch Nummern beschriftet siehe Legende im Bild). Der Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes sind dabei auf das Wärmenetz und nicht auf die AWP bezogen. D.h. der Rücklauf kommt kalt vom Netz und der warme Vorlauf wird in das Netz eingespeist.

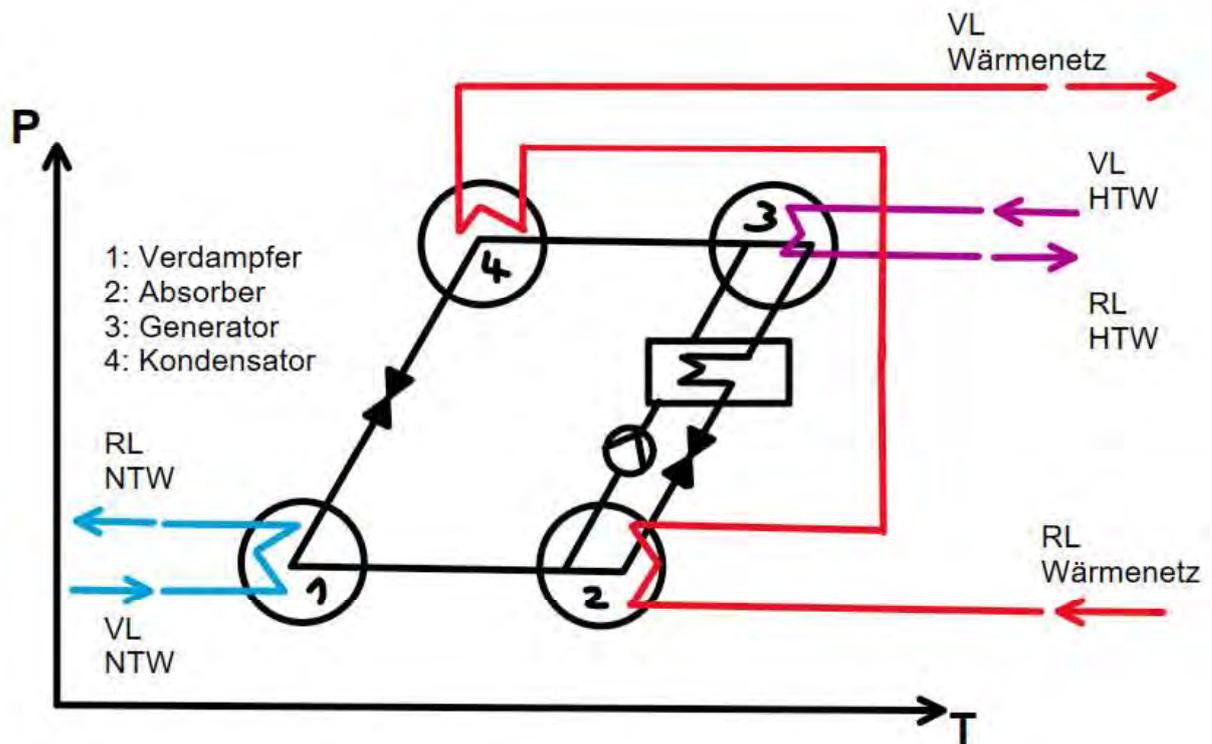


Abbildung 6: Prinzipskizze Absorptionswärmepumpe im P-T Diagramm

Legende zu Abbildung 6

VL: Vorlauf

RL: Rücklauf

HTW: Hochtemperaturwärme

NTW: Niedrigtemperaturwärme

Zunächst wird die Niedrigtemperaturwärme (NTW) dem Verdampfer (1) zugeführt. Dort befindet sich ein Kältemittel, welches die NTW aufnimmt und somit bei niedrigem Druck verdampft. Der Dampf wird in den Absorber (2) geführt und vom Lösungsmittel absorbiert. Die Absorption ist eine exotherme Reaktion, bei der Wärme freigesetzt wird. Die Wärme wird durch einen Wärmetauscher (rot) nach außen abgegeben. Die entstandene flüssige Mischung aus Kältemittel und Lösungsmittel wird mit einer Pumpe zum Generator gefördert. Dabei wird der Druck und die Temperatur stark erhöht. Im Generator (3) wird die Hochtemperaturwärme (lila) zugeführt. Bei einer Wasser-Lithiumbromid Stoffpaarung verdampft das Wasser bei sehr viel geringeren Temperaturen als das Lithiumbromid. Durch die Verdampfung vom Wasser (Kühlmittel) wird es vom Lithiumbromid (Absorptionsmittel) getrennt. Das flüssige Lösungsmittel wird durch eine Drossel entspannt und zurück in den Absorber gefördert. Vor der Drossel gibt es einen Wärmetauscher (schwarzes Rechteck). Dieser entnimmt die enthaltene Restwärme. Diese Wärme wird genutzt, um das Lösungsmittel auf dem Weg zum Generator vorzuwärmen. [44]

Das verdampfte Kältemittel gelangt vom Generator in den Kondensator (4). Dort verflüssigt es sich und setzt seine Kondensationsenthalpie frei. Diese ist auf mittlerem Temperaturniveau.

Das flüssige Kältemittel wird durch eine Drossel weiter entspannt, wodurch Druck und Temperatur sinken und zum Verdampfer zurückgeführt werden. Dadurch wird der thermodynamische Kreislauf geschlossen. [44]

Für die gesamte AWP ergibt sich somit folgende Energiebilanz

$$0 = \dot{Q}_{Vd} + \dot{Q}_G + P_L - \dot{Q}_K - \dot{Q}_{Ab} \quad (2-1)$$

\dot{Q}_{Vd} : Wärmestrom zum Verdampfer; Niedrigtemperaturwärme

\dot{Q}_G : Wärmestrom zum Generator; Hochtemperaturwärme

P_L : Leistung Lösungsmittelpumpe

\dot{Q}_K : Wärmestrom vom Kondensator; Nutzwärme Mitteltemperatur

\dot{Q}_{Ab} : Wärmestrom vom Absorber; Nutzwärme Mitteltemperatur

Um die Effizienz einer Absorptionswärmepumpe zu messen, wird in der Regel die Heizzahl genutzt. Dabei wird die nutzbare Wärme in einem Verhältnis zum zugeführten Brennstoff gesetzt, da in den vielen Anwendungen die Hochtemperaturwärme durch die Verbrennung von Brennstoffen gewonnen wird. In dieser Arbeit soll die Hochtemperaturwärme durch Parabolrinnenkollektoren (PRK) gewonnen werden. Für die Messung der Effizienz wird daher das Wärmeverhältnis genutzt. Der zugeführte Strom für die Lösungsmittelpumpe wird dabei vernachlässigt, weil ihre Leistung im Vergleich zu den Wärmeströmen sehr klein ist. [44]

$$\zeta = \frac{\dot{Q}_K + \dot{Q}_{Ab}}{\dot{Q}_G} \quad (2-2)$$

ζ : Wärmeverhältnis

Das Wärmeverhältnis ist ähnlich der Leistungszahl bei Kompressionswärmepumpen. Der wesentliche Unterschied besteht in der zugeführten Energieform. Bei der KWP wird elektrischer Strom zugeführt, welcher aus 100% Exergie besteht. Bei der AWP wird stattdessen Wärme zugeführt, welche nur zu einem bestimmten Teil aus Exergie besteht. Exergie gibt eine Aussage über die Qualität der Energie, also zu wie gut sich der Energie in anderen Energieformen umwandeln lässt. Das typischer Wärmeverhältnis für AWP beträgt 1,7. [43][38]

Bei Betrieb der AWP ist darauf zu achten die Anlage nicht kalt werden zu lassen. Bei einem Kaltstart muss die AWP erst wieder auf Betriebstemperatur gebracht werden, was einige Zeit in Anspruch nehmen kann. Um die Pumpe warm zu halten, sollte immer ein gewisser Massenstrom mit entsprechenden Temperaturen durch die Anlage fließen. Der Massenstrom kann dabei aber sehr klein gehalten werden, was einer geringen Leistung entspricht. Solange die AWP warmgehalten wird, kann sie sehr schnell die Last variieren. Das Wärmeverhältnis ändert sich dabei nicht wesentlich. [5].

Eine gängige Ausführung von Absorptionswärmepumpen erfolgt mit einer Wasser – Lithiumbromid Stoffpaarung. Das Wasser dient als Kältemittel und das Lithiumbromid als Absorptionsmedium. Lithiumbromid wirkt korrosiv. Um dem entgegenzuwirken wird die Lösung mit Korrosionsinhibitoren versetzt. Wenn die Temperaturen zu hoch sind, wirken allerdings auch diese nicht mehr. Wasserstoff spaltet sich ab und führt langfristig zu Korrosion. Die Temperatur der HTW sollte deshalb nicht 160°C übersteigen [5]. Besonders kritisch ist die Kristallisation von Lithiumbromid. Die Kristallisationsgefahr steigt stark abhängig von steigender Konzentration und sinkender Temperatur der Lösung. Das größte Risiko besteht hinter dem Lösungsmitteltauscher, weil dort im Prozess die Konzentration am höchsten und die Temperatur am geringsten ist. [18]

Der Tripelpunkt von Wasser liegt bei einem Druck von 0,61 kPa und einer Temperatur von 0,01°C. Dies stellt eine theoretische Grenze für die Betreibung des Verdampfers dar, weil dort Wasser vor der Verdampfung als fester Aggregatzustand vorliegen würde. In der Praxis werden allerdings zumeist Niedrigtemperaturquellen ab 30°C genutzt. Dies hängt mit dem nötigen Temperaturhub zusammen, um am Ende des Prozesses die notwendige Netztemperatur zu erreichen. Dieser sollte nicht zu groß sein, weil sonst die notwendige Leistung für die Lösungsmittelpumpe steigt und sie nicht mehr zu vernachlässigen ist. Möglich ist aber auch die Nutzung einer Double-Lift AWP. Bei dieser Ausführung kann durch zweimaliges Anheben der Temperatur der Verdampfer auch mit sehr niedrigen Temperaturen betrieben werden. Allerdings sinkt dadurch das Wärmeverhältnis auf 1,3. [38]

Absorptionswärmepumpen sind sehr komplex in Auslegung und können je nach Anwendungsfall angepasst werden. Die verwendete minimale Temperatur für die Niedrigtemperaturwärmequelle von 30°C wurde durch den Vergleich von verschiedenen Herstellern und Aussagen auf Webseiten von AWP-Ingenieuren ermittelt. In Tabelle 1 sind Angaben aufgelistet.

Tabelle 1: Vergleich minimale Temperatur Niedrigtemperaturwärmequelle für AWP verschiedener Hersteller und Ingenieurbüros

Quelle	NTW-Temperatur [°C]
York [45]	38
StepsAhead [38]	30
Broad [6]	25

2.3.2 Kompressionswärmepumpe

Wie auch bei der AWP handelt es sich bei der Kompressionswärmepumpe (KWP) um einen thermodynamischen Kreisprozess. Als Wärmeträgermedium innerhalb einer KWP wird ein Kältemittel verwendet. Die wichtigsten Bauteile einer KWP sind der Verdampfer, der Verdichter, der Kondensator und das Expansionsventil. Sie bilden die Primärseite. Die Wärmequelle und -senke bilden die Sekundärseite. Eine KWP nutzt zwei Energiequellen: Wärme und elektrischen Strom.

Die Wärmeenergie wird im Verdampfer an das Kältemittel übertragen. Das Kältemittel muss dafür eine geringere Temperatur als die Wärmequelle haben. Als Wärmetauscher werden zumeist Plattenwärmeübertrager verwendet. Durch Zufuhr der Wärme wechselt das Kältemittel

in seinen dampfförmigen Zustand. Anschließend gelangt der Kältemitteldampf in den Verdichter. Der Dampf wird verdichtet, wodurch sein Druck und seine Temperatur ansteigen. Der Verdichter wird mit elektrischer Energie angetrieben. Der Dampf hat jetzt eine höhere Temperatur als die Wärmesenke und gelangt in den Kondensator. Im Kondensator befindet sich wiederum ein Plattenwärmeübertrager. Dort wird die Wärmeenergie des Dampfes an die Wärmesenke bzw. die Sekundärseite übertragen. Durch den Verlust der Energie im Dampf, kondensiert das Kältemittel. Das noch immer unter Druck stehende Kältemittel wird anschließend im Expansionsventil entspannt. Dort sinken der Druck und die Temperatur. Es werden überwiegend elektronische Expansionsventile verwendet. Mit diesen kann die Kältemittelzufuhr zum Verdampfer sehr präzise geregelt werden. Dies stellt sicher, dass das Kältemittel im Verdampfer vollständig verdampft wird. Eine unvollständige Verdampfung führt zu Flüssigkeitsströpfchen im Dampf, welche den Verdichter beschädigen können.[32]

Die Energiebilanz der Kompressionswärmepumpe lautet:

$$0 = P_{KWP} + \dot{Q}_{Quelle} - \dot{Q}_{Senke} \quad (2-3)$$

P_{KWP} : Leistung Verdichter KWP

\dot{Q}_{Quelle} : Wärmestrom zum Verdampfer; Niedrigtemperaturwärme

\dot{Q}_{Senke} : Wärmestrom von Kondensator; Nutzwärme Mitteltemperatur

Die Temperaturgrenze für den Quelltemperatur ist von der Wahl des Kältemittels und der Auslegung der KWP abhängig. Für die Anwendung der Temperaturanhebung des Speicherinhalt eines PTES ist eine untere Temperaturgrenze von 10°C gängig.[33]

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{Senke}}{P} \quad (2-4)$$

ε : Leistungszahl KWP

Die Leistungszahl wird definiert als Verhältnis des nutzbaren Wärmestrom zur eingesetzten elektrischen Leistung. Die Leistungszahl ist von der Quelltemperatur, Senktemperatur und der Leistung abhängig. Wichtigster Zusammenhang ist die Differenz zwischen Quell- und Senktemperatur. Mit steigender Differenz fällt die Leistungszahl. Dies kann man aus folgender Gleichung ableiten, welche die Carnot-Leistungszahl einer KWP ermittelt. Die Carnot-Leistungszahl stellt die theoretisch maximal thermodynamisch mögliche Leistungszahl dar. Im Nenner steht die Temperaturdifferenz zwischen Kondensation und Verdampfung. Mit steigender Temperaturdifferenz wird die Leistungszahl daher kleiner.

$$\varepsilon_C = \frac{T_C}{T_C - T_V} \quad (2-5)$$

ε_C : Carnot Leistungszahl

T_C : Temperatur Kondensation

T_V : Temperatur Verdampfung

2.4 Elektrischer Heizkessel

Elektrische Heizkessel werden als Elektrodurchlauferhitzer oder als Elektrodenkessel (E-Kessel) ausgeführt. Durchlauferhitzer haben kleinere Leistungsgrößen und werden für die Warmwasserbereitung verwendet. Auf den Elektrodenkessel wird in diesem Kapitel näher eingegangen, weil er die übliche Variante zur Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen darstellt. Eine Elektrode wird in Wasser eingetaucht. Das Wasser dient als ohmscher Widerstand und erwärmt sich sobald die Elektrode mit Strom durchflossen wird. Dabei wird Wechselstrom verwendet. Das Wasser wird mit Zusatzmitteln behandelt, damit seine Leitfähigkeit für elektrischen Strom steigt. Die Wärmeübertragung ans Wärmenetz erfolgt deswegen indirekt über einen Wärmetauscher. Im Fernwärmenetz wird das Wasser auf eine andere Art behandelt, um Korrosion an Netzbestandteilen zu verhindern. Die Leistung des E-Kessels wird mechanisch über den Füllstand des Wassers reguliert. Die Elektroden sind von oben senkrecht in das Wasser eingetaucht. Um die Leistung zu erhöhen, wird der Füllstand erhöht, wodurch die Elektroden mehr von Wasser bedeckt werden. Auf diese Weise kann die Leistung eines E-Kessels auf einen sehr kleinen Teillastbetrieb hinuntergeregelt werden. Die Leistung kann außerdem sehr schnell verändert werden. Aus diesen Gründen eignen sich E-Kessel gut als Ausgleichs- und Kompelement in Erzeugersystemen mit erneuerbaren Energieträgern. Wenn die primäre Wärmeversorgung nicht ausreicht, um den Wärmebedarf zu decken, kann ein E-Kessel schnell hochgefahren und zugeschaltet werden. Der Wirkungsgrad liegt bei über 99%. [26][46]

2.5 Wärmenetze

Wärme- bzw. Fernwärmenetze werden in vier Generationen unterteilt. Wärmenetze der ersten Generation entstanden ab ca. 1880 und benutzen unter Druck stehenden Dampf als Wärmeträger. Der Dampf hat im Vorlauf Temperaturen zwischen 100-200°C und im Rücklauf Temperaturen von bis zu 80°C. Die hohen Temperaturen führen zu großen Wärmeverlusten. Der Dampf wirkt sich außerdem korrosiv auf die Stahlrohre aus, was zu einem hohen Wartungsaufwand führt. Im Vergleich zu neueren Wärmenetzen sind die Wärmegegestehungskosten daher hoch. [16]

Die zweite Generation Wärmenetze wurde zu Beginn der 1930er Jahre entwickelt. Statt Dampf wird unter Druck stehendes Wasser als Wärmeträger verwendet. Flüssiges Wasser

bietet den Vorteil besserer Wärmeleitung und höherer Wärmekapazität. Die Vorlauftemperatur ist niedriger als im Dampfnetz, beträgt aber im Vorlauf noch immer über 100°C. [16]

In den 1970er entstand die dritte Generation. Die Rohre werden nicht mehr vor Ort gedämmt, sondern industriell vorgefertigt. Die Vorlauftemperatur beträgt nun zumeist weniger als 100°C. Möglich ist das aufgrund neuer Heizungen in den Wohnungen, welche eine geringere Vorlauftemperatur benötigen. [16]

Die vierte Generation befindet sich noch in der Entwicklung und soll den Wärmesektor mit anderen Sektoren koppeln. Die volatile Stromerzeugung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen, welche in Zukunft noch mehr ausgebaut werden sollen, führt teilweise zur Überproduktion. Diese Überproduktion kann genutzt werden, um Kompressionswärmepumpen anzutreiben und damit Wärme zu gewinnen. Die Leistungszahl von Wärmepumpen ist besser, je geringer der Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und -senke ist. Die Senke ist das Wärmenetz, welches daher eine möglichst niedrige Temperatur haben soll. Auch Niedrigtemperaturabwärmequellen, wie z.B. Rechenzentren, können besser in ein Netz mit niedriger Temperatur eingespeist werden. Das Ziel ist es eine Rücklauftemperatur von bis zu ca. 20°C zu erreichen. Zurzeit sind alle Generationen von Fernwärmenetzen vertreten. [23][3]

Städte, die bereits ein Wärmenetz besitzen, betreiben dieses überwiegend weiter. Gründe dafür sind hauptsächlich die Investitionskosten und der planerische Aufwand für ein neues Netz, weil dann sämtliche Rohre neu dimensioniert und verlegt werden müssen. Dicht besiedelte Städte haben außerdem eine hohe Wärmebedarfsdichte, woraus sich kurze Wege für die Rohre ergeben. Deshalb sind die Wärmeverluste und Wärmegestehungskosten dort vergleichsweise gering. Deswegen werden selbst Wärmenetze der 1. Generation noch heute teilweise in Städten wie z.B. New York und Paris betrieben. [16]

3 Anlagentechnik

In dem Kapitel Anlage wird zunächst der Aufbau der Anlagen mit Kompressionswärmepumpe und Absorptionswärmepumpe erklärt. Anschließend wird auf verschiedene wesentliche Betriebszustände eingegangen und verschiedene Steuerungsmethoden verglichen. Letztlich werden die Bauteile dimensioniert.

3.1 Aufbau der Anlagen

In den folgenden zwei Unterkapiteln wird die Anlagentechnik mit Absorptions- bzw. Kompressionswärmepumpe erklärt. Zunächst werden die Wärmeenergieflüsse erklärt. Anschließend werden einzelne technische Komponenten erklärt.

3.1.1 Anlagentechnik mit Absorptionswärmepumpe

In Abbildung 7 ist das Wärmeflusschema der Anlagentechnik mit Absorptionswärmepumpe (AWP) dargestellt. Hauptsächlich soll die Wärme durch Parabolrinnenkollektoren (PRK) bereitgestellt werden. Die Kollektoren nutzen unter Druck stehendes Wasser als Wärmeträgerfluid. Die Kollektoren erzeugen Hochtemperaturwärme (HTW) mit Temperaturen von ca. 200°C. Diese HTW dient als Antriebsenergie für die AWP. Die produzierte Wärme deckt zunächst den Wärmebedarf des Wärmenetzes. Falls die Wärme den Bedarf übersteigt, wird der Überschuss im PTES gespeichert. Falls die PRK mehr Leistung erbringen, als die AWP aufnehmen kann, wird die HTW im Pufferspeicher gelagert. Wenn die PRK nicht mehr genügend Antriebsleistung für die AWP liefert, wird die HTW aus dem Pufferspeicher verwendet. Falls der Pufferspeicher energetisch voll ist, wird die Wärme über den Erzeugerkreiswärmetauscher in das Wärmenetz oder den PTES geleitet. Der Erzeugerkreiswärmetauscher befindet sich in der Abbildung auf der rechten Seite des E-Kessels.

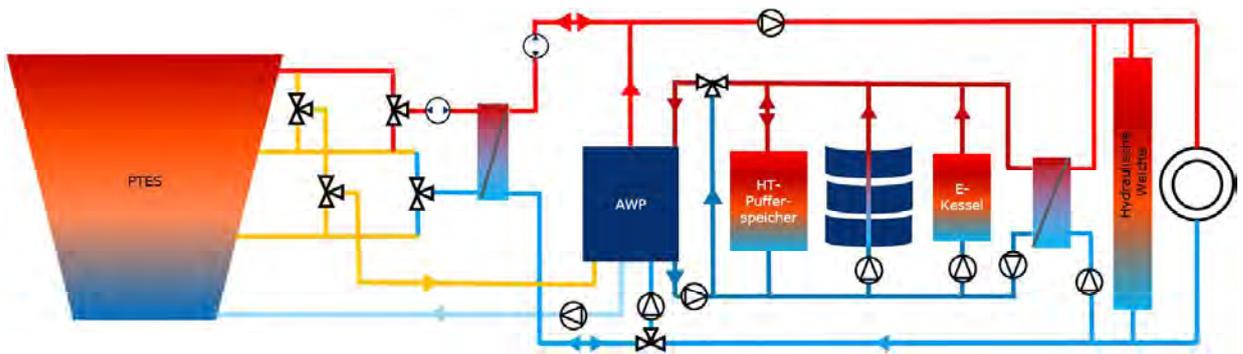


Abbildung 7: Schema der Anlage mit Absorptionswärmepumpe

Legende zur Abbildung 7:

Pumpe

Bidirektionale Pumpe

Drei-Wege-Ventil

Wärmetauscher

Parabolrinnenkollektor

Fernwärmenetz/ Wärmebedarf

Die Niedrigtemperaturwärmequelle, für die AWP sind die unteren Zonen des PTES. Die Niedrigtemperaturwärme (NTW) liegt in einem Temperaturbereich von 30 bis 50°C. Wenn keine NTW vorhanden ist, kann die AWP nicht betrieben werden. Die HTW wird dann über den in das Netz gespeist oder im PTES gespeichert.

In der folgenden Aufzählung wird die Priorität der Betriebszustände und der Energiefluss dargestellt. Die Symbole gleicher Ebene (arabische Zahlen, lateinische Buchstaben, römische Zahlen) stellen die verschiedenen Betriebszustände dar. Die Priorität fällt dabei ab, d.h. 1.) =höchste Priorität und wenn 1.) nicht möglich bzw. ausreichend dann 2.). Die verschiedenen Ebenen stellen den Energiefluss dar, d.h. z.B. die Wärme wird zunächst nach 2.) dann zu a. und schließlich zu i. geleitet.

- 1.) AWP
 - a. Wärmenetz
 - b. PTES
- 2.) Pufferspeicher
 - a. AWP
 - i. Wärmenetz
 - ii. PTES
 - b. Wärmenetz
 - c. PTES
- 3.) Wärmenetz
- 4.) PTES

Der Wärmebedarf des Wärmenetzes kann auf verschiedene Arten gedeckt werden. Mit höchster Priorität soll die von der AWP produzierte Wärme verwendet werden. Dies gilt aber nur

für den Betrieb mit HTW aus den PRK bzw. dem Pufferspeicher. Wenn die AWP nicht betrieben werden kann, wird der PTES entladen. Dies funktioniert aber nur solange die Temperatur der oberen Zone des PTES, höher oder gleich der Temperatur im Wärmenetz ist. Ist die Temperatur geringer muss sie über die AWP angehoben werden. Wenn keine HTW durch die PRK geliefert wird oder im Pufferspeicher vorhanden ist, muss sie durch den E-Kessel produziert werden. Der E-Kessel deckt auch Bedarfsspitzen, welche die Nennleistung der AWP übersteigen. Durch die Teilnahme am Day-Ahead-Strommarkt kann der E-Kessel aber auch betrieben werden, wenn die Stromkosten besonders günstig sind oder eine Stromabnahme vergütet wird. Der Day-Ahead-Strommarkt setzt die Stromkosten für den Folgetag stundengenau fest. Wenn der PTES nicht mehr als NTW-Quelle genutzt werden kann, seine Temperatur also unter 30°C liegt, kann die AWP nicht mehr betrieben werden, wie im Stand der Technik Kapitel „2.3.1 Absorptionswärmepumpe“ erklärt wurde. Der E-Kessel dient dann als einzige Wärmequelle.

Zusammenfassend werden die Wärmequellen wie folgt, mit abnehmender Priorität, genutzt.

- 1.) AWP mit PRK betrieben
- 2.) AWP mit Pufferspeicher betrieben
- 3.) Pufferspeicher entladen
- 4.) PTES entladen
- 5.) AWP mit E-Kessel betrieben
- 6.) E-Kessel

In den folgenden Absätzen werden Details der Anlage erklärt. AWP, E-Kessel und Pufferspeicher sind durch Rohrleitungen verbunden. Sie bilden den Erzeugerkreis. Die roten Leitungen im Erzeugerkreis haben eine höhere Temperatur als die blauen Linien. Die roten Leitungen stellen also den Vorlauf und die blauen Leitungen den Rücklauf der Erzeuger dar.

Die AWP ist in der Abbildung 7 links des Erzeugerkreises angeschlossen. Zwischen AWP und Pufferspeicher ist eine blaue Leitung zu sehen, welche in einem Drei-Wege Ventil mündet. Ein Teil des Rücklaufs der AWP wird dort wieder dem Vorlauf zugemischt. Dies ist der Vorlaufmischer der AWP. Der Vorlaufmischer regelt die Temperatur der Antriebswärme, sodass sie eine Temperatur von 160°C nicht übersteigt. Der Erzeugerkreis ist über einen Wärmetauscher auch mit dem Wärmenetz verbunden. Dieser ist auf der rechten Seite des E-Kessels. Der Wärmetauscher ist nötig, weil die Temperatur im Erzeugerkreis wesentlich höher als die Temperatur im Netz ist. Außerdem haben beiden Seiten unterschiedliche Druckniveaus.

Die AWP gibt die produzierte Wärme an das Wärmenetz ab. Dies ist durch die roten Leitungen, über der AWP dargestellt. Der PTES ist nicht direkt mit der Netzleitung des Fernwärmenetzes verbunden, stattdessen wird die Wärme über einen weiteren Wärmetauscher übertragen. Dieser ist rechts neben dem PTES zu sehen. Der Wärmetauscher ist notwendig, weil im Fernwärmenetz ein Überdruck und im PTES atmosphärischer Druck besteht. Vor und hinter diesem Wärmetauscher befinden sich bidirektionale Pumpen. Durch sie wird gesteuert, ob der PTES be- oder entladen wird.

Der PTES wird durch Rohre, an welche Diffusoren angeschlossen sind, befüllt. Die Temperaturspreizung des PTES reicht von 30-95°C. Die untere Grenze wird durch minimal nutzbare Temperatur der AWP bestimmt. Die obere Grenze bildet das Ende des flüssigen

Aggregatzustandes von Wasser bei atmosphärischem Druck. Der PTES verfügt über vier Rohranschlüsse, dadurch kann Wärme auf dem passenden Temperaturniveau entnommen oder befüllt werden. Zusätzlich zu den Leitungen zum Wärmetauscher sind auch zwei Leitungen zur AWP vorhanden, welche Vor- bzw. Rücklauf bilden. Im Kapitel Betriebszustände wird erklärt, wie diese Anschlüsse verwendet werden.

3.1.2 Anlagentechnik mit Kompressionswärmepumpe

In der Legende von Abbildung 7 ist auch auf Abbildung 8 anzuwenden. In dieser sind die Wärmeströme der Anlagentechnik mit Kompressionswärmepumpe (KWP) dargestellt. Die Wärme wird hauptsächlich durch Flachkollektoren erzeugt. Die Wärme wird über den Wärmetauscher vom Erzeugerkreis in das Wärmenetz gespeist. Übersteigt die Wärmeproduktion den Wärmebedarf, wird die Wärme im PTES gespeichert. Bei Lastspitzen der Kollektoren wird die Wärme im Pufferspeicher zwischengespeichert.

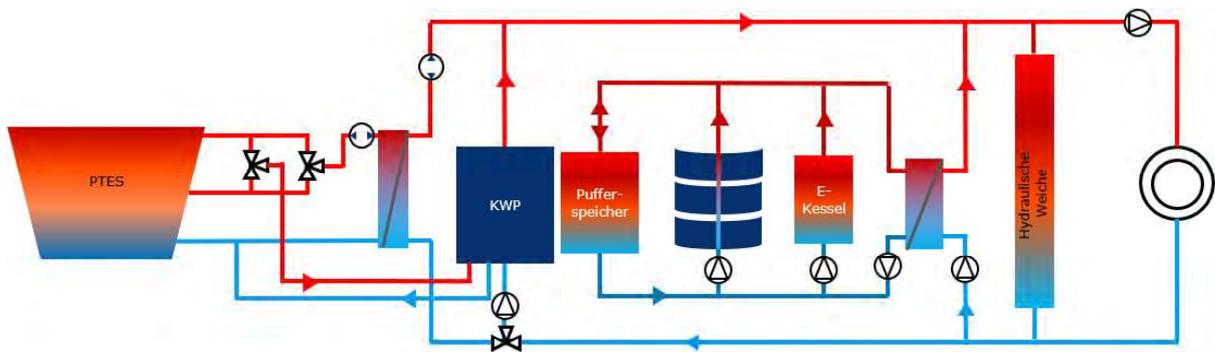


Abbildung 8: Schema der Anlage mit Kompressionswärmepumpe

Zusammenfassend wird die Wärme der Kollektoren wie folgt, mit abnehmender Priorität, genutzt.

- 1.) Wärmenetz
- 2.) Pufferspeicher beladen
- 3.) PTES beladen

Wenn Wärmebedarf besteht, wird zunächst die Wärme aus den Kollektoren und dem Pufferspeicher genutzt. Wenn sie nicht ausreichen, wird der PTES entladen. Wenn die Temperatur im PTES niedriger als im Netz ist, wird die KWP betrieben, um die Temperatur anzuheben. Falls der Bedarf dadurch nicht gedeckt werden kann, wird Wärme durch den E-Kessel erzeugt.

Die Wärmeerzeuger werden mit folgender abnehmender Priorität genutzt.

- 1.) Solarkollektoren
- 2.) PTES entladen
- 3.) PTES mit KWP entladen
- 4.) E-Kessel

Kollektoren, E-Kessel und Pufferspeicher bilden den Erzeugerkreis. Der Erzeugerkreis ist über den Wärmetauscher, rechts vom E-Kessel, mit dem Wärmenetz verbunden. Vor dem PTES gibt es wiederum einen weiteren Wärmetauscher, welcher den PTES und das Wärmenetz hydraulisch trennt. Vor und hinter diesem Wärmetauscher befinden sich wiederum bidirektionale Pumpen, um den PTES zu be- oder entladen.

Es gibt drei Rohranschlüsse am PTES. Die Anlage würde auch mit nur zwei Anschlüssen funktionieren. Allerdings kann durch den weiteren Anschluss in der Mitte, der PTES besser befüllt werden. So wird ein Überhitzen in der obersten Zone verhindert werden. Zusätzlich zu den Leitungen zum Wärmetauscher, sind auch zwei Leitungen zur KWP vorhanden, welche Vor- bzw. Rücklauf bilden. Im Kapitel Betriebszustände wird erklärt, wie diese Anschlüsse verwendet werden. Eine KWP kann die Temperatur des PTES auf bis zu 10°C herunterkühlen. Deshalb reicht die Temperaturspreizung des PTES von 10 bis 95°C.

3.2 Betriebszustände

In diesem Kapitel werden exemplarisch die wesentlichen Betriebszustände der beiden Anlagen dargestellt. Diese sollen verdeutlichen wie die Systeme in der Praxis funktionieren. Aufgrund der Kombinierbarkeit verschiedener Zustände wird nicht auf alle Betriebszustände im Detail eingegangen werden. Die folgenden Zustände sind entweder Hauptbetriebszustände für die die Systeme ausgelegt sind oder kritische Zustände, welche nur selten auftreten sollten, aber dennoch beachtet werden müssen, um die Funktionalität der Anlage zu gewährleisten.

3.2.1 Betriebszustände der Anlagentechnik mit Absorptionswärmepumpe

Der in Abbildung 9 dargestellte Betriebszustand ist der wesentliche, um Wärme zu produzieren und den PTES zu befüllen. Die Parabolrinnenkollektoren (PRK) wandeln Solarstrahlung in Hochtemperaturwärme (HTW) um. Die HTW treibt die Absorptionswärme (AWP) an. Die Leistung der HTW, welche die Leistungsgrenze der AWP übersteigt, wird in dem Hochtemperaturpufferspeicher zwischengespeichert. Ein Anteil der von der AWP produzierten Wärme wird direkt in das Fernwärmenetz geleitet. Der Überschuss an Wärmeproduktion wird in den PTES geleitet. Die Pumpen rechts und links des Wärmetauschers sind so eingestellt, dass Wasser in Richtung des PTES fließt. Die Drei-Wege-Ventile sind so eingestellt, dass das Wasser in die erste Zone (I) des PTES geführt wird. Die rote Linie auf der linken Seite des Wärmetauschers zeigt den Weg des Wassers in die erste Zone an. Die blaue Linie links des Wärmetauschers stellt den Vorlauf auf PTES-Seite dar. Die Ventile sind so eingestellt, dass Wasser aus der zweiten Schicht (II) des PTES für den Vorlauf verwendet wird. Die dritte Schicht (III) des PTES dient als Niedrigtemperaturwärmequelle (NTW) für die AWP. Die gelbe Linie stellt den Weg des Vorlaufs der NTW dar, welcher wiederum durch die passende Einstellung der Drei-Wege-Ventile eingestellt wird. Der Rücklauf der NTW ist hellblau gefärbt. Beim Rücklauf befindet sich auch die Pumpe, welche eingeschaltet ist und für die Zirkulation der NTW sorgt. Der Rücklauf der NTW wird in die unterste Schicht des PTES (IV) geleitet.

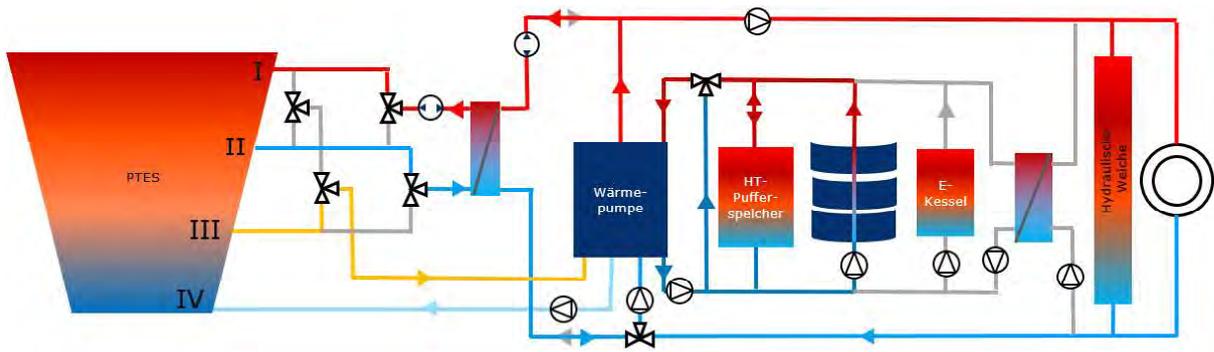


Abbildung 9: 1. Betriebszustand AWP; Kollektoren produzieren Wärme, AWP produziert Wärme, Einspeisung PTES

Zusammenfassend ist der HTW-Energiefluss im Erzeugerkreis wie folgt:

- 1.) PRK
 - a. AWP
 - b. Pufferspeicher.

Der NTW-Energiefluss stellt sich wie folgt dar:

- 1.) PTES (hydraulisch Zone III -> IV)
 - a. AWP

Die produzierte Wärme ist die Summe aus HTW und NTW:

- 1.) HTW+NTW
 - a. AWP
 - i. Wärmenetz
 - ii. PTES (hydraulisch Zone II -> I).

Dieser Betriebszustand tritt bei aktiver Solarstrahlung auf. Er ist typisch für die Mittagszeit der wärmeren Hälfte des Jahres, weil dort der Wärmebedarf gering ist, während gleichzeitig ein hohes Angebot an solarer Strahlung besteht. Zum Abend nimmt die Strahlung ab. Die AWP wird dann weiter mit dem Pufferspeicher betrieben, bis dieser keine nutzbare Wärme mehr enthält. Es verändert sich also außer des Abschaltens der PRK wenig im Betrieb.

Ein weiterer ähnlicher Betriebsfall tritt auf, wenn der PTES nahezu leer ist und das Wasser in Schicht III zu kalt ist, um als NTW zu dienen. Dies geschieht überwiegend zum Beginn der warmen Jahreshälfte. Dann dient stattdessen Zone II als NTW. Als Vorlauf für den Wärmetauscher dient dann Wasser aus Zone III. In Abbildung 10 ist dieser Variation dargestellt.

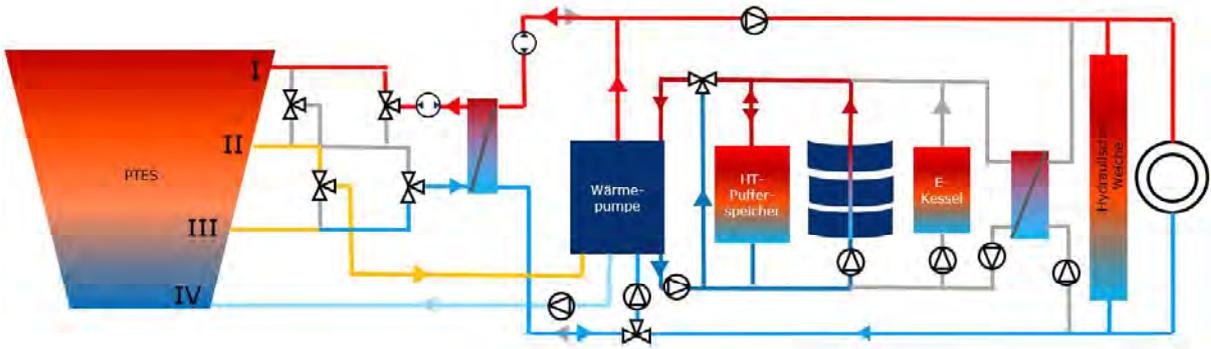


Abbildung 10: Variation 1. Betriebszustand AWP; Kollektoren produzieren Wärme, AWP produziert Wärme, Einspeisung PTES; Ausschnitt Verrohrung PTES

Ein weiterer Betriebszustand tritt auf, wenn die Wärme der AWP nicht ausreicht, um den Fernwärmebedarf zu decken. Wenn sich dann Wärme auf Netztemperaturniveau im PTES befindet, dient dieser als zusätzliche Wärmequelle. Die bidirektionalen Pumpen links und rechts des PTES-Wärmetauschers, werden dann in die andere Richtung geschaltet. Der Vorlauf für den Wärmetauscher kommt aus Zone I. Der Rücklauf wird in Zone I oder II geleitet.

Im Betriebszustand, der in Abbildung 11 gezeigt ist, wird die HTW durch den E-Kessel erzeugt. Die HTW treibt die AWP an. Als NTW-Quelle dient, wie durch die gelbe Linie dargestellt, die oberste Zone des PTES. Die AWP erzeugt die Menge an Wärme, welche notwendig ist, um den Wärmebedarf zu decken.

Dieser Fall tritt ein, wenn die Temperatur im PTES nicht mehr hoch genug ist, um direkt in das Fernwärmenetz eingespeist zu werden und die PRK keine HTW liefern. Das tritt typischerweise in der kalten Jahreszeit auf. Über die Ventileinstellungen auf PTES-Seite wird die NTW auf passendem Temperaturniveau für die AWP entnommen.

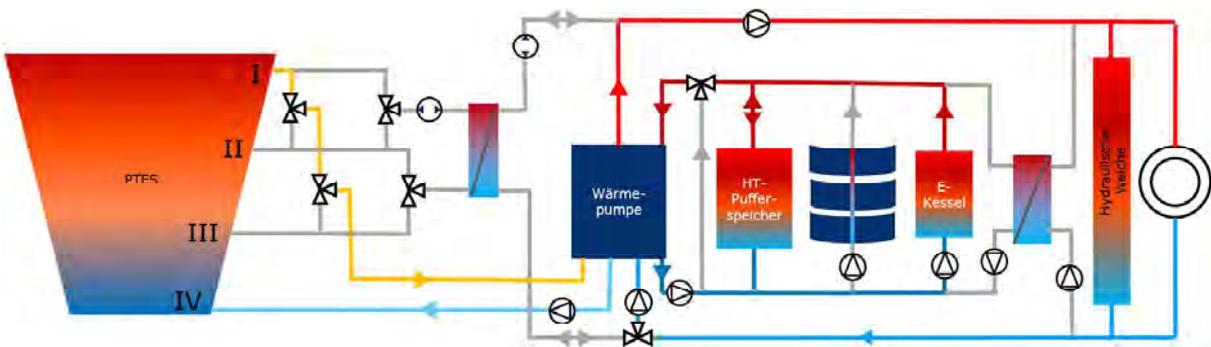


Abbildung 11: 2. Betriebszustand AWP; E-Kessel produziert Wärme; AWP produziert Wärme

Zusammenfassend ist der HTW-Energiefluss im Erzeugerkreis wie folgt:

- 1.) E-Kessel
 - a. AWP
 - b. Pufferspeicher

Der NTW-Energiefluss stellt sich wie folgt dar:

- 1.) PTES (hydraulisch Zone I -> IV)
 - a. AWP

Die produzierte Wärme ist die Summe aus HTW und NTW:

- 1.) HTW+NTW
 - a. AWP

Generell sollte der E-Kessel nur im Notfall betrieben werden, weil der notwendige Strom zusätzliche Kosten verursacht. Der E-Kessel kann aber auch betrieben werden, wenn Strom besonders günstig ist oder eine Stromabnahme vergütet wird. Dafür wäre eine Teilnahme am Day-Ahead Strommarkt notwendig. Falls die AWP-Wärmeproduktion den Wärmebedarf des Netzes übersteigt, wird die Wärme im PTES gespeichert. Das Wasser in den PTES-Rohren fließt dann wie in den vorherigen Betriebszuständen. Voraussetzung ist, dass sich genug NTW im PTES befindet, um die AWP zu betreiben. Außerdem muss der PTES noch freie Kapazität haben, um die Wärme aufzunehmen.

Der nächste Betriebszustand ist in Abbildung 12 dargestellt. Die PRK produzieren HTW. Über den Erzeugerkreiswärmetauscher wird die Energie der HTW an das Wärmenetz übergeben. Ein Anteil dient der Bedarfsdeckung. Der Überschuss wird über den PTES-Wärmetauscher in den PTES gespeichert. Die blaue und rote Linie auf PTES-Seite stellen jeweils den Vorlauf und Rücklauf dar. Es wird Wasser aus Zone III für den Vorlauf verwendet und die Wärme durch den Rücklauf in Zone II geführt.

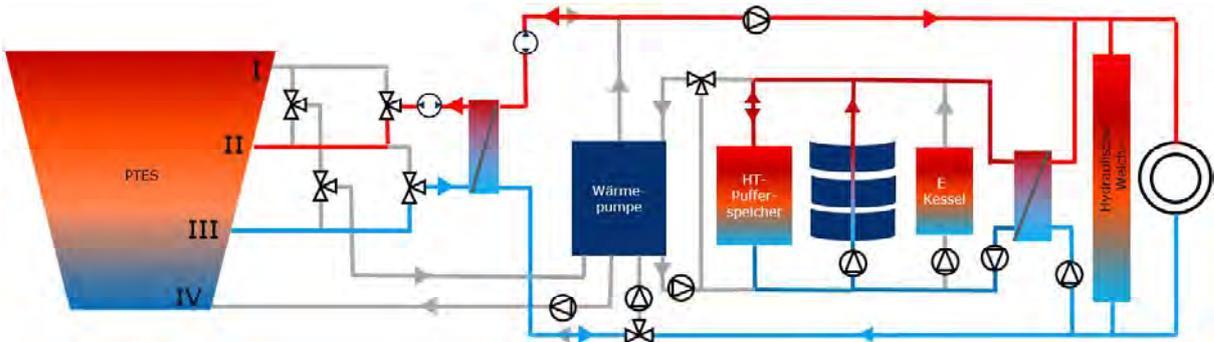


Abbildung 12: 3. Betriebszustand AWP; PRK produzieren Wärme, AWP produziert keine Wärme, Einspeisung PTES

Zusammenfassend stellt sich der Wärmefluss wie folgt dar:

- 1.) PRK
 - a. Wärmenetz
 - b. Pufferspeicher
 - c. PTES

Dieser Fall tritt ein, wenn der PTES fast vollständig mit heißem Wasser gefüllt ist. Es gibt dann noch Kapazität zur Speicherung, jedoch keine NTW mehr, um die AWP zu betreiben. Da das Wasser in der obersten Schicht bereits 95°C erreicht hat, wird das Wasser stattdessen in Zone

II geführt. Dieser Fall tritt zum Ende des Sommers ein, wenn der PTES fast vollständig energetisch gefüllt ist.

Falls der PTES voll ist, kann die Wärme nur noch in das Fernwärmenetz oder in den Hochtemperaturspeicher eingespeist werden. Wenn die Wärmeproduktion der PRK den Bedarf überschreitet und der Pufferspeicher keine Wärme mehr aufnehmen kann, müssen die PRK aus der Sonne gedreht werden. Ein mechanisches System, um die PRK zu drehen, ist installiert damit die PRK der Sonne nachgeführt werden können, wie im Stand der Technik Kapitel „Parabolrinnenkollektoren“ beschrieben. Werden die PRK nicht aus der Sonne gedreht, heizt sich das Wärmeträgerfluid immer weiter auf und erreicht Temperaturen, für die die verwendeten Materialien nicht ausgelegt sind. Dadurch kann die Anlage permanente Schäden erleiden. Die Temperatur des Wärmeträgerfluid muss also gemessen werden, um ein Notaus, wenn nötig, einzuleiten. Allerdings wird dann das Potenzial der Wärmeerzeugung nicht voll genutzt. Der PTES sollte deshalb idealerweise so ausgelegt sein, dass sein maximaler Füllstand nur für einen minimalen Moment besteht.

Eine weitere Variante des im Schema von Abbildung 12 dargestellten Betriebszustandes kann zu Beginn des Jahres vorkommen. Der Speicher wurde über den Winter vollständig entleert. Mit der AWP kann Wärme bis zu 30°C verwendet werden. Die Wärmeverluste des PTES führen dazu, dass die Temperaturen noch weiter sinken. Wenn die PRK dann wieder beginnen Wärme zu produzieren, kann die AWP, aufgrund einer fehlenden NTW-Quelle, nicht betrieben werden. Die Energie der HTW wird dann, wie bei den vorherigen Betriebszuständen, über den Erzeugerkreiswärmetauscher übertragen.

3.2.2 Betriebszustände der Anlagentechnik mit Kompressionswärmepumpe

Im Schema der Abbildung 13 wird der Hauptbetriebszustand des Systems mit KWP zu Befüllung des PTES dargestellt. Die Flachkollektoren produzieren Wärme. Diese wird in dem Pufferspeicher oder direkt in das Fernwärmenetz geliefert. Die Wärme, welche den Bedarf übersteigt, wird über den PTES-Wärmetauscher an die PTES-Rohre übertragen. Für den Vorlauf auf PTES-Seite dient Wasser aus der untersten Schicht. Das heiße Wasser im Rücklauf wird in die oberste Schicht geleitet.

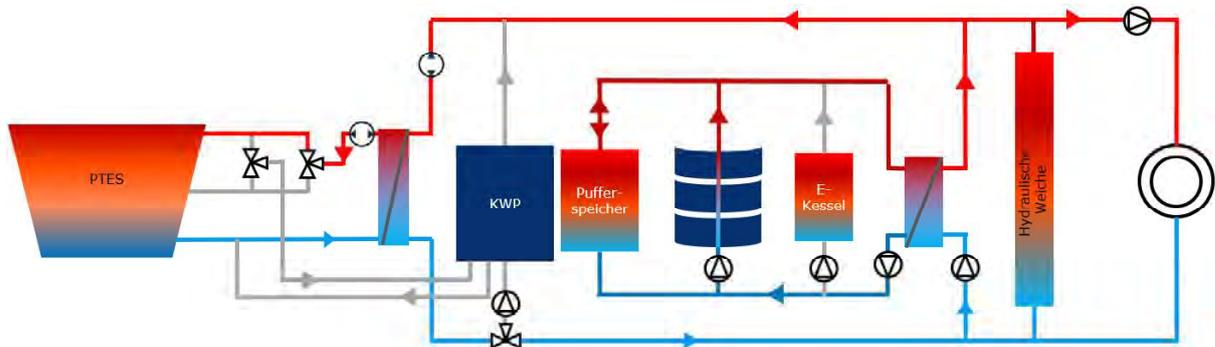


Abbildung 13: 1. Betriebszustand KWP; PRK produzieren Wärme; PTES wird befüllt

Der Energiefluss stellt sich wie folgt dar:

- 1.) Flachkollektoren
 - a. Wärmenetz
 - b. Pufferspeicher
 - c. PTES.

Wie beim zuerst erklärten Zustand der AWP tritt dieser Zustand in der wärmeren Hälfte des Jahres auf. Dort übersteigt die Wärmeproduktion üblicherweise den Bedarf. Alternativ kann die mittlere Zone des PTES befüllt werden.

Dem PTES wird Wärme über die oberste Schicht entzogen. Das Wasser von dort stellt den Vorlauf für den PTES-Wärmetauscher. Der Rücklauf gelangt zurück in die unterste Schicht. Die Wärme wird vom Fernwärmenetz aufgenommen, was in Abbildung 14 zu sehen ist.

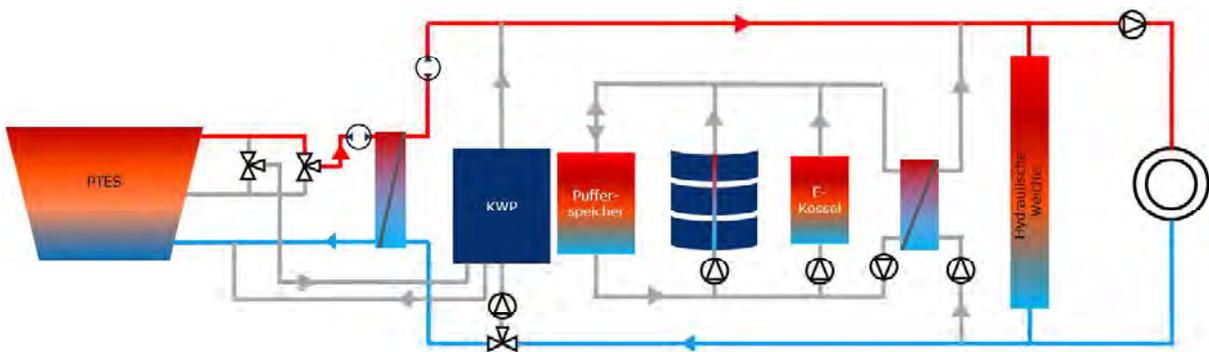


Abbildung 14: 2. Betriebszustand KWP; PTES deckt Wärmebedarf, KWP nicht betrieben

Der Energiefluss stellt sich wie folgt dar:

- 1.) PTES
 - a. Wärmenetz.

Dieser Zustand ist üblich von Anfang Herbst bis zu den ersten Wintermonaten. Der PTES wurde im Sommer befüllt und enthält Wärme auf einem hohen Temperaturniveau. Solange die Temperatur im PTES der des Netzes entspricht, kann direkt in dieses eingespeist werden, und der Betriebszustand weiter fortgeführt werden.

Dieser Fall tritt auch in Kombination mit anderen Zuständen auf. Wenn z.B. die Flachkollektoren Wärme produzieren, können sie zugeschaltet werden, um einen Teil des Bedarfes zu decken. Das Schema ist dann ähnlich dem ersten der KWP, nur dass jetzt dem PTES Wärme entzogen wird.

Im folgenden Betrieb wird das Wasser aus der obersten Schicht des PTES entnommen und in die KWP geleitet. Dies ist in Abbildung 15 dargestellt. Sie dient der KWP als Wärmequelle. Als weitere Energiequelle benötigt die KWP elektrischen Strom. Dies ist im Schema nicht dargestellt, weil dort nur Wärmeströme angezeigt werden. Durch die KWP kann die Wärme des PTES an das Fernwärmenetz übertragen werden. Der Wärmestrom des Netzes ist durch die untere rechte blaue Linie und obere rote Linie an der KWP dargestellt. Der Rücklauf des PTES ist die linke blaue Linie an der KWP. Dieser wird in die unterste Schicht des PTES gefüllt.

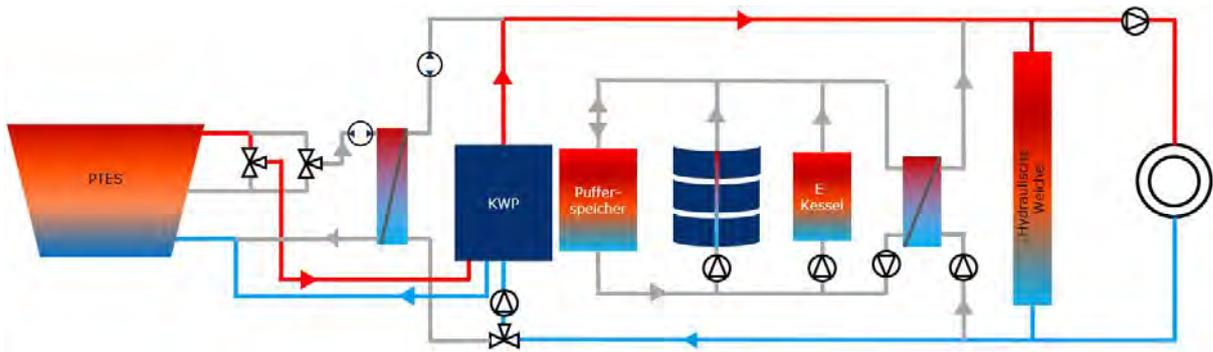


Abbildung 15: 3. Betriebszustand KWP; PTES deckt Wärmebedarf, KWP wird betrieben

Der Wärmeenergiefluss stellt sich wie folgt dar:

- 1.) PTES
 - a. KWP
 - i. Wärmenetz

Dieser Zustand setzt nach dem zuvor beschrieben Betriebszustand ein. Dem PTES wurde so viel Energie entzogen, dass seine Temperatur nicht mehr der des Netzes entspricht. Dieser Zustand tritt üblicherweise in den Wintermonaten ein. Die KWP kann betrieben werden bis der PTES eine Temperatur von ungefähr 10°C erreicht hat, wie im Kapitel „2.3.2 Kompressionswärmepumpe“ aufgezeigt wurde. Allerdings nimmt die Leistungszahl der KWP mit größerem Temperaturunterschied zwischen PTES und Wärmenetz immer weiter ab. Das heißt es wird immer mehr Strom benötigt, um die Temperatur der Wärme anzuheben. Dieser Zustand kann auch mit gleichzeitigem Betrieb der Kollektoren vorkommen. Dies kann z.B. an sonnigen Wintertagen geschehen.

Wenn die Temperatur im PTES die minimale Temperatur der KWP unterschreitet, kann die KWP nicht mehr betrieben werden. In diesem Fall wird die Wärme durch den E-Kessel bereitgestellt. Seine Wärme wird über den Wärmetauscher am Erzeugerkreis an das Fernwärmenetz abgegeben. Der Betriebszustand ist in Abbildung 16 dargestellt.

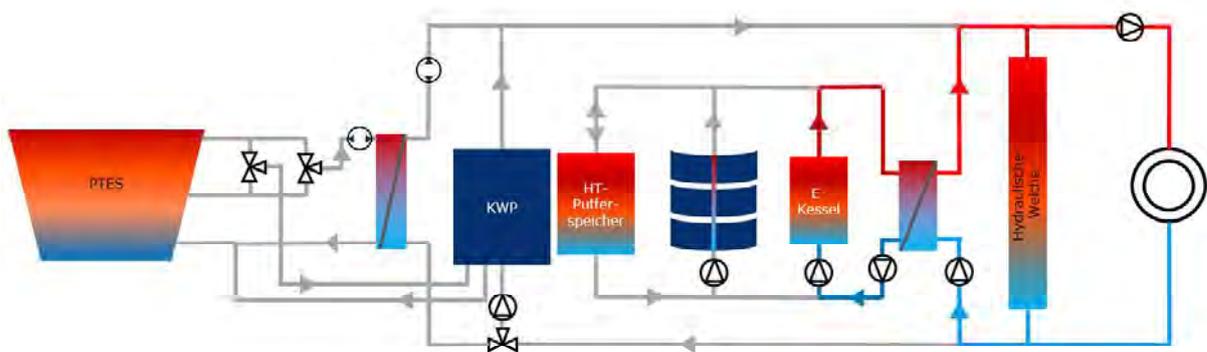


Abbildung 16: 4. Betriebszustand KWP; E-Kessel deckt Wärmebedarf

3.3 Steuerungsstrategien

Für die Steuerung des Betriebs können verschiedene Methoden verwendet werden. Drei verschiedene Funktionsweisen und ihre Umsetzung werden im Folgenden beschrieben. Anschließend werden Ihre Vor- und Nachteile tabellarisch verglichen. Schließlich wird eine Entscheidung getroffen, welche Steuerung genutzt werden soll.

Zunächst gibt es die Möglichkeit einer klassischen Regelung. Bei dem Regler ist eine Kennlinie hinterlegt, welche die Außentemperatur zur Vorlauftemperatur des Netzes umrechnet. Diese Information wird dann an die Anlage weitergegeben, welche dann versucht diese Temperatur zu halten. Der Massenstrom wird über eine Druckdifferenzregelung geregelt. Diese versucht den Druck im Netz immer konstant zu halten. Wenn die Heizungen der Verbraucherinnen und Verbraucher eingeschaltet werden, sinkt der Druck im Netz. Die Pumpen gleichen diesen Druckverlust dann wieder aus, wodurch der Volumenstrom erhöht wird. Solch eine Regelung kann z.B. mit einem PID-Regler umgesetzt werden. PID steht für Proportional-, Integral und Differenzialregler. [2]

Eine weitere Möglichkeit ist die modellprädiktive Regelung (eng. Model Predictive Control=MPC). Bei der MPC wird zu jedem Zeitpunkt eine detaillierte Simulation der gesamten Anlage durchgeführt. Als Input können neben den Echtzeitdaten auch zukünftige Daten genutzt werden wie z.B. die Wettervorhersage oder der Day-Ahead-Strommarkt. Durch Wettervoraussagen kann der voraussichtliche Wärmebedarf abgeschätzt werden. Die Echtzeitdaten wie z.B. Außentemperatur, Netztemperatur und Energie im Speicher werden durch entsprechende Sensoren gemessen. Alle Bauteile im System werden mit Sensoren ausgestattet. Die MPC nutzt all diese Eingangsparameter, um eine Simulation der Anlage durchzuführen und diese z.B. hinsichtlich Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Es kann z.B. entschieden werden, dass Wärme im Pufferspeicher bleiben soll, weil in nächster Zeit ein großer Wärmebedarf besteht. Die Regelung erkennt, dass es zu Verlusten führen würde die Wärme in den PTES zu speichern nur um sie kurze Zeit später wieder von dort zu entnehmen. Für diese Regelung ist ein Prozessrechner notwendig, um die Simulation durchzuführen.[10]

Schließlich wird noch die vorrauschauende Regelung betrachtet. Diese kann als vereinfachte Version der MPC angesehen werden. Wie auch bei der MPC werden z.B. Wetterdaten genutzt, um den Wärmebedarf und die Wärmeproduktion abzuschätzen. Allerdings wird hier keine Simulation durchgeführt. Stattdessen werden Befehle hinterlegt, welche die Anlage abhängig von den Eingangsparametern steuern. [10]

Tabelle 2: Vor- und Nachteile von PID, MPC und vorrausschauender Regelung

	PID	MPC	Vorrausschauende Regelung
Vorteile	einfach umzusetzen	Bestmögliche Prozessoptimierung; Kann Energieverluste minimieren, indem Wärme nur bereitgestellt wird wenn sie gebraucht wird	Relativ einfach umzusetzen; Geringere Kosten als MPC
Nachteile	Bezieht zukünftigen Wärmebedarf sowie Wärmeproduktion nicht ein; Dadurch kein optimaler Betrieb und erhöhte Verluste	Kosten Prozessrechner für Simulation; Kosten Entwicklung Simulation; Aufwendige Entwicklung Simulationsmodell und Einbindung in Hardware	Erreicht nicht Betriebsoptimum der MPC

Für die Anlagen dieser Arbeit wird die vorrausschauende Regelung gewählt. Sie kann im Gegensatz zum PID-Regler die Füllzustände der Speicher optimieren. Dadurch werden Wärmeverluste vermieden. Die vorrausschauende Regelung ist außerdem kostengünstiger und einfacher zu implementieren als eine MPC. In EP wird der Betrieb der Anlage für jeden Monat optimiert. Die Regelung im Modell entspricht daher am ehesten der MPC Regelung.

3.4 Dimensionierung

Die Anlagenelemente werden anhand eines Wärmebedarfs ausgelegt. In Deutschland beträgt der Energiebedarf für Raumwärme bei 503 TWh und für Warmwasser bei 105 TWh [37]. Dividiert man den Gesamtwärmebedarf durch die Einwohnerzahl Deutschlands (ca. 83,2 Millionen) ergibt sich ein pro Kopf Wärmebedarf von 7300 kWh. Der Wärmebedarf beträgt in der Simulation 9 GWh. Damit können ca. 1200 Menschen versorgt werden. Der Standort der Anlage ist Berlin und das Betrachtungsjahr ist 2017. Dies Jahr wurde gewählt, weil es Wettertechnisch ein relativ durchschnittliches Jahr war, was im Kapitel „5.3. Wettereinfluss“ näher betrachtet wird.

In dem Diagramm, welches in Abbildung 17 enthalten ist, wird die benötigte Raum- und Wasserwärme über ein Jahr stündlich dargestellt. Die benötigte Raumwärme ist abhängig von den äußeren Temperaturen und wird über eine lineare Heizkennlinie und ein stundenscharfes wöchentliches Lastprofil ermittelt. Mit sinkenden Temperaturen steigt der Raumwärmebedarf an. Wenn eine Außentemperatur von 15 °C erreicht wird, werden die Heizungen ausgeschaltet und keine Raumwärme mehr benötigt. Außerdem wird in den Monaten Juni, Juli und August grundsätzlich keine Raumwärme bereitgestellt. Der Warmwasserbedarf ist dagegen unabhängig von der Außentemperatur und wird mit 15% des Gesamtwärmebedarfs angesetzt.[22]

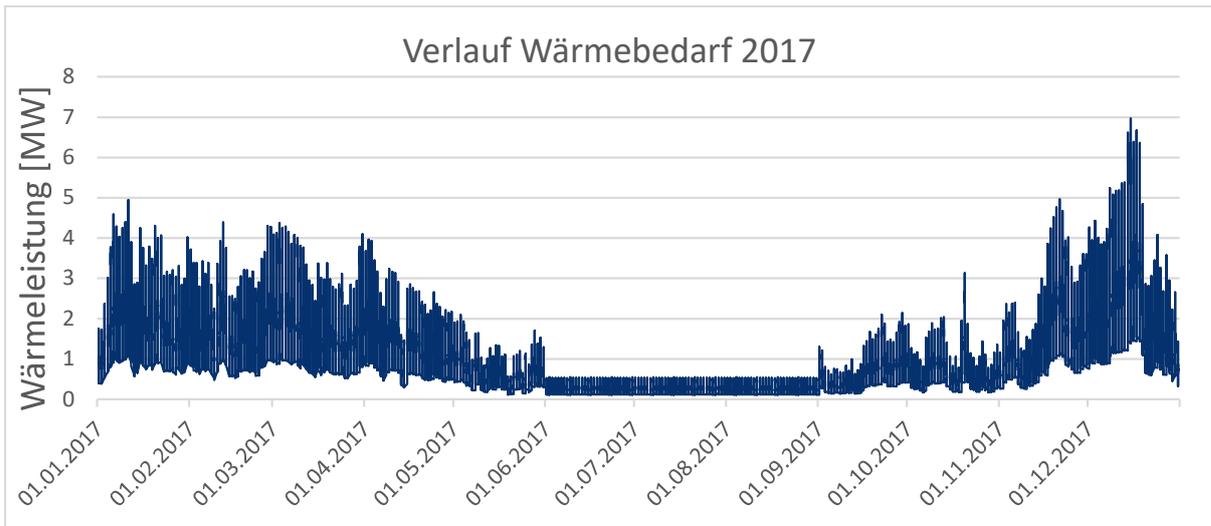


Abbildung 17: Wärmeleistung 2017; abgeleitet aus einem Standardwochenlastprofil für Wohnräume und einem Gesamtwärmebedarf von 9 GWh

Im Januar ist der Wärmebedarf hoch mit Lastspitzen von bis zu 5 MW. Der Wärmebedarf schwankt jedoch über einen Tag und fällt zwischendurch auf 0,5-1 MW ab. Das Bedarfsmittel bleibt bis Anfang April ungefähr gleich und sinkt dann bis zum Juni immer weiter ab. Der Wärmebedarf hat seinen Tiefpunkt von Juni bis August, wo er sich periodisch zwischen ca. 0,1 und 0,5 MW befindet. Ab September bis Mitte Dezember steigt der Wärmebedarf und erreicht im Maximum 7 MW.

Die Nennleistung der Wärmepumpen muss so groß sein, dass die Wärmeversorgung zu allen Zeiten gesichert ist. Die größten Lastspitzen umfassen allerdings nur wenige Stunden. Dies wird im unteren Diagramm veranschaulicht. Dort ist die Dauerkurve des Wärmebedarfs dargestellt. Es wird eine Nennleistung von 5 MW für die Wärmepumpen festgesetzt. Leistungen von größer als 5 MW werden nur ca. 20 h im Jahr erreicht. Die Differenz der Lastspitzen wird durch einen E-Kessel gedeckt. Dieser muss mindestens eine Größe von 2 MW haben. Um die Wärmeversorgung zu allen Zeiten zu garantieren hat auch der E-Kessel eine Nennleistung von 5 MW.

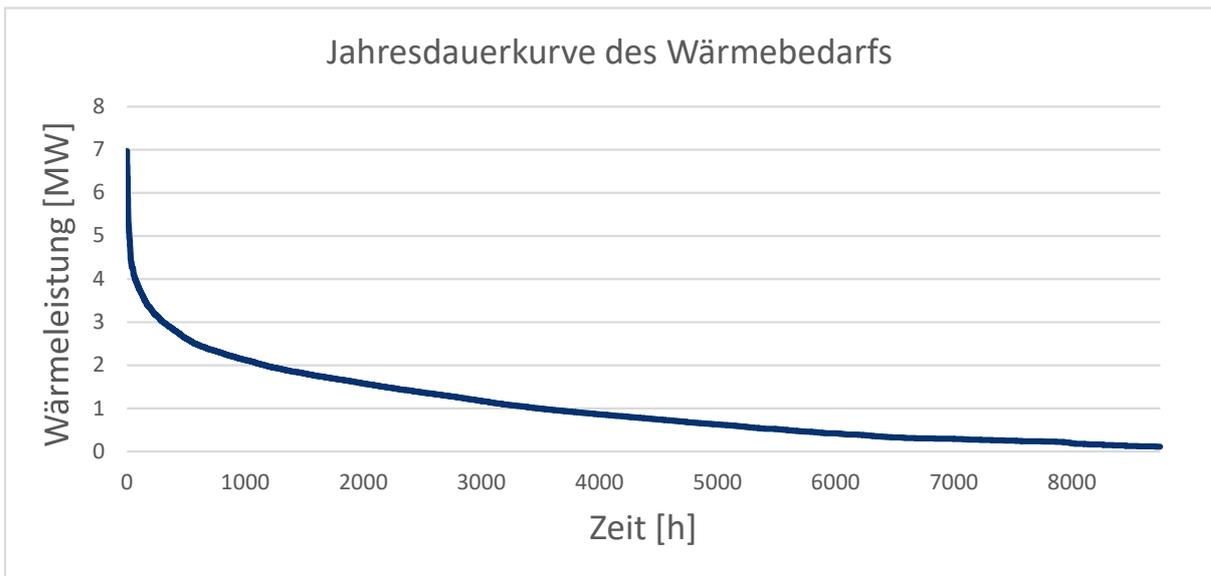


Abbildung 18: Jahresdauerkurve des Wärmebedarfs; abgeleitet aus einem Standardwochenlastprofil für Wohnräume und einem Gesamtwärmebedarf von 9 GWh

Die Kollektoren sollen die primäre Wärmeversorgung darstellen. Sie sollen aber auch nur so viel erzeugen, wie vom System genutzt werden kann. Das heißt am Ende des Jahres soll der PTES keine nutzbare Wärme mehr enthalten. Die Größe der Kollektoren wird iterativ durch die Simulation bestimmt. Als Referenz dient das System mit Kompressionswärmepumpe. Es ergibt sich eine Wärmeerzeugung durch die Kollektoren von 8,2 GWh. Die Parabolrinnenkollektoren werden so ausgelegt, dass auch sie 8,2 GWh Wärme erzeugen. Die Aperturflächen ergeben sich aus der Simulation und sind in Tabelle 5 enthalten.

Die Wärmetauscher und Rohre des Systems sollen die Spitzenwärmeleistung von 7 MW übertragen können. Die Nennleistung der Wärmetauscher beträgt daher 7 MW. Der Durchmesser der Rohre wird wie folgt berechnet.

$$\dot{Q}_{max.WB} = \dot{m} \cdot c_{Wasser} \cdot \Delta T_{WN} \quad (3-1)$$

$$\dot{m} = v \cdot A_{Rohr} \cdot \rho_{Wasser} \quad (3-2)$$

$$A_{Rohr} = \left(\frac{d_{Rohr}}{2} \right)^2 \cdot \pi \quad (3-3)$$

Die Temperaturdifferenz in Formel 3-1 ergibt sich aus dem Unterschied zwischen Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmenetzes. Sie soll 30K betragen.

Um den Durchmesser der Rohre zu bestimmen, muss zunächst eine Fließgeschwindigkeit angenommen werden. In Tabelle 3 sind die zulässigen Geschwindigkeiten abhängig von der Rohrgröße dargestellt. Geschwindigkeit und Durchmesser müssen daher iterativ ermittelt

werden. Für die erste Rechnung wird Nenndurchmesser von 150 mm angenommen, was zu einer Fließgeschwindigkeit von 2,5 m/s führt.

Gleichung 3-3 wird in Gleichung 3-2 eingesetzt und diese wiederum in Gleichung 3-1. Die Gleichung wird dann umgestellt, um den Rohrdurchmesser zu erhalten.

$$d_{Rohr} = 2 \cdot \sqrt{\frac{\dot{Q}_{max.WB}}{v \cdot \rho_{Wasser} \cdot c_{Wasser} \cdot \Delta T \cdot \pi}}$$

$\dot{Q}_{max.WB}$: maximaler Wärmebedarf = 7000*10³ J/s

v: Fließgeschwindigkeit = 2,5 m/s

ρ_{Wasser} : Dichte Wasser = 998 kg/m³

c_{Wasser} : spezifische Wärmekapazität Wasser = 4180 J/(kg*K)

ΔT_{WN} : Temperaturdifferenz VL und RL Wärmenetz = 30 K

$$d_{Rohr} = 2 \cdot \sqrt{\frac{7000 \cdot 10^3 \text{ J} \cdot \text{s} \cdot \text{kg} \cdot \text{K}}{2,5 \text{ m} \cdot 998 \text{ kg} \cdot 4180 \text{ J} \cdot 30 \text{ K} \cdot \pi \cdot \text{s}}}$$

$$d_{Rohr} = 169 \text{ mm}$$

Bei einem Innendurchmesser von 169 mm ist nach Tabelle 3 ein Nenndurchmesser von 200 mm zu wählen. Eine weitere Iteration ist nicht notwendig, weil DN200 eine Größe über DN 150 liegt.

Tabelle 3: Nenndurchmesser (DN) mit effektiven Durchmessern für Kunststoffmantelrohre und maximale Fließgeschwindigkeiten [25]

Nenndurchmesser	Innendurchmesser	max. Fließgeschwindigkeit
mm	mm	m/s
20	21,6	0,6
25	28,5	1,0
32	37,2	1,1
40	43,1	1,2
50	54,5	1,4
65	70,3	1,6
80	82,5	1,8
100	107,1	1,9
125	132,5	2,0
150	160,3	2,5
200	210,1	3,3
250	263,0	3,9
300	312,7	4,3
350	344,4	4,6

Die Größe des PTES wird anhand des Modells mit KWP iterativ bestimmt. Ziel ist es im Sommer für einen möglichst kurzen Zeitraum den Speicher maximal zu befüllen und ihn im Winter vollständig zu entleeren. Das Ergebnis ist eine energetische Kapazität von 3,1 GWh. Durch die minimal und maximal nutzbaren Temperaturen, die spezifische Wärmekapazität und die Dichte von Wasser wird das Volumen des PTES durch folgende Gleichung berechnet. Die Dichte und spezifische Kapazität sind abhängig von der Temperatur und verändern sich daher im Laufe des Jahres, abhängig vom Füllstand. Für die Berechnung werden aber konstante Werte bei einer Temperatur von 20°C, angenommen.

$$C_{PTES} = \rho_{Wasser} \cdot V_{PTES} \cdot c_{Wasser} \cdot \Delta T_{PTES} \quad (3-4)$$

C_{PTES} :	Wärmekapazität PTES der KWP-Anlage	= 3103 MWh
ρ_{Wasser} :	Dichte Wasser	= 998 kg/m ³
V_{PTES} :	Volumen PTES	
ΔT_{PTES} :	maximale Temperaturdifferenz im PTES	= 95°C-10°C= 85K
c_{Wasser} :	spezifische Wärmekapazität Wasser	= 4,18 kJ/(kg*K)

$$V = \frac{C_{PTES}}{\rho_{Wasser} \cdot c_{Wasser} \cdot \Delta T}$$

$$V = \frac{3103MWh \cdot m^3 \cdot kg \cdot K}{998kg \cdot \frac{4,18}{3,6 \cdot 10^6} MWh \cdot 85 K} \approx 31500m^3$$

Ein PTES mit dem Volumen von 31.500 m³ wird für die KWP und die AWP1 Anlage verwendet. Das Volumen des PTES von AWP 2 befindet sich in Tabelle 5.

Der Speicher soll eine Neigung von 1:2, eine Tiefe von 15 m und die Form einer quadratischen stumpfen Pyramide haben. Abhängig davon kann die Fläche des Deckels und die restliche Mantelfläche berechnet werden. Zunächst müssen die Seitenlängen der Quadrate des Speichers bestimmt werden. Sie ergeben sich aus der Volumengleichung. Die Seitlängen des oberen und unteren Quadrates sind jeweils a und b. Die Höhe der Pyramide ist h.

$$V_{PTES} = \frac{h}{3} \cdot (a^2 + a \cdot b + b^2) \quad (3-5)$$

a: Seitenlänge oberes Quadrat PTES

b: Seitenlänge unteres Quadrat PTES

h: Höhe PTES =15 m

V_{PTES} : Volumen PTES

$$=31.500 \text{ m}^3$$

Die Seite b lässt sich durch das Neigungsverhältnis von 1:2 auch durch folgende Formel beschreiben:

$$b = a - h \cdot 4 \quad (3-6)$$

Die Formel 3-4 wird in Formel 3-3 eingesetzt und zur Normalform umgestellt, damit sie durch die pq-Formel gelöst werden kann.

$$\begin{aligned} a^2 - 4a \cdot h - \frac{V + \frac{16}{3}h^3}{h} &= 0 \\ a_{1,2} &= 2h \pm \sqrt{(2h)^2 + \frac{V + \frac{16}{3}h^3}{h}} \\ a_{1,2} &= 2 \cdot 15 \text{ m} \pm \sqrt{(2 \cdot 15 \text{ m})^2 + \frac{31500 \text{ m}^3 + \frac{16}{3} \cdot (15 \text{ m})^3}{15 \text{ m}}} \\ a_1 &= 84,82 \text{ m} \approx 85 \text{ m} \\ a_2 &= -34,82 \text{ m} \end{aligned}$$

Für eine quadratische Gleichung gibt es immer zwei Lösungen. Die zweite Lösung entfällt jedoch, weil es sich um einen negativen Wert handelt. Die Länge für das untere Quadrat beträgt dann nach Gleichung 3-4:

$$b = 85 \text{ m} - 4 \cdot 15 \text{ m} = 25 \text{ m}$$

Die Fläche des Deckels ist quadratisch und wird wie folgt berechnet:

$$A_{\text{Deckel}} = a^2 \quad (3-7)$$

$$A_{\text{Deckel}} = (85 \text{ m})^2 = 7225 \text{ m}^2$$

Die Rechenbeispiele gelten für den kleineren PTES, welche bei KWP und AWP1 Anlage verwendet wird. Die geometrischen Werte für den großen PTES befinden sich im Anhang A.

Der PTES soll in der Simulation ähnliche Verluste wie andere PTES haben. Der PTES Wirkungsgrad wird wie folgt ermittelt:

$$\eta_{PTES} = \frac{\dot{Q}_{PTES,out}}{\dot{Q}_{PTES,in}} \quad (3-8)$$

$\dot{Q}_{PTES,out}$: Entladewärme PTES pro Jahr

$\dot{Q}_{PTES,in}$: Beladewärme PTES pro Jahr

Ein weiterer wichtiger Parameter zum Vergleichen von PTES ist die Laderate. Sie gibt eine Aussage darüber wie oft der PTES vollständig entladen wurde. Dadurch, dass der PTES über ein Jahr abwechselnd be- und entladen wird, sind auch Laderaten größer als 1 möglich. Neben der Dämmqualität des PTES hat auch die Laderate einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Wenn ein Speicher öfter be- und entladen wird, bleibt die Energie nicht so lange im Speicher was zu kleineren Verlusten führt. Die Gleichung der Laderate lautet:

$$LR = \frac{\dot{Q}_{PTES,out}}{C_{PTES}} \quad (3-9)$$

$\dot{Q}_{PTES,out}$: Entladewärme PTES pro Jahr

C_{PTES} : Wärmekapazität PTES

In Tabelle 4 sind die Wirkungsgrade und Laderaten von vier verschiedenen PTES enthalten. Der zuvor bereits erwähnte Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad und Laderate ist erkennbar. Mit steigender Laderate erhöht sich der Speicherwirkungsgrad. In der Simulation werden die Kennwerte für den PTES so iterativ angepasst, dass sich ein Wirkungsgrad ergibt, der seiner Laderate entspricht.

Tabelle 4: Vergleich PTES Wirkungsgrade und Laderaten

PTES Standort	Wirkungsgrad [-]	Laderate [-]
Gram [35]	0,60	0,6
Marstal [31]	0,66	1,1
Toftlund [28]	0,70	1,1
Dronninglund [36]	0,90	2,2

Der Pufferspeicher soll eine 20 mm starke Stahlschale mit einer 300 mm starken Styropordämmung haben. Daraus wird wie folgt der Wärmedurchgangskoeffizient bestimmt:

$$U_{ges} = \frac{1}{R_{Stahl} + R_{Styropor}} \quad (3-10)$$

$$R = \frac{1}{U} \quad (3-11)$$

$$U = \frac{\lambda}{s} \quad (3-12)$$

U_{ges} : Gesamter Wärmedurchgangskoeffizient

s_{Stahl} : Stärke Stahl = 20 mm

$s_{Styropor}$: Stärke Styropor = 300 mm

λ_{Stahl} : Wärmeleitfähigkeit Stahl = 50 W/(m*K) [4]

$\lambda_{Styropor}$: Wärmeleitfähigkeit Styropor = 0,035 W/(m*K) [7]

R: Wärmedurchgangswiderstand

$$U_{Stahl} = \frac{50 \text{ W}}{0,02 \text{ m} \cdot \text{m} \cdot \text{K}} = 2500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

$$U_{Styropor} = \frac{0,035 \text{ W}}{0,3 \text{ m} \cdot \text{m} \cdot \text{K}} = 0,12 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

$$U_{ges} = \frac{1}{\frac{1}{U_{Stahl}} + \frac{1}{U_{Styropor}}} = \frac{1}{\frac{1}{2500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}} + \frac{1}{0,12 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}}} = 0,12 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

Die energetische Kapazität des Pufferspeichers wurde ebenfalls iterativ bestimmt, so dass die Energie durch die Kollektoren zwischengespeichert werden kann, um später in das Wärmenetz oder den PTES weitergeleitet zu werden.

Kapazität KWP Anlage: 20 MWh

Kapazität AWP Anlage: 104 MWh

Die Kapazität des Pufferspeichers bei der AWP muss größer sein, weil die Hochtemperatur der Kollektoren die AWP angetrieben werden soll. Bei einer Leistung der AWP von 5 MW und einer Leistungszahl von 1,7 können maximal 2,94 MW aus dem Speicher entnommen werden. Die PRK können bis zu 21 MW Wärme erzeugen. Die Wärme, welche 2,94 MW übersteigt, muss zunächst im Pufferspeicher gespeichert werden.

Bei der KWP-Anlage wird Wärme direkt über den Wärmetauscher übergeben, welcher eine Nennleistung von 7 MW hat. Die Flachkollektoren haben eine Leistungsspitze von 16,3 MW. Die Differenz zwischen übertragbarer und produzierter Leistung ist hier kleiner, weswegen auch der Pufferspeicher kleiner sein kann. Das Volumen der Pufferspeicher wird mit Gleichung 3-4 ermittelt. Der Temperaturbereich und das Volumen der Pufferspeicher sind in Tabelle 5 enthalten.

Um die Wärmeverluste zu minimieren und die Materialkosten zu senken, soll die Oberfläche des Pufferspeichers so klein wie möglich sein. Dafür wird die Gleichung zur Ermittlung der Oberfläche abgeleitet und gleich 0 gesetzt, um das Minimum zu ermitteln. Der Pufferspeicher hat eine zylindrische Form.

$$A_{PS} = 2 \cdot \pi \cdot (h \cdot r + r^2) \quad (3-13)$$

A_{PS} : Fläche Pufferspeicher

h: Höhe Pufferspeicher

r: Radius Pufferspeicher

Die Höhe kann durch die umgestellte Volumenformel ersetzt werden.

$$V_{PS} = \pi \cdot r^2 \cdot h \quad (3-14)$$

Wenn Formel 3-14 wird nach h umgestellt und in die Formel 3-13 eingesetzt wird, ergibt sich folgende Gleichung:

$$A_{PS} = 2 \cdot \pi \left(\frac{V_{PS}}{\pi \cdot r} + r^2 \right)$$

Durch Ableitung ergibt sich folgende Gleichung:

$$\dot{A}_{PS} = 2 \cdot \pi \left(-\frac{V}{\pi \cdot r^2} + 2r \right)$$

Diese Gleichung wird gleich 0 gesetzt, und nach r umgestellt.

$$r_{PS_KWP} = \sqrt[3]{\frac{V_{PS_KWP}}{2 \cdot \pi}} = \sqrt[3]{\frac{350 m^3}{2 \cdot \pi}} = 3,82 m$$

Die Höhe kann jetzt durch Umstellen der Formel 3-13 ermittelt werden.

$$h_{PS_KWP} = \frac{V_{PS_KWP}}{r_{PS_KWP}^2 \cdot \pi} = \frac{350 m^3}{(3,82 m)^2 \cdot \pi} = 7,70 m$$

Radius und Höhe der Pufferspeicher der AWP-Anlagen sind in Tabelle 5 enthalten.

4 Modellierung

In dem folgenden Kapitel wird der Aufbau der Simulation erklärt. Zunächst wird die verwendete Software vorgestellt, dann der Aufbau des Modells und schließlich die Steuerung. Durch das Modell sollen die wesentlichen Energieströme ermittelt werden, um die Effizienz einer Fernwärmeversorgung mit Absorptionswärmepumpe zu bewerten und mit dem einer Kompressionswärmepumpe zu vergleichen.

4.1 Simulationssoftware

Für diese Arbeit wurde die Simulationssoftware EnergyPRO (EP) genutzt [12]. In dieser Software wird der Energiestrom als Schnittstelle zwischen den einzelnen Komponenten verwendet. Die Energie ist dabei als Einliniendiagramm dargestellt. Zunächst tritt die Energie durch eine Erzeugeranlage in die Simulation ein. Durch einen festgelegten Bedarf verlässt die Energie die Simulation wieder. Zwischen Start und Endpunkt lassen sich weitere Komponenten einfügen, wie z.B. Speicher und Energiewandler. Es können mehrere Erzeuger und Bedarfe in einem System vorliegen. In EP gibt es Energie in Form von Wärme, Prozesswärme, Kälte und Brennstoffen. Bei jedem Element wird festgelegt welche Energieformen als Input und Output genutzt werden. Für die einzelnen Elemente, Erzeuger oder Brennstoffe, werden Kosten und/oder Erträge hinterlegt. Schließlich wird das System durch einen Solver gelöst. Für diese Arbeit wurde der Mixed Integer Linear Programming (MILP) Solver „HiGHS“ verwendet. Ein MILP Solver ermittelt den minimalen oder maximalen Wert einer Zielfunktion anhand vorgegebener Variablen. In EP wird dadurch das Ergebnis mit dem maximalen Ertrag ermittelt. Daher hat z.B. Solarthermie einen Vorrang vor einem E-Kessel, denn die Sonnenstrahlung steht kostenlos zu Verfügung, während für den Strom Kosten entstehen.

Die Verbindung von Elementen wird von EP durchgeführt. Wesentlichster Parameter für die Zuordnung ist die Energieform. Außerdem kann eingestellt werden, ob das jeweilige Element einen Speicher befüllen oder Energie zu einem anderen Standort übertragen kann. Die Standorte werden durch Übertragungen verbunden. Diese Übertragungen werden vom Anwender und nicht von EP erzeugt. Übertragungen können für Wärme, Prozesswärme und Kälte erstellt werden. Stromnetz und Brennstoffe sind grundsätzlich in jedem Standort verfügbar, und benötigen keine Übertragung.

Erzeugungsanlagen, Speicher (für jeden Energietyp) und Brennstoffe können durch eine interne EP-Bibliothek direkt in das Modell eingefügt werden. Dort müssen dann noch Kennzahlen bzw. Lastkurven hinterlegt werden. Alternativ können diese Elemente aber auch selbständig erzeugt werden. Auch weitere Randbedingungen wie z.B. Außentemperatur, Strahlung oder Strompreise können hinterlegt werden. Weiterhin können Zeitreihenfunktionen hinzugefügt werden. Damit können auf Basis von bereits eingepflegten Randbedingungen, weitere Randbedingungen stundenscharf ermittelt werden.

Der wesentliche Vorteil von EP besteht in der Regelung durch den Solver, die interne Bibliothek, sowie einfaches Erstellen von individuellen Anlagen. Dadurch lassen sich auch komplexe

Systeme gut darstellen. Ein Nachteil besteht in der energetischen Betrachtungsweise. Durch diese ist eine exergetische oder hydraulische Betrachtung einzelner Elemente und Schnittstellen nur begrenzt möglich.

4.2 Aufbau Modell

Um die Systeme zu vergleichen, werden zwei Modelle erstellt. Ziel ist es die wesentlichen Betriebszustände abzubilden. In den folgenden beiden Unterkapiteln wird der wesentliche Aufbau der Modelle erklärt.

Entscheidend für die Simulation sind die Wetterdaten Außentemperatur sowie direkte und diffuse Strahlung. Die Datenquelle für die Außentemperatur ist ERA5. Dieser Datensatz wurde vom ECMF (Europe Centre for Medium Range Weather Forecasts) [9] erstellt. Die Strahlungsdaten entstammen dem SARA-2 Datensatz, welcher durch EUMETSAT (European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites) [14] erzeugt wurde.

4.2.1 Modell Kompressionswärmepumpe

In der Abbildung 19 ist der Aufbau des KWP-Modells zu sehen. Die grauen Kästen stellen die Standorte in EP dar. Die Pfeile zwischen den Kästen sind die Übertragungen. Die hell-roten Pfeile sind Übertragungen von Wärme, während es sich bei den braun-rötlichen Pfeilen um Übertragungen von Prozesswärme handelt. Die Leistung von 10.000kW auf den Pfeilen gibt die maximal übertragbare Leistung an. Weil einzelne Elemente die Leistung schon auf 5 MW bzw. 7 MW beschränken ist es nicht notwendig die Übertragungsleitungen auch zu beschränken. Die Überdimensionierung der Leitungen führt zu einem besseren Simulationsergebnis in EP. Die Pfeilspitze der Leitungen zeigt an, in welche Richtung Energie übertragen werden kann. Die Energie fließt in dieser Graphik von links nach rechts. Ganz links befindet sich der Standort „Solar“. Dort befindet sich die Solaranlage, welche Energie erzeugt. Ganz rechts ist der Standort „Kessel_Bedarf“. Dort befindet sich der Bedarf, welcher die Energie verbraucht. Der Bedarf steht für das Wärmenetz und ist als Prozesswärmebedarf definiert.

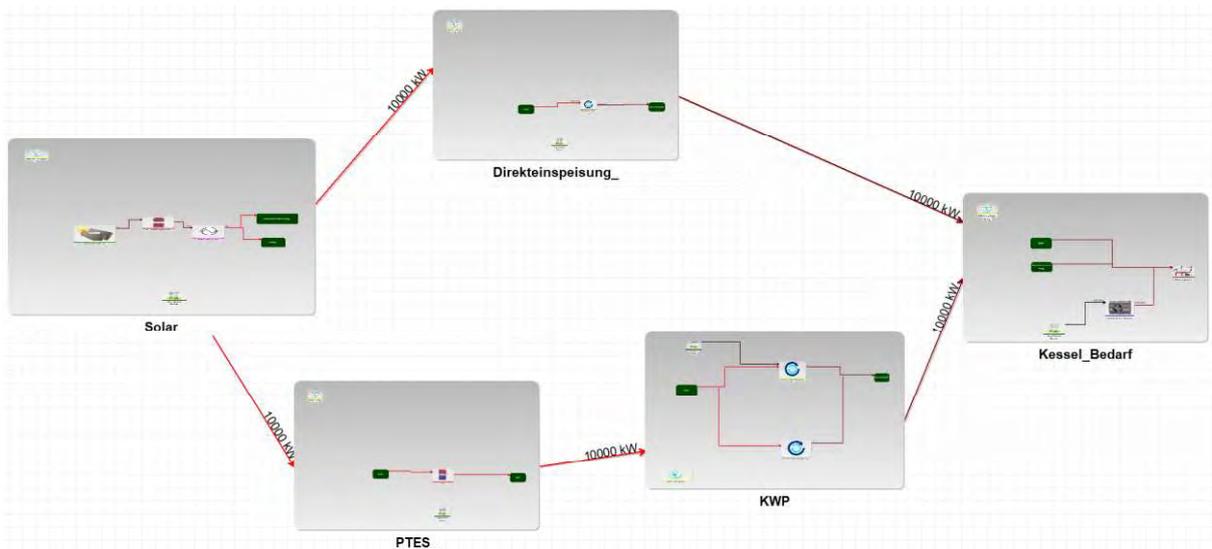


Abbildung 19: Gesamtansicht Aufbau Modell KWP

In der Abbildung 20 ist der Standort „Solar“ abgebildet. Flachkollektoren sind als Element in EP vorhanden. In das Element werden Kennwerte der Anlage und Inputparameter eingetragen. Die Kennwerte, welche das Leistungsverhalten Kollektoren beschreiben heißen „solar keymark“. Die solar keymarks des verwendeten Kollektors GK3133 der Firma GREENoneTEC Solarindustrie GmbH sind im Anhang B enthalten. Die Inputparameter für die Anlage sind die direkte und diffuse Strahlung sowie die Außentemperatur. Der Output der Kollektoren ist Prozesswärme.

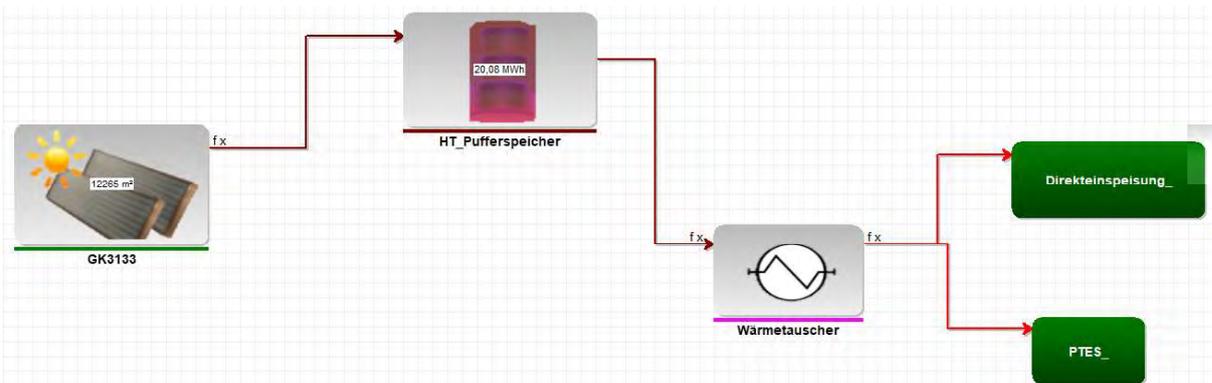


Abbildung 20: Modell KWP; Übersicht Standort Solar

Die Prozesswärme der Kollektoren wird in den Pufferspeicher gespeist. Der Speicherelement ist ebenfalls aus der EP-Bibliothek und wird durch die Minimal-, Maximaltemperatur, das Volumen, die Höhe und den Wärmedurchgangskoeffizienten definiert. Die Außentemperatur wird außerdem als Input benötigt. Aus den Kennwerten werden Speicherkapazität und Speicherverluste berechnet.

Der Wärmetauscher wandelt Prozesswärme als Input in Wärme als Output um. Wenn ein Wärmebedarf besteht, wird die Wärme zum Standort „Direkteinspeisung_“ geleitet. Dort wird die

Wärme 1:1 wieder in Prozesswärmegewandelt und dann zum Standort „Kessel_Bedarf_“ geschickt, wo sie verbraucht wird. Wenn kein Bedarf besteht oder die erzeugte Wärme größer als der Bedarf ist, wird die Energie zu „PTES_“ geleitet. In „PTES_“ befindet sich ein Wärmespeicher, welcher den PTES darstellt. Der Wärmespeicher ist, wie der Tagesspeicher, durch Kennzahlen charakterisiert.

Der Standort „PTES_“ hat eine Wärmeübertragung zum Standort „KWP“, welcher in der Abbildung 21 zu sehen ist. Im Standort „KWP“ befinden sich zwei Elemente. Das Element „Direkteinspeisung vom Speicher“ wandelt den Wärmestrom 1:1 in einen Prozesswärmestrom um. Das Element „Kompressionswärmepumpe“ stellt die KWP dar. Abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen dem Sollvorlauf des Wärmenetz und der Temperatur im Speicher entscheidet das System über welches Element der Wärmestrom läuft. Der Vorlauf des Wärmenetzes ist als Kennlinie abhängig von der Außentemperatur, hinterlegt (Anhang C). Die Kennlinie beruht zum Teil auf Ramboll Erfahrungswerten und einem Carrier Datenblatt [8]. Die Temperatur des PTES wird durch den Füllstand bestimmt. Wenn die Temperatur des Speichers größer als die Temperatur des Netzes - 5°C ist, läuft die Wärme über die Direkteinspeisung. Wenn die Temperatur niedriger ist, muss die Temperatur durch die KWP angehoben werden.

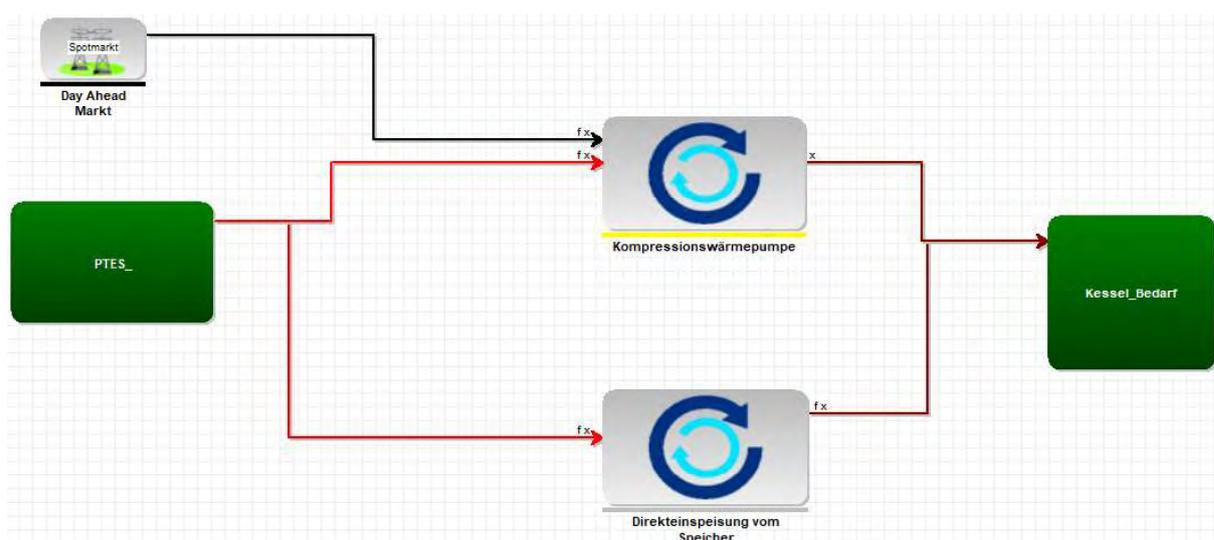


Abbildung 21: Modell KWP; Übersicht Standort KWP

Für die Berechnung der Leistungszahl (LZ) der KWP ist eine Zeitreihenfunktion hinterlegt. Die Zeitreihenfunktion ist eine Kennlinie, proportional abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen PTES und Wärmenetz (Anhang C). Dabei sinkt die LZ mit zunehmender

Temperaturdifferenz. Durch Umstellen der Formeln 2-3 und 2-4 wird die benötigte elektrische und thermische Leistung für die KWP berechnet.

$$P = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{\varepsilon}$$

$$\dot{Q}_{Quelle} = \dot{Q}_{Senke} \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right)$$

In der Abbildung 22 ist zu sehen, wie die Formeln in die Maske der KWP eingegeben wurden. Die obere Zeile gibt die Nennleistung an. In der untersten Zeile werden die Kenndaten für die Minimallast eingetragen. Die Leistung der KWP kann bis auf 10% ihrer Nennleistung heruntergeregelt werden. Pn_KWP, Pmin_KWP und COP_KWP stehen jeweils für die Wärmenennleistung, Minimalleistung und Leistungszahl der KWP. Die verwendeten Variablen sind als Zeitreihen oder Randbedingungen hinterlegt. Die vorgeschaltete if-Funktion kontrolliert abhängig von der Temperaturdifferenz, wie zuvor beschrieben, ob die KWP angeschaltet werden muss. T_oS_5 steht für die Temperatur im Speicher. Diese wird nicht direkt durch EP ermittelt. Stattdessen wurde sie iterativ bestimmt. Nach einem Simulationsvorgang werden aus dem Verlauf des Speicherstands die Temperaturen abgeleitet. Diese Temperaturen wird dann wieder in das System eingetragen bis es nur noch zu einer geringen Veränderung der Temperaturen kommt.

Betriebsdaten	Leistungskurve Inputs		Leistungskurve Outputs
	Th. Leistunginput	Elektrizitätinput	Prozesswärmeoutput
	kW	kW	kW
Nennleistung:	if(T_oS_5(<VL_Wn()-5;Pn_KWP()-Pn_KWP()/COP_KWP());0)	if(T_oS_5(<VL_Wn()-5;Pn_KWP()/COP_KWP());0)	if(T_oS_5(<VL_Wn()-5;Pn_KWP());0)
Min. Teillast:	if(T_oS_5(<VL_Wn()-5;Pmin_KWP()-Pmin_KWP()/COP_KWP());0)	if(T_oS_5(<VL_Wn()-5;Pmin_KWP()/COP_KWP());0)	if(T_oS_5(<VL_Wn()-5;Pmin_KWP());0)

Abbildung 22: Modell KWP, Eingabemaske Leistungskurve KWP

Von den Standorten „KWP“ oder „Direkteinspeisung“ kann Wärme an den Standort „Kessel_Bedarf“ übertragen werden. Dieser ist in Abbildung 23 zu sehen. Ganz rechts ist der Bedarf, welcher 9000 MWh/a beträgt. Außerdem ist ein Wärmelastprofil hinterlegt, welches im Kapitel 3.3 Dimensionierung erklärt wurde. Wenn die Wärme aus den Kollektoren und dem PTES nicht ausreicht, kann der E-Kessel die restliche Wärme erzeugen. Der E-Kessel wandelt Strom mit einem Wirkungsgrad von 99% in Prozesswärme um. Der Strom wird durch den „Day Ahead Markt“ bereitgestellt.

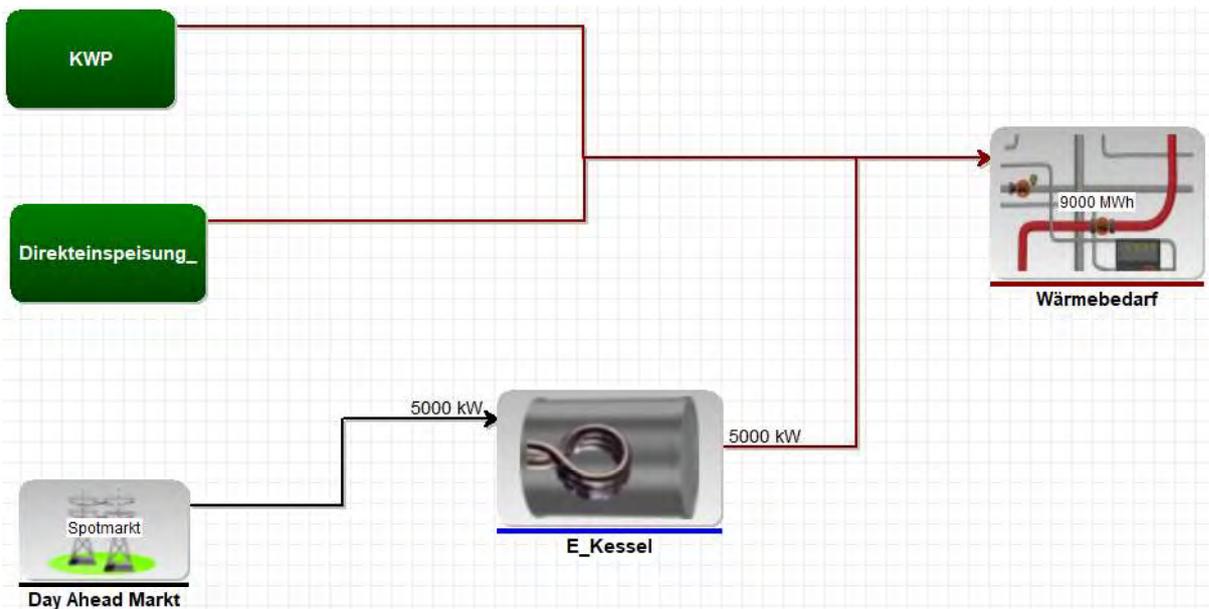


Abbildung 23: Modell KWP; Standort "Kessel_Bedarf"

4.2.2 Modell Absorptionswärmepumpe

In der Abbildung 24 ist der Aufbau des Modells mit Absorptionswärmepumpe zu erkennen. Links oben ist der Standort mit den PRK, welcher Wärme erzeugt. Die Wärme wird an den Standort „AWP1“ weitergeleitet. Die zweite Wärmequelle für den Standort „AWP1“ ist „PTES_standort“. Die AWP wird in der Simulation vereinfacht dargestellt. Es wird ein konstantes Wärmeverhältnis von 1,7 angenommen. Die AWP1 wird in EP durch eine Brennstoffproduzierende Anlage dargestellt.

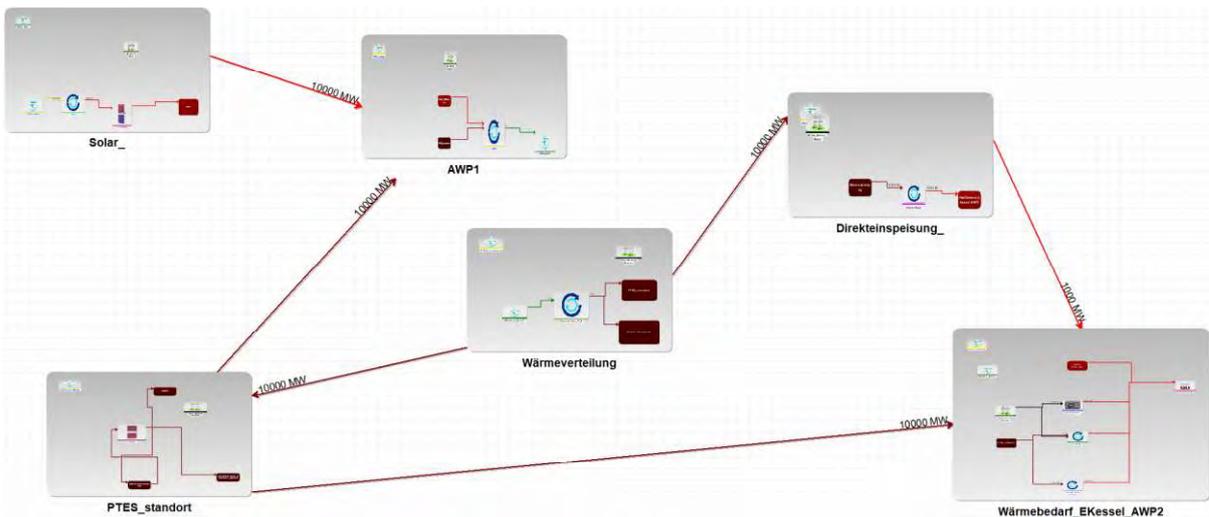


Abbildung 24: Gesamtansicht Aufbau Modell AWP

Der produzierte Brennstoff wird dann im Standort „Wärmeverteilung“ wieder in Prozesswärme umgewandelt wie in Abbildung 25. Von dort wird Prozesswärme entweder über den Standort „Direkteinspeisung_“ zum Bedarf geleitet oder im Standort „PTES_standort“ gespeichert. Vom PTES wird die Wärme entweder wieder zur AWP1 oder zum Standort „Wärmebedarf_EKessel_AWP2“ geleitet. Der Standort „Wärmebedarf_EKessel_AWP2“ ist in der Abbildung 26 zu sehen. Dort wird die Wärme aus dem PTES entweder über die Anlage „Direkteinspeisung vom PTES“ oder die „AWP2“ zum Bedarf gesendet. Bei der „Direkteinspeisung vom PTES“ wird die Prozesswärme 1:1 in Wärme umgewandelt. Dies ist der Fall, wenn die Temperatur im PTES die des Netzes übersteigt. Wenn die Temperatur im PTES nicht hoch genug ist, muss die Temperatur über die AWP erhöht werden.

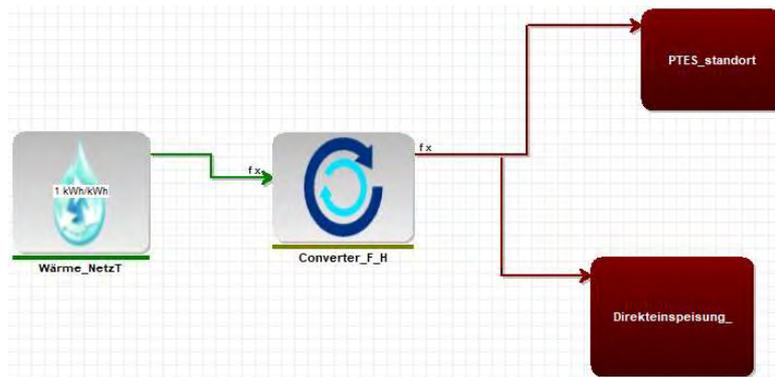


Abbildung 25: AWP Modell; EP Standort "Wärmeverteilung"

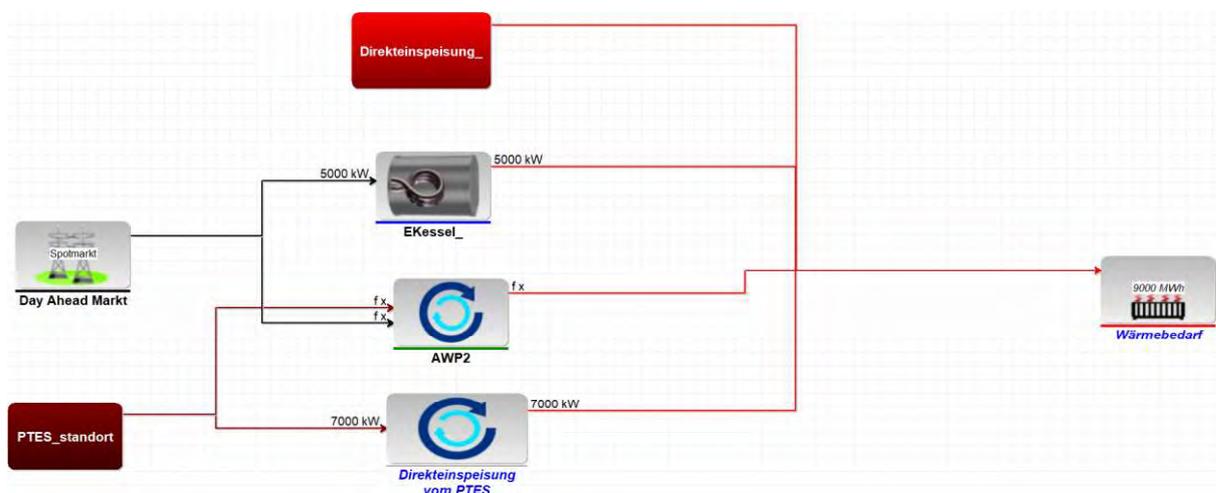


Abbildung 26: Modell AWP; Standort "Wärmebedarf_EKessel_AWP2"

Wenn die Kollektoren keine Hochtemperaturwärme (HTW) erzeugen, muss diese durch den E-Kessel produziert werden. Dies wird durch die „AWP2“ dargestellt. Die AWP ist in der Simulation in zwei Anlagen aufgeteilt, um die verschiedenen Betriebszustände darzustellen. Die „AWP2“ erhält als Input Prozesswärme aus dem PTES und Strom aus dem Day-Ahead-Markt. In der Realität muss der Strom durch den E-Kessel zunächst in HTW umgewandelt werden. Weil der Wirkungsgrad des E-Kessels jedoch nahezu 1 ist, wurde an dieser Stelle auf den E-

Kessel verzichtet. Der E-Kessel über der AWP2 dient der alternativen Wärmegewinnung, falls keine NTW für den Betrieb der AWP vorhanden ist.

Wie vorher erwähnt produziert die AWP1 in EP einen Brennstoff. Dies ist notwendig, weil es in EP nur zwei Arten von Wärme gibt (Prozesswärme und thermische Leistung). Weil diese bereits für den Input verwendet werden, können sie nicht mehr als Output genutzt werden. In Abbildung 27 wird gezeigt, was passiert wenn Wärme als In- und Output verwendet wird. Die produzierte Wärme wird als Energieträger für dieselbe Anlage benutzt. Deshalb wird als Zwischenschritt zunächst ein Brennstoff erzeugt. Dieser wird dann im Standort „Wärmeverteilung“, welcher in unterer Abbildung dargestellt wird, in Prozesswärme umgewandelt. Dieser Standort hat keine Übertragung zum Standort mit der AWP. Dadurch wird eine Schleife, wie sie im Negativbeispiel zu sehen ist, vermieden.

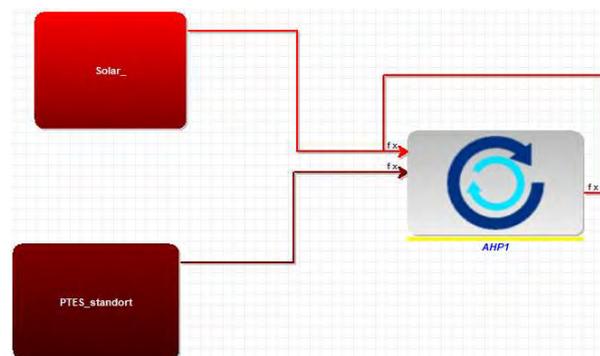


Abbildung 27: Negativbeispiel EP; Input und Output gleiche Energieform

Parabolrinnenkollektoren sind in der EP-Bibliothek nicht verfügbar. Die Leistung der PRK wurde stattdessen mit der Software greenius ermittelt [11]. Greenius ist ein Simulationsprogramm für konzentrierende Solaranlagen, welches vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt entwickelt wurde. In der Software ist eine Bibliothek enthalten. Die Bibliothek beinhaltet unter anderem verschiedene PRK. Für diese Arbeit wurde die „ET 2 with Schott“ gewählt. Die Kennwerte der Anlage befinden sich in Anhang D. Die Inputparameter sind die direkte Strahlung und die Außentemperatur. Die Kollektoren wurden iterativ so groß gestaltet, dass sie im Referenzjahr 8,2 GWh Wärme erzeugen. Dies entspricht der Wärme, welche durch die Flachkollektoren erzeugt werden soll. Die Leistungsdaten aus greenius werden als Input für die EP-Simulation verwendet. In EP sind die PRK eine benutzerdefinierte Anlage, die die Leistungsdaten 1:1 in Wärme umwandelt.

4.3 Steuerung

Beide Modelle werden über den Wärmebedarf, die Wirtschaftlichkeit und externe Vorgaben gesteuert. Also in folgender Prioritätsreihenfolge:

- 1.) Wärmebedarf decken
- 2.) Randbedingungen beachten
- 3.) So günstig wie möglich produzieren.

Die Randbedingungen dienen z.B. dazu, festzulegen, ob die Temperatur der Wärme aus dem Speicher angehoben werden muss.

Wenn bei der Anlage mit KWP ein Wärmebedarf besteht, werden die Wärmequellen mit folgender abnehmender Priorität verwendet:

- 1.) Solarthermie
- 2.) Entladung PTES
 - a. ohne KWP; wenn Temperatur PTES größer oder gleich Netztemperatur sonst
 - b. mit KWP
- 3.) E-Kessel

Die Wärme von der Solarthermie wird dann also mit absteigender Priorität:

- 1.) in das Wärmenetz eingespeist oder
- 2.) in dem PTES gespeichert

Die folgende Aufzählung gibt verwendeten Wärmequellen mit abnehmender Priorität zur Deckung des Wärmebedarfs der Anlage mit AWP an:

- 1.) AWP mit PRK betrieben
- 2.) Entladung PTES
 - a. ohne AWP; wenn Temperatur PTES größer oder gleich Netztemperatur sonst
 - b. AWP mit E-Kessel betrieben
- 3.) E-Kessel

5 Analyse

In diesem Kapitel werden drei verschiedene Varianten verglichen: eine Anlage mit KWP und zwei mit AWP. Die beiden AWP-Anlagen unterscheiden sich hinsichtlich der Größe des PTES. Die erste AWP-Anlage besitzt einen PTES mit dem gleichen Volumen wie der bei der Anlage mit KWP. Weil die AWP aber nur NTW ab einer Temperatur von 30°C verwendet, ergibt sich eine geringere Kapazität. Die zweite AWP-Anlage hat die gleiche PTES-Kapazität, wie die Anlage mit KWP. Um dies zu erreichen wird das Volumen des Speichers vergrößert. Die Anlagen wurden zuvor im Kapitel „3.4. Dimensionierung“ ausgelegt. Die Simulationsparameter sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 enthalten. Die gesamten entstandenen Simulationsergebnisse sowie die Inputparameter befinden sich auf dem digitalen Datenträger.

Tabelle 5: Simulationsparameter alle drei Varianten (Teil 1)

Varianten	Temperaturspannung		Kapazität PTES	Volumen PTES	P _N E-Kessel	Wirkungsgrad E-Kessel	Q _N WP	P _{min} /Q _{min} WP	LZ WP 70K T _{hub}	LZ WP 46K T _{hub}
	°C	°C								
KWP	10	95	MWh	m ³	MW	-	MW	MW	-	-
AWP1	30	95	3103	31500	5	0.99	5	0.5	2.6	3.6
AWP2	30	95	2373	31500	5	0.99	5	0	1.7	1.7
			3102	41190	5	0.99	5	0	1.7	1.7

Tabelle 6: Simulationsparameter alle drei Varianten (Teil 2)

Varianten	P _N Wärmetauscher	Aperturfläche	Temperaturspannung Pufferspeicher		C PS	V PS	h PS	r PS	U PS
			°C	°C					
KWP	MW	m ²			MWh	m ³	m	m	W/(m ² *K)
AWP1	7	12265	40	100	20	350	7.7	3.8	0.12
AWP2	7	39240	110	200	104	1000	10.9	5.4	0.12
	7	39240	110	200	104	1000	10.9	5.4	0.12

5.1 Energetische Untersuchung

5.1.1 Energiebilanz

Im folgenden Kapitel werden die Energieströme der drei Anlagen betrachtet. Die Energiemengen beziehen sich jeweils auf ein Jahr. Für jedes System wurde ein Sankey-Diagramm erstellt und ausgewertet. Durch das Sankey-Diagramm dient der Visualisierung der Energieströme. Die Sankey-Diagramme wurden mit SankeyMatic erstellt. [29]

In der Abbildung 28 ist das Sankey-Diagramm der Anlage mit KWP dargestellt. Links sind die beiden Energieträger, Solarthermie und Strom, zu sehen. Rechts befindet sich das Wärmenetz mit dem festgesetzten Wärmebedarf. Die Energie fließt von links nach rechts.

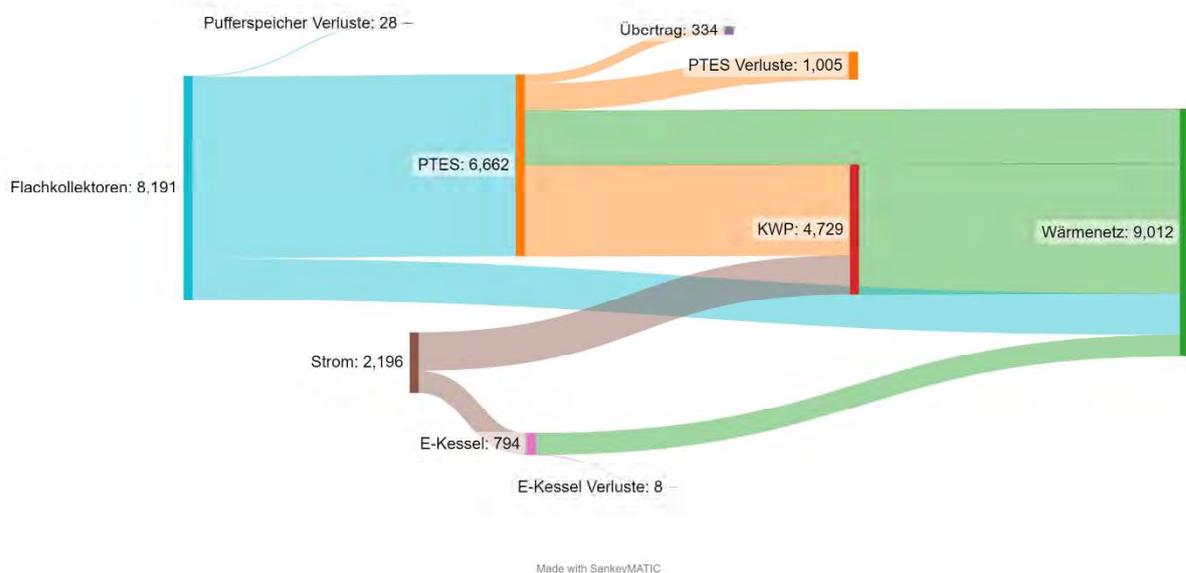


Abbildung 28: Sankey Diagramm KWP-Anlage; Energie in MWh/a

Die Solarthermie erzeugt im Jahr 8,2 GWh Wärme. Ca. 19% dieser Wärme können direkt in das Wärmenetz eingespeist werden. Dies ist der Fall, wenn Erzeugung und Bedarf gleichzeitig vorliegen. Die restlichen 6,7 GWh werden im PTES gespeichert. Vom PTES werden 2 GWh direkt an das Wärmenetz weitergeleitet. Dies geschieht, wenn die Temperatur im PTES größer der Temperatur im Netz ist. Sobald die Netztemperatur unterschritten wird, muss die Temperatur durch die KWP angehoben werden. Wärme im Betrag von 3,3 GWh wird an die KWP weitergeleitet. Um die KWP anzutreiben, wird außerdem 1,4 GWh Strom benötigt. Ein Restwärmebedarf von 0,7 GWh wird durch den E-Kessel gedeckt.

Neben geringen Verlusten durch E-Kessel und Pufferspeicher, gibt es erhebliche Verluste beim PTES. Sie betragen 1 GWh. Außerdem verbleiben 0,3 GWh Wärme im PTES. Um den Wärmebedarf zu decken, wird insgesamt eine Strommenge von 2,2 GWh benötigt.

In der Abbildung 29 ist das Sankey-Diagramm der AWP1 Anlage dargestellt. Der PTES hat also das gleiche Volumen wie bei der KWP. Die beiden Energielieferanten sind die Solarthermie in Form von Parabolrinnenkollektoren und elektrischer Strom. Auf der rechten Seite ist das Wärmenetz dargestellt. Die Energie fließt im Diagramm von links nach rechts. Die AWP ist im Diagramm in zwei Betriebszustände aufgeteilt. „AWP Solar“ wird mit HTW aus den Kollektoren angetrieben. „AWP EK“ wird mit HTW aus dem E-Kessel angetrieben.

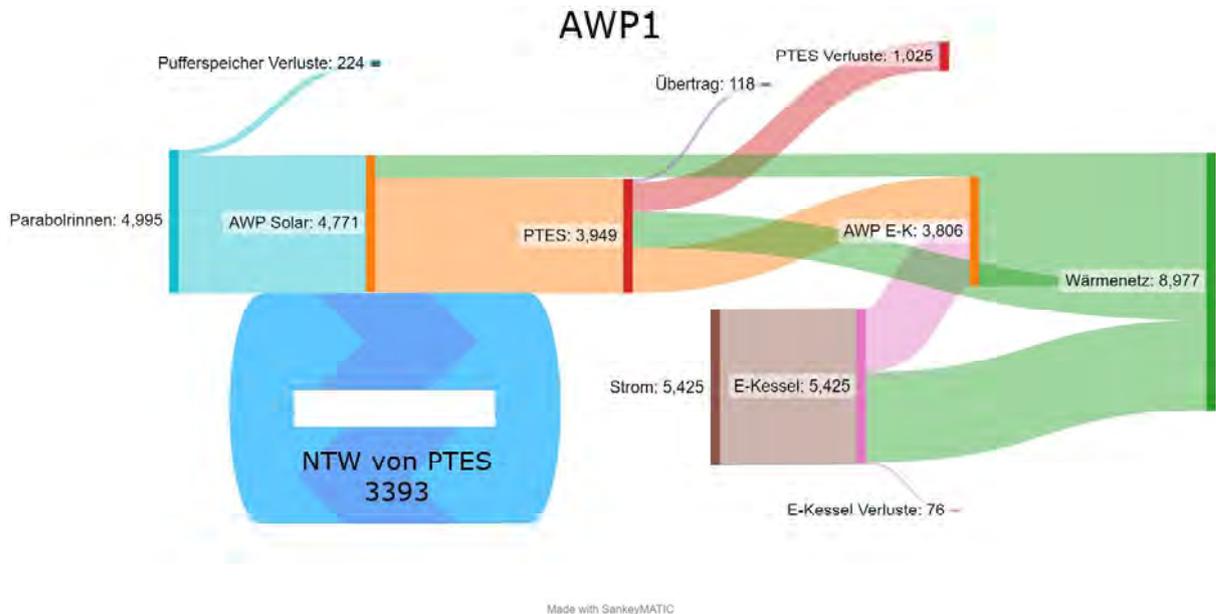


Abbildung 29: Sankey-Diagramm AWP1-Anlage; Energie in MWh/a

Die Kollektoren erzeugen eine Wärmemenge von 5 GWh. Dies liegt unter den 8,2 GWh für die das Kollektorfeld ausgelegt ist. Davon sind 0,2 GWh Verluste durch den Pufferspeicher. Der Restbetrag wird genutzt um die AWP anzutreiben, wie im Diagramm unter „AWP Solar“ zu sehen ist. Die zweite Energiequelle für die AWP ist NTW aus dem PTES. Die NTW stammt aus dem System selbst, sie stellt also keine externe Wärmequelle dar. Bei der NTW geht es lediglich um die Erhöhung der Exergie. Dies ist im Diagramm durch den hellblauen Kreislauf dargestellt. 0,8 GWh der von der AWP produzierten Wärme werden direkt in das Wärmenetz eingespeist. Der Rest wird im PTES gespeichert. Vom PTES können wiederum 1,2 GWh direkt verwendet werden, um den Wärmebedarf zu decken. 1,6 GWh werden vom PTES an „AWP EK“ geleitet. Die Temperatur dieser Wärme muss zunächst angehoben werden, bevor sie in das Wärmenetz geleitet werden kann. Weil die PRK keine Wärme produzieren, muss die HTW durch den E-Kessel erzeugt werden. Insgesamt wird durch diesen Betriebszustand der AWP 3,8 GWh Wärme auf Netztemperatur erstellt. Der E-Kessel speist außerdem 3,1 GWh direkt in das Wärmenetz ein. Die Energieverluste des PTES betragen 1 GWh. Zum Ende des Jahres gibt es einen Restenergiebetrag im PTES von 0,1 GWh.

Das Sankey-Diagramm in Abbildung 30 stellt die Energieströme der AWP2 Anlage dar. Der Aufbau des Diagramms entspricht dem der AWP1. Bei der AWP2 erzeugen die Kollektoren 5,6 GWh Wärme. Auch hier wird die gewünschte Energiemenge nicht erzeugt. Es wird Strom in einer Menge von 4,8 GWh benötigt. Zum Ende des Jahres bleibt ein Restenergiebetrag im PTES von 0,1 GWh.

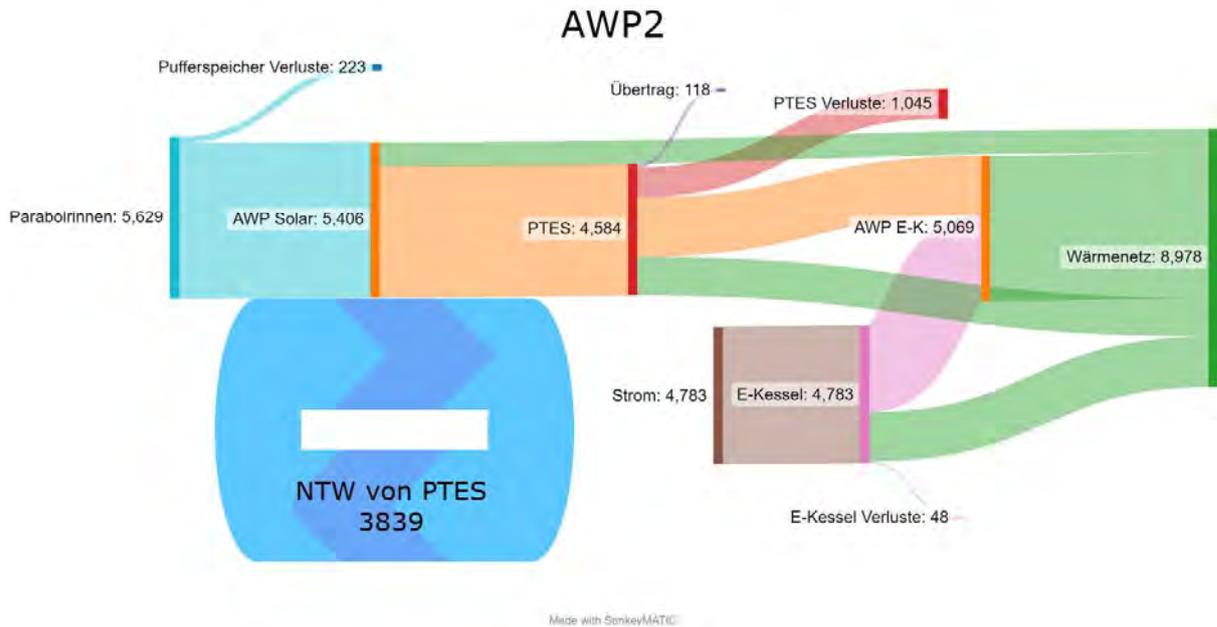


Abbildung 30: Sankey-Diagramm AWP2-Anlage; Energie in MWh/a

5.1.2 Füllstand des PTES

In der Abbildung 31 ist der Verlauf des energetischen Füllstandes des PTES über ein Jahr dargestellt. Die durchgezogenen Linien bilden den Verlauf ab. Die gestrichelten Linien stellen die maximale Speicherkapazität dar. Die Simulation wird im April gestartet. Dies ist zu bevorzugen, weil mit der Befüllung des Speichers in diesem Monat begonnen wird und man davon ausgehen kann, dass der PTES zu diesem Zeitpunkt energetisch leer ist.

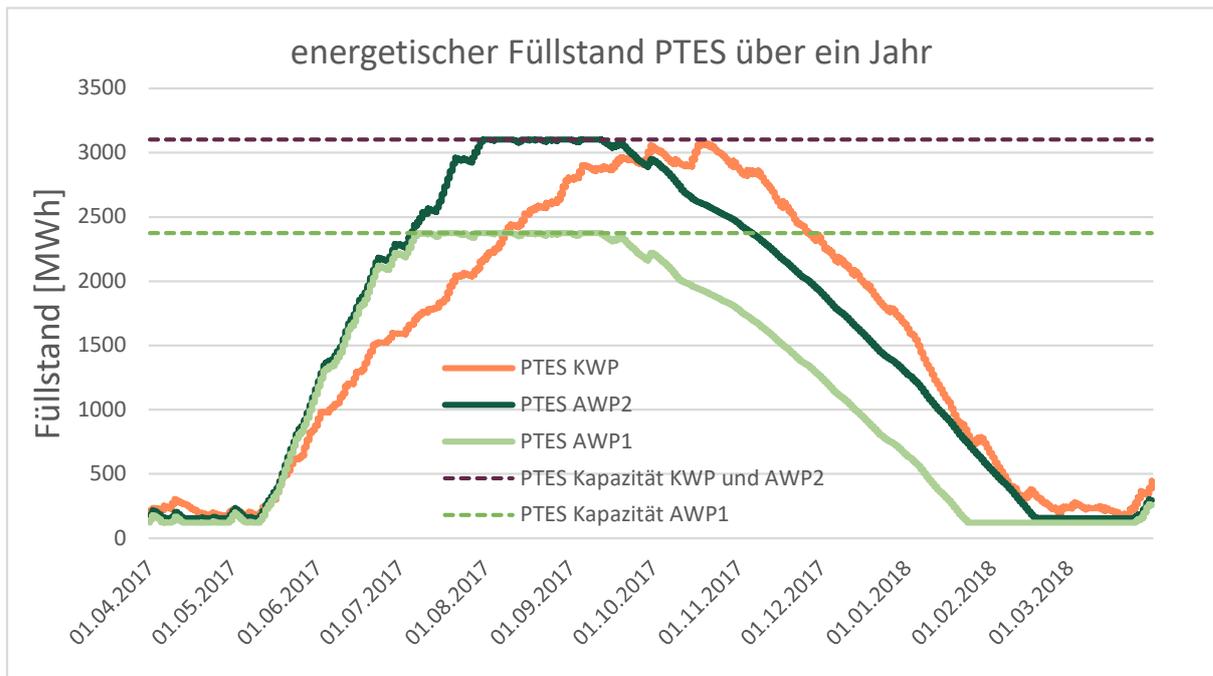


Abbildung 31: Energetischer Füllstand des PTES über ein Jahr für die Anlagen KWP, AWP1 und AWP2

Im Diagramm in Abbildung 32 ist die Wärmeleistung der Kollektoren über ein Jahr abgebildet. Im Zeitraum April bis Mai produzieren die Kollektoren bereits Wärme, allerdings steigt der Füllstand des PTES noch nicht an. Dies liegt an dem noch hohen Wärmebedarf in diesen Monaten. In Abbildung 33 ist die Differenz zwischen Wärmeerzeugung durch Kollektoren und dem Wärmebedarf abgebildet. Die Differenz bezieht sich jeweils auf einen Monat. Bei einem positiven Betrag überwiegt die Leistung der Kollektoren. Bei einem negativen Betrag ist der Wärmebedarf größer als der Energieertrag der Kollektoren. In dem Diagramm ist zu sehen, dass im April der Bedarf die Wärmeproduktion durch Kollektoren übersteigt. Deswegen kann der PTES noch nicht befüllt werden.

Im Mai kommt es dann erstmals zu einem Überschuss an Wärmeproduktion, was zur Beladung des PTES führt. Diese Ladephase hält bei der KWP-Anlage bis Oktober an. Die AWP-Anlagen dagegen laden bis September. Dies hängt mit den unterschiedlichen Kollektorarten zusammen. Die PRK benötigen direkte Strahlung, welche zum Großteil in den Hauptsommermonaten vorkommt. Die Flachkollektoren können im Gegensatz zu den PRK auch diffuse Strahlung nutzen. Die PRK produzieren in den Sommermonaten daher mehr Wärme als die Flachkollektoren, dafür produzieren die Flachkollektoren mehr Wärme in den dunkleren Monaten. Dies ist in Abbildung 32 zu erkennen.

In Abbildung 31 ist zu sehen, dass der PTES der AWP1 Anfang Juli seine maximale Speicherkapazität erreicht. Solange der PTES voll ist, kann nur der Wärmeertrag, welcher direkt ins Wärmenetz gespeist werden kann, verwendet werden. Der Rest geht verloren. Dies sieht man in der unteren Abbildung. Bis Juli haben die Kollektoren der AWP1 und AWP2 den gleichen Verlauf. Von Juli bis Mitte August produzieren die Kollektoren der AWP2 (grau) mehr Wärme als die Kollektoren der AWP1 (orange). Deshalb kommt es bei der Anlage AWP2 zu einem höheren Energieertrag durch die Kollektoren, wie bereits in den Sankey-Diagrammen zu sehen ist. Der PTES der AWP2 hat ebenfalls für einen Zeitraum von zwei Monaten einen maximalen

Füllstand. Deshalb kann auch hier nicht der gewünschte Energieertrag durch die Kollektoren erzielt werden. Um die Leistung der PRK vollständig zu nutzen, müsste der Speicher noch größer sein.

Im Januar fällt der Füllstand des PTES der KWP steiler ab als die Füllstände der PTES mit AWP. Dies hängt mit der Leistungszahl (LZ) der Wärmepumpen zusammen. Die LZ der KWP liegt zwischen 2,6 und 3,6, abhängig vom Temperaturhub. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) gibt die Effizienz einer Wärmepumpe über die Zeitspanne eines Jahres an. Dafür wird die erzeugte Wärmeenergie ($E_{\text{Wärmeerzeugung}}$) in ein Verhältnis zur zugeführten elektrischen Energie (E_{el}) gesetzt, wie in folgender Gleichung zu sehen:

$$JAZ = \frac{E_{\text{Wärmeerzeugung}}}{E_{\text{el}}} \quad (5-1)$$

$$JAZ_{KWP} = \frac{4729\text{MWh}}{1402\text{MWh}} \approx 3,4$$

Die JAZ der KWP beträgt 3,4. Das Wärmeverhältnis (WV) der AWP ist konstant 1,7. Die zugeführte Energie ist die Hochtemperaturwärme (HTW). Wegen der konstanten LZ entspricht die JAZ der AWP auch dem Wert 1,7. Die JAZ der KWP ist höher als die der AWP. Die zweite Energiequelle für die Wärmepumpen ist die Wärme aus dem PTES. Bei einer höheren JAZ wird für die Erzeugung der Nutzwärme ein größerer Anteil Wärme aus dem PTES verwendet. Deswegen nimmt der Füllstand beim PTES mit KWP schneller ab.

Die Füllstände der PTES bei AWP1 und AWP2 fallen gleich steil ab und verlaufen parallel zueinander. Am Ende des Simulationsjahres wurden die PTES von AWP1 und AWP2 vollständig entleert. Der PTES der KWP-Anlage erreicht im März kurz den Nullpunkt. Zum Ende vom März kommt es aber wieder zu einer leichten Steigung des Füllstandes.

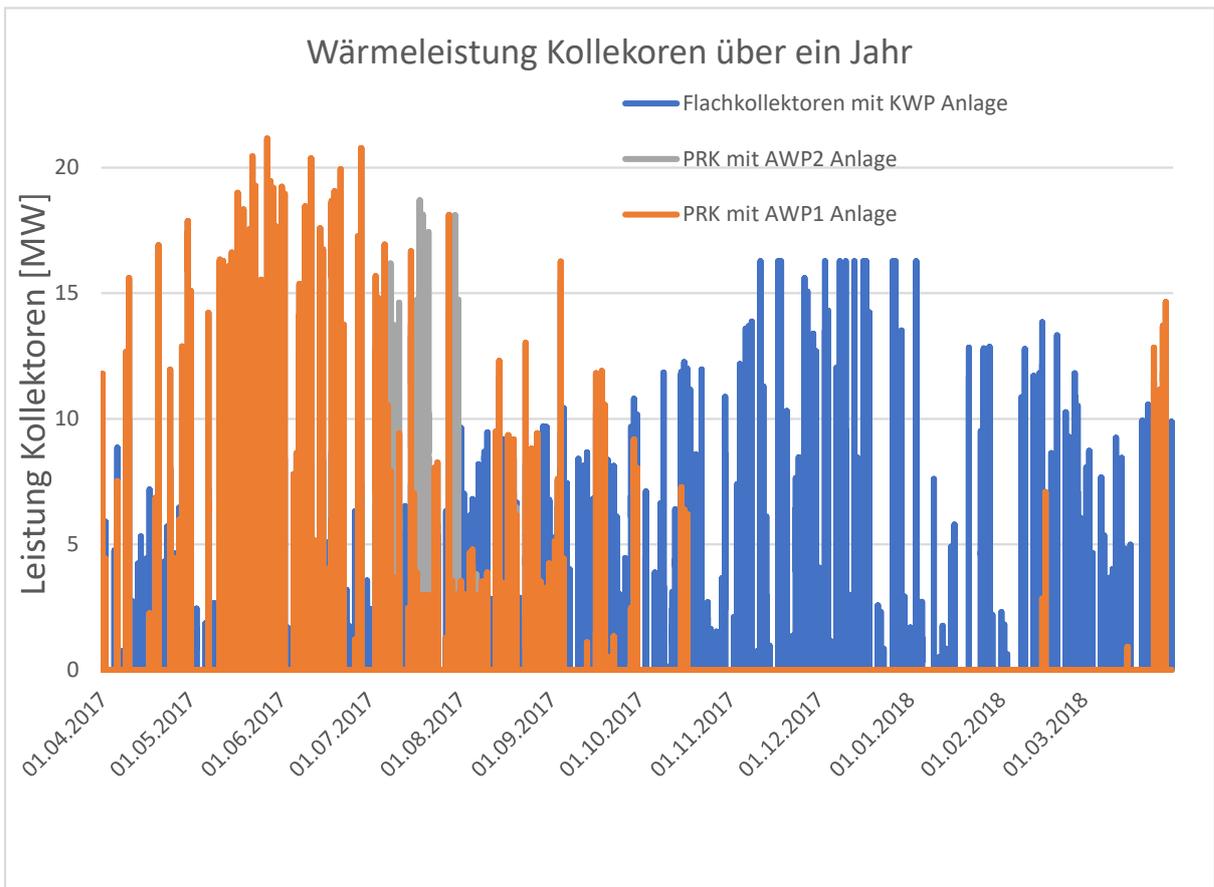


Abbildung 32: Wärmeleistung der Kollektoren über ein Jahr für die Anlagen KWP, AWP1 und AWP2

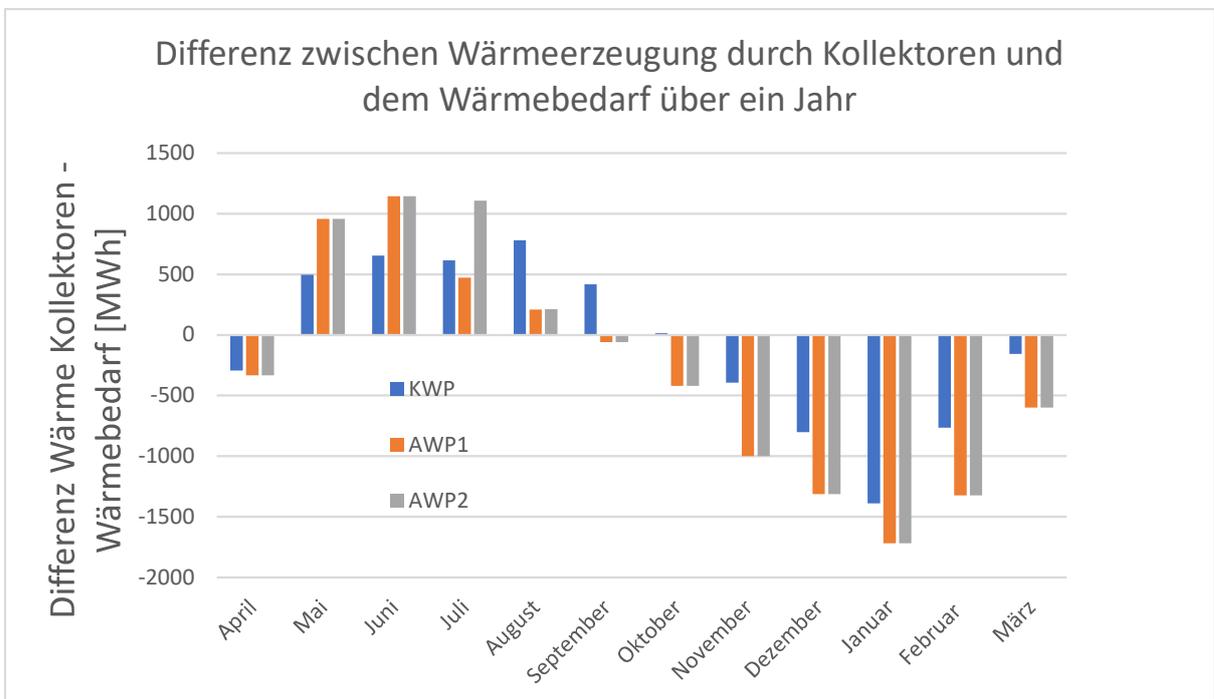


Abbildung 33: Differenz zwischen Wärmeerzeugung durch Kollektoren und dem Wärmebedarf über ein Jahr für die Anlagen KWP, AWP1 und AWP2; positiv = Wärmeertrag Kollektoren größer Wärmebedarf; negativ = Wärmebedarf größer als Wärmeertrag durch Kollektoren

5.1.3 Solarer Deckungsgrad und Stromverbrauch

In Abbildung 34 werden die elektrischen Stromverbräuche und solaren Deckungsgrade der drei Anlagen verglichen. Die blauen Balken stehen für den Stromverbrauch. Die Anlagen AWP1 verbraucht etwas mehr Strom als Anlage AWP2. Die KWP-Anlage benötigt deutlich weniger Strom als die AWP-Anlagen. Der Strom wird bei den AWP hauptsächlich benötigt, um durch den E-Kessel HTW zu erzeugen. Diese HTW wird in den Wintermonaten benötigt, um die AWP anzutreiben und Temperatur der Wärme aus dem Speicher zu erhöhen.

Durch die gelben Balken werden die solaren Deckungsgrade dargestellt. Der solare Deckungsgrad gibt an zu wie vielen Teilen der Gesamtwärmebedarf durch Solarthermie gedeckt wurde. Der solare Deckungsgrad wird durch folgende Gleichung berechnet:

$$SDG = 1 - \frac{E_{Strom}}{E_{Wärmebedarf}} \quad (5-2)$$

SDG: solarer Deckungsgrad

E_{Strom} : Strombedarf innerhalb eines Jahres

$E_{Wärmebedarf}$: eingespeiste Wärme in das Wärmenetz innerhalb eines Jahres

So ergibt sich durch folgende Beispielrechnung ein SDG von 76% für die KWP-Anlage. Die SDG für AWP1 und AWP2 betragen jeweils 40% und 47%. Wie im in Abbildung Abbildung 31 gezeigt, wird die Energieentnahme aus dem PTES durch die LZ der AWP begrenzt. Bei gleicher Größe der Wärmepumpen hat die AWP daher immer einen kleineren solaren Deckungsgrad als die KWP.

$$SDG_{KWP} = 1 - \frac{2196MWh}{9011MWh} \approx 76\%$$

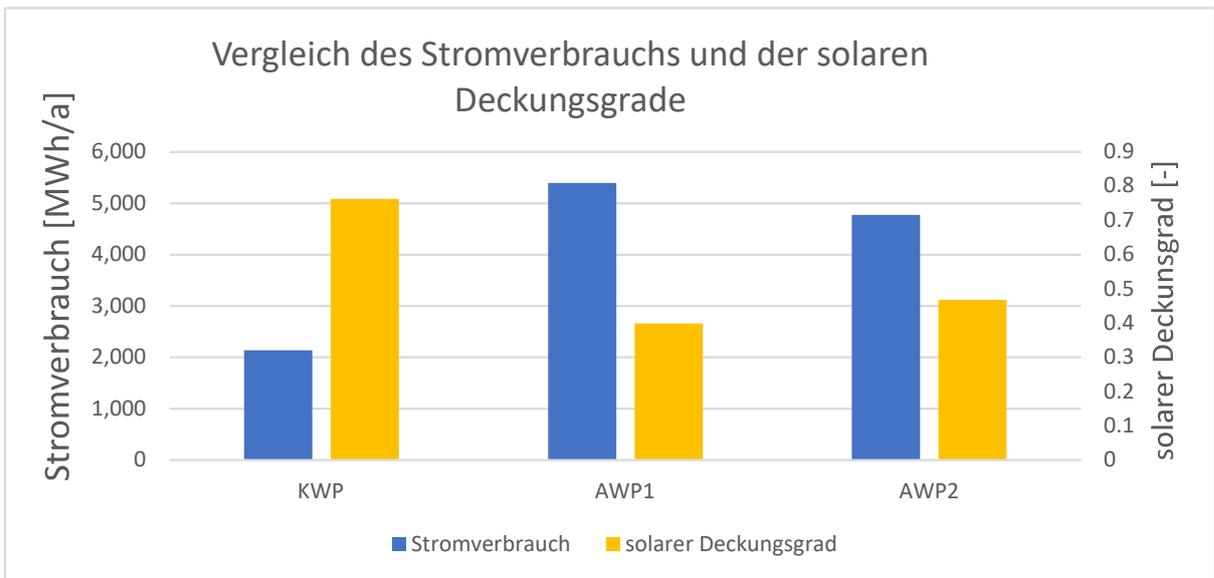


Abbildung 34: Vergleich Stromverbrauch und solarer Deckungsgrad

Im Diagramm der Abbildung 35 sind die Energieträger für die AWP der Anlage AWP1 über ein Jahr dargestellt. Zu erkennen ist, dass ab von Oktober bis Februar nahezu die gesamte Hochtemperaturwärme durch den E-Kessel bereitgestellt werden muss. Die AWP sollte mit Wärme betrieben werden, und größtenteils autark vom Strommarkt funktionieren. Weil die PRK allerdings in den Wintermonaten nicht genug HTW produzieren, verbrauchen die AWP-Anlagen mehr Strom als die KWP. Sie sind daher noch abhängiger vom Strommarkt.

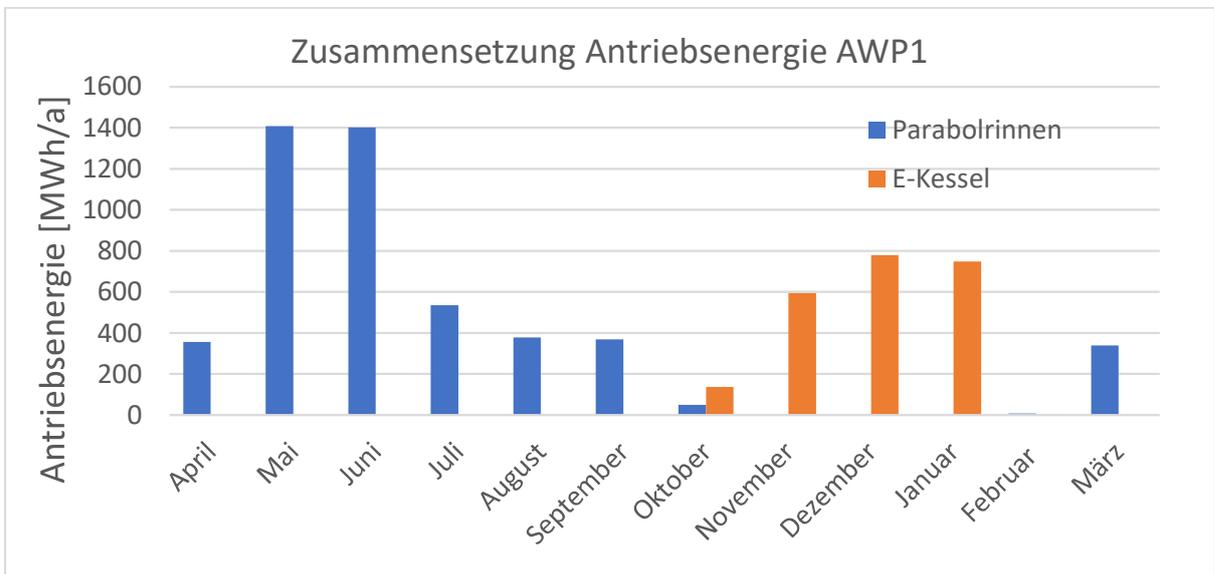


Abbildung 35: Zusammensetzung Antriebsenergie für AWP1 über ein Jahr

Die Abbildung 36 enthält ein Diagramm welches die Leistung des E-Kessel der AWP2-Anlage über ein Jahr dargestellt. Der E-Kessel muss in den Monaten November bis Mitte Mai betrieben werden. In diesen Monaten reicht die Wärmeversorgung durch PTES und die Kollektoren nicht aus, um den Bedarf zu sichern. Der E-Kessel hat eine Nennleistung von 5 MW. Diese

wurde im ganzen Jahr nicht erreicht. Der Kessel ist also groß genug, um die Versorgung zu sichern.

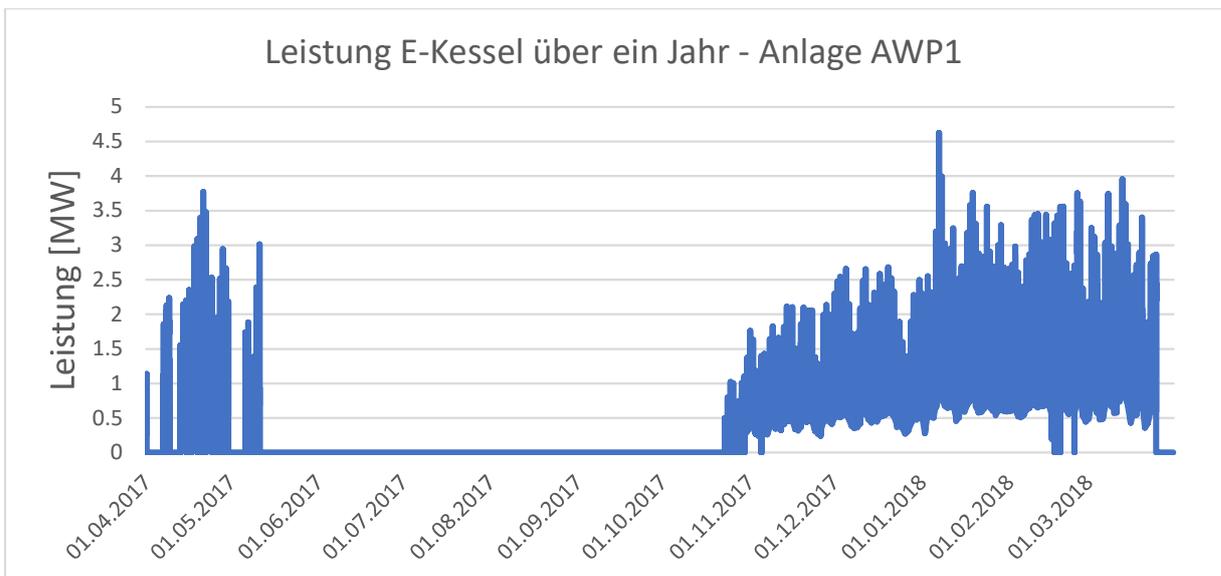


Abbildung 36: Leistung E-Kessel - AWP2 – 2017

5.2 Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten (eng. Levelized Cost of Heat=LCOH) werden nach der Kapitalwertmethode mit folgender Gleichung berechnet:

$$LCOH = \frac{\sum_t^n \frac{I_t + B\&W_t + El_t}{(1+i)^t}}{\sum_t^n \frac{Heat_t}{(1+i)^t}} \quad (5-3)$$

LCOH: Levelized Cost of Heat

t: Jahr fortlaufend

n: Lebensdauer

I: Investitionskosten

B&W: Betriebs- und Wartungskosten

El: Kosten für elektrischen Strom

i: Diskontierungsfaktor

Heat: bereitgestellte Wärme für das Wärmenetz

Um die Wärmegestehungskosten zu kalkulieren, werden zunächst die Kapitalkosten benötigt. Die Kapitalkosten werden nach der DIN276, in verschiedene Kostengruppen aufgeteilt. Die

DIN276 ist eine Norm aus dem Bauwesen, welche dazu dient Projektkosten zu ermitteln. Die Tabelle 8 enthält die Investitionskosten für alle drei Anlagen, aufgeteilt in Kostengruppen. Eine detailliertere Aufteilung der Kosten befindet sich im Anhang E. Die Hauptkostenträger sind der PTES, die Solarthermie und die Wärmepumpen. Diese sind in den Wärmeversorgungsanlagen enthalten. Eine AWP ist billiger als eine KWP, aufgrund des einfacheren technischen Aufbaus. Allerdings Prabolrinnenkollektoren sind teurer als Flachkollektoren. Daher fallen die Investitionskosten der gesamten KWP-Anlage deutlich geringer als bei der AWP-Anlage aus. Die AWP2 kostet mehr als AWP1 aufgrund des größeren Erdbeckenspeichers. Die Investitionskosten beruhen größtenteils Ramboll Erfahrungswerten. Die PRK-Kosten entstammen greenius (Anhang E)[10]. Die Kosten für Flachkollektoren sind aus einer Studie [13].

Die Anlagen werden für eine Lebensdauer von 50 Jahren ausgelegt. Einige Bestandteile haben jedoch eine kürzere Lebensdauer. Es wird angenommen, dass die Solarthermie, die Wärmepumpen sowie Verkleidung und Deckel des PTES nach 25 Jahren ausgetauscht werden müssen. Die Reinvestitionskosten für Wärmepumpen und Solarthermie werden geringer als die Originalkosten angesetzt. Dies begründet sich darauf, dass diese Bauteile in Zukunft, um die Klimaziele zu erreichen, in größerer Masse produziert werden und die Produktionskosten dadurch sinken. Außerdem führt technischer Fortschritt in der Regel dazu, dass vergleichbare Anlagen in Zukunft günstiger sind. Für die Solarthermie und die Wärmepumpen wird jeweils eine Preisminderung von 40% und 30% angesetzt.

Die Betriebskosten werden jährlich mit 1% der anfänglichen Investitionskosten angesetzt. Weil der Bau des PTES einen hohen Kostenanteil bildet, er aber kein wartungsintensives Element ist, wird ein recht niedrigerer Wert angesetzt.

Die Stromkosten für Industriekunden betragen zu Zeit ungefähr 12,06 ct/kWh [39]. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass die Stromkosten in Zukunft steigen. Für die Stromkosten wurde deshalb ein Preis von 150 €/MWh verwendet.

Der Diskontierungsfaktor wird mit 5% angesetzt.

Somit ergeben sich für die Anlagen die Tabelle 7 enthaltenen Wärmegestehungskosten. Die ausführlichen Berechnungen der LCOH befinden sich im Anhang E.

Tabelle 7: Wärmegestehungskosten für KWP, AWP1 und AWP2

Parameter	Einheit	KWP	AWP1	AWP2
Investitionskosten Anfang	€	9.872.000	15.470.700	16.196.800
Reinvestition nach 25 Jahren	€	5.484.870	7.253.700	7.538.460
Betriebs- & Wartungskosten abhängig von Investitionen Anfang	%	1		
Kosten elektrischer Strom	€/MWh	150		
Diskontierungsfaktor	%	5		
Wärmegestehungskosten	€/MWh	114,18	209,33	204,50

Die Gestehungskosten der KWP entsprechen ca. der Hälfte der Kosten für AWP1 oder AWP2. Die KWP ist günstiger in der Anschaffung und verbraucht im Betrieb weniger Strom, welcher zusätzliche Kosten verursacht. Daher ist es logisch das auch ihre Gesamtkosten günstiger sind.

Tablle 8: Gesamtinvestitionskosten für die Anlagen aufgeteilt in Kostengruppen

Kostengruppen nach DIN 276

		KWP	AWP1	AWP1
KG 300	Bauwerk - Baukonstruktionen			
	Energiezentrale	300.000 €	300.000 €	300.000 €
KG 400	Bauwerk - Technische Anlagen			
KG 420	Wärmeversorgungsanlagen			
KG 421	Wärmeerzeugungsanlagen	8.458.000 €	13.868.000 €	14.553.000 €
KG 430	Lufttechnische Anlagen			
KG 431	Lüftungsanlagen	23.000 €	23.000 €	23.000 €
KG 440	Elektrische Anlagen			
KG 441	Hoch- und Mittelspannungsanlagen	200.000 €	72.000 €	72.000 €
KG 442	Eigenstromversorgungsanlagen	15.000 €	15.000 €	15.000 €
KG 444	Niederspannungsinstallationsanlagen	50.000 €	50.000 €	50.000 €
KG 445	Beleuchtungsanlagen	7.000 €	7.000 €	7.000 €
KG 446	Blitzschutz- und Erdungsanlagen	25.000 €	25.000 €	25.000 €
KG 480	Gebäude- und Anlagenautomation			
KG 481	Automationseinrichtungen	70.000 €	70.000 €	70.000 €
KG 482	Schaltanlagen, Automationszentrale	50.000 €	50.000 €	50.000 €
KG 483	Automationsmanagement	85.000 €	85.000 €	85.000 €
KG 484	Kabel, Leitungen und Verlegesysteme	30.000 €	30.000 €	30.000 €
KG 700	Baunebenkosten			
KG 742	Externe Beratung/ Planung Technische Ausrüstung LP 1-8	559.000 €	875.700 €	916.800 €
Gesamtkosten	netto	9.872.000 €	15.470.700 €	16.196.800 €

5.3 Wettereinfluss

Für den Betrieb einer Solaranlage und eines Wärmenetzes ist das Wetter einer der wichtigsten Einflussfaktoren. In Sonnenarmen Jahren steigt der Wärmebedarf bei gleichzeitigem Sinken des Solarertrags. In sonnenreichen Jahren geschieht das Gegenteil. Das Wetter hat also doppelten Einfluss auf das Gesamtsystem. Im Folgenden werden die vorher Betrachteten Ergebnisse mit den Kennwerten eines kalten und eines warmen Jahres verglichen.

Der Standort der Anlage ist Berlin. Um ein warmes und ein kaltes Jahr zu ermitteln, wird die Abweichung der Jahresmitteltemperatur zur Durchschnittstemperatur untersucht.

In der Tabelle 9 sind die Abweichungen der Jahresmitteltemperaturen aufgelistet. Die niedrigste Mitteltemperatur liegt 2010 vor, mit einer Abweichung von -1,6 K. Die höchste Abweichung ist im Jahr 2019 mit einem Wert von +1,4 [24]. Diese beiden Jahre dienen jeweils als kaltes und warmes Vergleichsjahr.

Tabelle 9: Abweichung Jahresmitteltemperatur zum Temperaturdurchschnitt von 1991-2020 für die Jahre 2005-2020 [24]

	Abweichung Jahresmitteltemperatur zum Durchschnitt (9.69°C; 1991-2020)
Jahr	K
2005	-0.4
2006	+0.3
2007	+0.7
2008	+0.4
2009	-0.2
2010	-1.6
2011	+0.2
2012	-0.3
2013	-0.5
2014	+1.0
2015	+0.7
2016	+0.3
2017	+0.2
2018	+1.1
2019	+1.4
2020	+1.3

Neben den Wetterdaten muss in dem Modell auch der Bedarf angepasst werden. Dafür wurden die Gradtagszahlen der einzelnen Jahre ermittelt. Die Gradtagszahl wird gebildet, indem man die Differenz zwischen Außentemperatur und Sollraumtemperatur (i.d.R. 20°C) für all die Tage aufsummiert in denen die Außentemperatur unter der Heizgrenztemperatur (i.d.R. 15°C) liegt. Die Gradtagszahl wird genutzt, um Heizwärmebedarfe klimatisch anzupassen. Die

Gradtagszahlen wurden mithilfe eines öffentlichen zugänglichen Excel-Werkzeugs der IWU berechnet [20].

In der Tabelle 10 sind in der mittleren Spalte die Gradtagszahlen der Betrachtungsjahre aufgelistet. In der rechten Spalte befindet sich der daraus abgeleitete Wärmebedarf, bezogen auf das Referenzjahr 2017.

Tabelle 10: Gradtagszahlen und der daraus abgeleiteter Wärmebedarf für die Jahre 2010, 2019 und das Referenzjahr 2017

Jahr	Gradtagszahlen	Wärmebedarf [MWh]
2010	4099	11108
2019	3090	8374
2017	3321	9000

In der Abbildung 37 sind die solaren Deckungsgrade (SDG) für die verschiedenen Anlagen und Jahre dargestellt. Bei der KWP sind die Auswirkungen des kalten und warmen Jahres deutlich zu sehen. Im kalten Jahr (2010) fällt der SDG auf 60%, während er im warmen Jahr (2019) auf 83% steigt. Diese Ergebnisse entsprechen den Erwartungen. Auch bei den AWP-Anlagen steigt der SDG in den warmen Jahren. In den kalten Jahren fällt er allerdings nicht, wie zu erwarten wäre, ab. Bei der AWP2 steigt der SDG um ca. 0,5% und bei der AWP um ca. 2%.

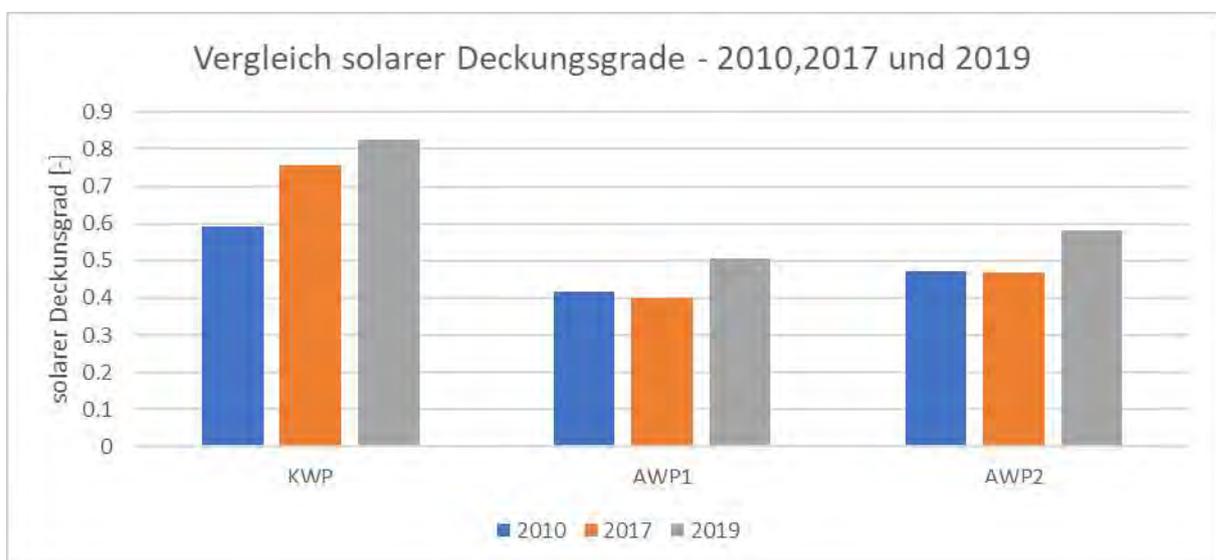


Abbildung 37: Vergleich solarer Deckungsgrade 2010, 2017 und 2019

Um zu erklären warum der der SDG im Jahr 2010 besser als 2017 ist, wird das Diagramm in Abbildung 38 ausgewertet. In dem Diagramm werden die Füllstände des PTES AWP1 für die Jahre 2010, 2017 und 2019 dargestellt. Die blaue Linie stellt den Verlauf 2010, die orangene Linie den Verlauf 2017 und die graue Linie den Verlauf 2019 dar.

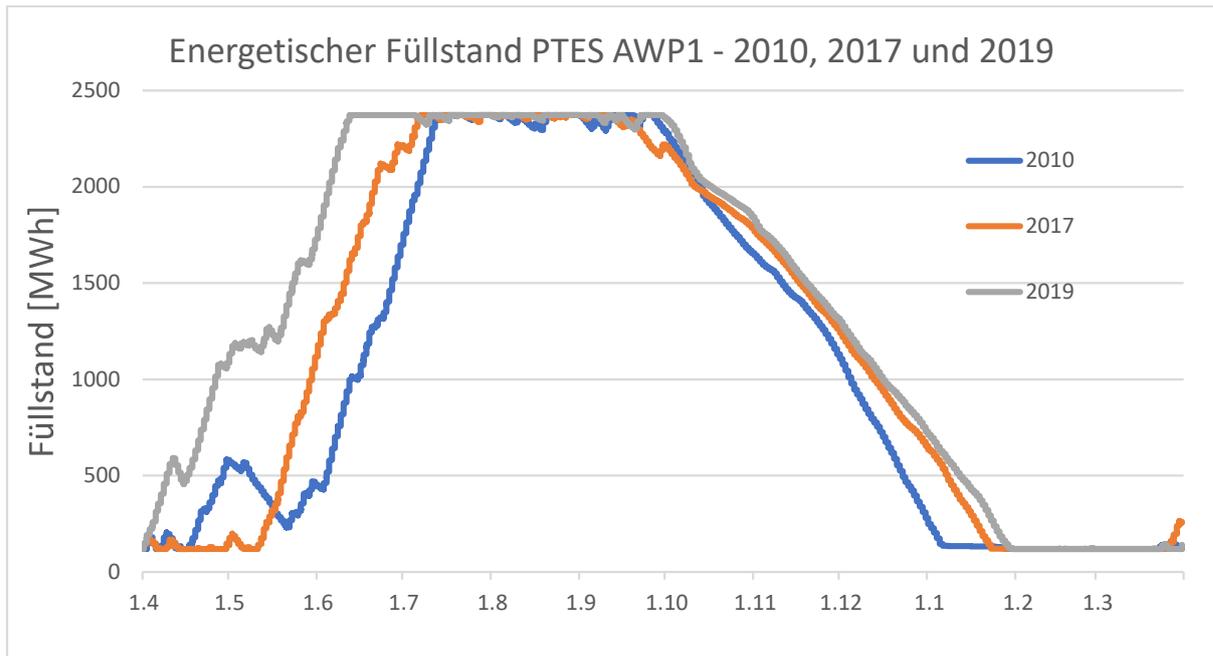


Abbildung 38: Energetische Füllstand PTES von Anlage AWP1 für die Jahre 2010, 2017 und 2019

Auch im kalten Jahr ist der PTES für einige Monate auf maximalem Füllstand. Das Potential des Energieertrages der Kollektoren wird in keinem Betrachtungsjahr voll ausgeschöpft. Der zu kleine PTES führt dazu das der SDG für das kalte und das warme Jahr nahezu gleichbleiben. Obwohl 2010 generell ein kälteres Jahr ist kam es im Mitte April 2010 zu einer höheren Aufladung als im April 2017. Diese Periode muss also im Jahr 2010 wärmer gewesen sein bzw. mehr solare Strahlung gehabt haben. Die gespeicherte Energie wird bis Mitte Mai wieder aufgebraucht. Dies führt dazu, dass der Energieertrag der Kollektoren insgesamt besser genutzt wird. Die Abweichung des Verlaufs des Jahres 2010 taucht natürlich auch bei der AWP2 auf. Aufgrund der höheren Energiemenge, die insgesamt gespeichert wird, ist die Auswirkung auf den SDG aber nicht so hoch.

Im Jahr 2019 hat sich der SDG der AWP-Anlagen um rund 10% erhöht. Im Diagramm ist zu erkennen, dass es bereits ab April zu einer stetigen Steigung des PTES-Inhalts kommt. Die Wärmeerzeugung durch Kollektoren übertrifft also bereits den Wärmebedarf. In anderen Jahren muss zu Jahresbeginn noch oft zusätzliche Wärme durch den E-Kessel bereitgestellt werden. Da das im Jahr 2019 nicht der Fall ist, steigt der SDG.

Im Diagramm in Abbildung 39 ist der Verlauf des Füllstand des PTES der KWP für die verschiedenen Jahre abgebildet. Der SDG ist hier im kalten Jahr geringer als im Referenzjahr und bleibt nicht gleich wie bei den AWP-Anlagen. Der PTES erreicht im kalten Jahr nicht die maximale Kapazität. Er wird schneller entleert und kann daher nicht den SDG des Jahres 2017 erreichen.

Besonders auffällig ist der Verlauf des warmen Jahres 2019. Wie bereits bei den AWP-Anlagen wird schon ab dem Monat April der Speicher befüllt. Im Unterschied zu den AWP-Anlagen wird der PTES der KWP nicht vollständig entleert. Es verbleibt ein Energiemenge von ca. 1,2 GWh

im Speicher. Diese Energie könnte im Folgejahr genutzt werden, wenn dort im Monat April ein höherer Bedarf besteht. Ist dies nicht der Fall bleibt die Energie ungenutzt. Dies liegt daran, dass im Folgesommer der PTES früher sein Maximum erreicht und dieses für mehrere Monate halten wird. Auch im Jahr 2019 wird das Potential der Kollektoren nicht vollständig ausgeschöpft, weil der PTES zu früh sein Maximum erreicht.

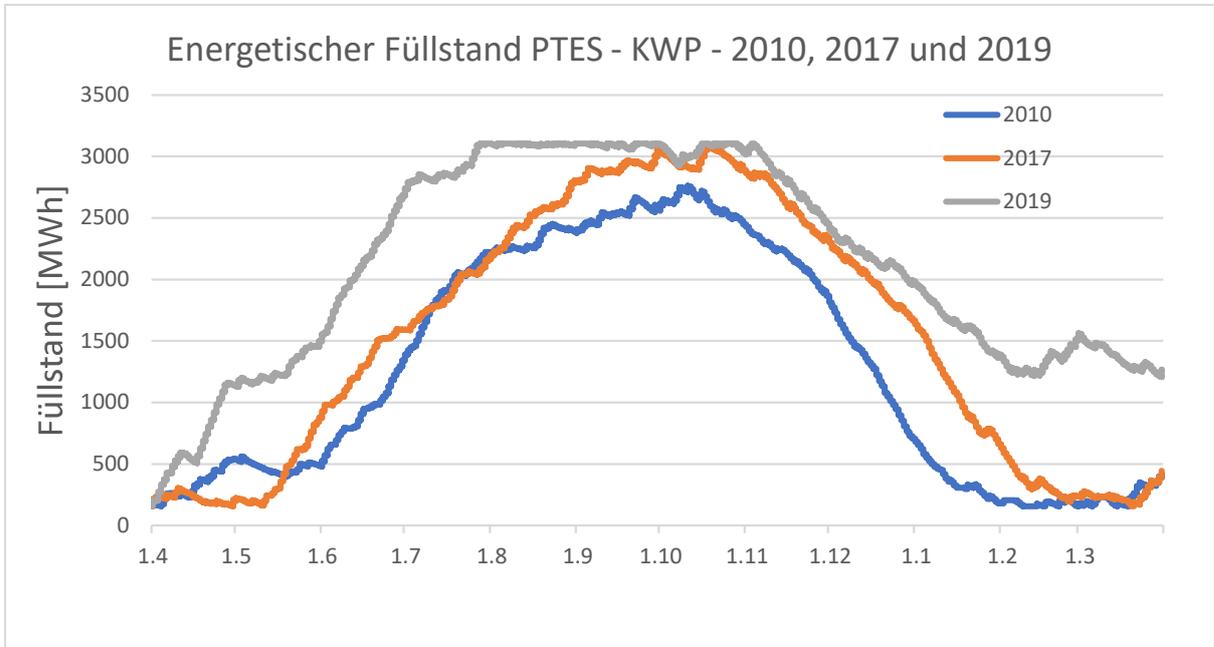


Abbildung 39: Energetische Füllstand PTES von Anlage KWP für die Jahre 2010, 2017 und 2019

6 Fazit

Ziel der Arbeit war es herauszufinden, ob Parabolrinnen-Kollektoren in Kombination mit einer Absorptionswärmepumpe eine effiziente Alternative zu herkömmlichen Fernwärme-Solarthermie sein können. Dafür wurde eine Anlage dimensioniert und in EnergyPro simuliert. Außerdem wurde eine Vergleichsanlage mit Flachkollektoren und Kompressionswärmepumpe dimensioniert und simuliert.

Dabei wurde festgestellt, dass der solare Deckungsgrad einer KWP-Flachkollektor Kombination mit einer AWP-Parabolrinnen Kombination nicht zu erreichen ist. Für die Bereitstellung von Raumwärme weisen die PRK einige Nachteile gegenüber den Flachkollektoren auf. Die PRK produzieren über ein Jahr den Großteil ihrer Energie im Sommer. Um diese Energiemenge aufzunehmen, muss der PTES wesentlich größer sein als bei einem Flachkollektor. Zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch können mehrere Monate liegen, was zu höheren Speicher-verlusten führt. Die Flachkollektoren erzeugen ebenfalls die meiste Energie im Sommer, aber insgesamt ist der Ertrag gleichmäßiger auf das Jahr verteilt. Sie erzeugen auch in der kälteren Hälfte des Jahres noch Energie, welche dann direkt genutzt werden kann.

Weil die PRK in den kalten Monaten nicht genug Wärme für den Betrieb der AWP bereitstellt, muss diese stattdessen durch den E-Kessel erzeugt werden. Dies führt dazu das der Stromverbrauch der AWP-Anlage insgesamt höher ist als bei der KWP-Anlage. Der Kessel könnte allerdings auch mit einem anderen Energieträger wie z.B. Hackschnitzeln betrieben werden. Dadurch wäre man unabhängiger vom Strommarkt, gleichwohl wäre der solare Deckungsgrad noch immer niedrig ausfallen würde. Die Abhängigkeit würde lediglich in einen anderen Rohstoffmarkt verschoben werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Agentur für Erneuerbare Energien: Endenergieverbrauch nach Strom, Wärme und Verkehr. "<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/endenergieverbrauch-strom-waerme-verkehr>", Abruf am 15.09.2023.
- [2] ARGE Fernwärme: Planungshandbuch Fernwärme. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, 2018
- [3] Averfalk H., Werner S.: Essential improvements in future district heating systems, in Energy Procedia 116, S.217-225, 2017
- [4] Baunetz_Wissen: Wärmeleitfähigkeit, "<https://www.baunetzwissen.de/glossar/w/waermeleitfaehigkeit-664148>", Abruf am 18.09.2023
- [5] Broad: Broad Absorption Heat Pump: "<http://en.broad.com/Productshow-13.aspx>", Abruf am 16.09.2023
- [6] Broad: Broad Absorption Heat Pump: "<http://en.broad.com/Productshow-13.aspx>", Abruf am 16.09.2023
- [7] Caparol: Styropor als Dämmstoff, "<https://www.caparol.de/ratgeber/materialkunde/styropor>", Abruf am 18.09.2023
- [8] Carrier: Technisches Datenblatt- Wassergekühlte Hochtemperaturwärmepumpe
- [9] Copernicus: ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present, "<https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form>", Abruf am 18.09.2023
- [10] Dittmar R., Pfeiffer B.: Modellbasierte prädiktive Regelung: Eine Einführung für Ingenieure. Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Berlin, Boston, 2004
- [11] DLR: greenius - The Green Energy System Analysis Tool, "https://www.dlr.de/sf/de/desktopdefault.aspx/tabid-11688/20442_read-44865/", Abruf am 17.09.2023
- [12] EMD International: welcome to energyPRO. "<https://www.emd-international.com/energypro/>", Abruf am 17.09.2023
- [13] Epp B.: IEA SHC: Levelised Cost of Heat and the Calculations behind It. Solarthermalworld.org, "<https://solarthermalworld.org/news/iea-shc-levelised-cost-heat-and-calculations-behind-it/>", Abruf am 18.09.2023
- [14] European Comission: Photovoltaic Geographical Information System, "https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/#HR", Abruf am 18.09.2023
- [15] Fantucci S. u.a.: Thermal energy storage with super insulating materials: a parametrical analysis, in Energy Procedia 78, S. 441-446, 2015
- [16] Frederiksen S., Werner S.: District Heatting and Cooling. Studentlitteratur AB, Lund, 2013

- [17] Geyer, A. u.a.: Solare Kraftwerke. ForschungsVerbund Erneuerbare Energie, 2002
- [18] Gilani S., Ahmed M.: Solution Crystallization Detection for double-effect LiBr-H₂O steam absorption chiller, in Ebergry Procedia 75, S.1522-1528, 2015
- [19] Herber C.: Erdbecken-Wärmespeicher in Deutschland, "<https://www.ramboll.com/projects/energy/germany-s-pit-thermal-energy-storage>", Abruf am 16.09.2023
- [20] Institut für Gebäude: Energiebilanzen für Gebäude, "<https://www.iwu.de/publikationen/fachinformationen/energiebilanzen/#c205>", Abruf am 17.09.2023
- [21] Jachmann S.: Der erste Erdbeckenspeicher Deutschland wird in SH gebaut, NDR, "<https://www.ndr.de/nachrichten/info/Der-erste-Erdbeckenspeicher-Deutschlands-wird-in-SH-gebaut,erdbeckenspeicher100.html>", Abruf am 17.09.2023
- [22] Lange M., Zobel M.: Schlussbericht zum Vorhaben Erstellung neuer Referenzlastprofile zur Auslegung, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Hausenergieversorgungssystemen, EWE- Forschungszentrum für Energietechnologie e.V., 2016
- [23] Lund H. u.a.: 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, in Energy 68, S.1-11, 2014
- [24] meteo.plus: Wetterstatistik Brandenburg und Berlin - Jahr, "<https://meteo.plus/wetterstatistik-brandenburg-berlin-jahr.php#temperatur>", Abruf am 17.09.2023
- [25] Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung: ÖKL Merkblatt-Nr. 67, 3. Ausgabe, Wien 2016
- [26] Parat: Parat IEL - Elektrischer Niederspannungskessel, "<https://www.parat.no/de/produkte/industry/parat-iel/>", Abruf am 10.08.2023
- [27] Pauschinger T. u.a.: Design Aspect for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling, International Energy Agency Technology Collaboration Programme on District Heating and Cooling including Combined Heat and Power, 2018
- [28] Ramboll: Pit thermal energy storage - Update from Toftlund, "https://www.he-atstore.eu/documents/20201028_DK-temadag_Ramb%C3%B8ll%20PTES%20project.pdf", Abruf am 17.09.2023
- [29] SankeyMatic: Make beautiful flow diagramms, "<https://sankeymatic.com/>", Abruf am 18.09.2023
- [30] Schabbach T., Beibbrandt P.: Solarthermie, Wie Sonne zu Wärme wird. Springer, Berlin, 2021
- [31] Schmidt T.: Marstal district heating monitoring data evaluation for the years 2015-2017, PlanEnergi, "https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Marstal-evaluation-report-2015-2017_2019.05.28.pdf", Abruf am 17.09.2023

- [32] Seifer, H.-J.: Effizienter Betrieb von Wärmepumpenanlagen. VDE Verlag GmbH, Berlin, 2020
- [33] Sifnaois I. u.a.: Dronninglund water pit thermal energy storage dataset. In Solar Energy 251, S.68-76, 2023
- [34] Solarserver: Solarthermie: Wärme aus Solaranlagen. "<https://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/solarthermie-solaranlage-funktionsweise-typen/>", Abruf am 16.09.2023
- [35] Sorensen P.A., Trier D.: Heatstore - High Temperature underground thermal energy storage (HT-UTES), Geothermica, "https://www.heatstore.eu/documents/20201028_DK-temadag_PlanEnergi_Monitoring%20results%20for%202019%E2%80%902020%20for%20Marstal,%20Dronninglund%20and%20Gram.pdf", Abruf am 17.09.2023
- [36] Sorensen P.A.: Best Practise for implementation and operation of large scale Borehole and Pit Heat Thermal Storage. "<https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Best-practice-Br%C3%A6dstrup-Marstal-Dronninglund-and-Gram-003.pdf>", Abruf 16.09.2023
- [37] Statistisches Bundesamt: Umweltökologische Geamtrechnungen - Private Haushalte und Umwelt.2022
- [38] Stepsahead Energiesysteme GmbH: Types of heat pump. "<https://stepsahead.at/en/heat-pumps/>", Abruf am 16.09.2023
- [39] Stratmann K.: Studie steigt bis 2030 um 50%. Handelsblatt, "<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/co2-und-erdgaspreise-studie-strompreis-steigt-bis-2030-um-50-prozent/27170486.html>", Abruf am 17.09.2023
- [40] Umwelt Bundesamt: Bioenergie, "<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->", Abruf am 18.09.2023
- [41] Umwelt Bundesamt: Erneuerbare Energie in Zahlen. "<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>", Abruf am 15.09.2023
- [42] Umwelt Bundesamt: Heizen mit Holz , "<https://www.umweltbundesamt.de/themen/heizen-holz>", Abruf am 17.09.2023
- [43] Watter H.: Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2019
- [44] Wesselak V. u.a.:Handbuch Regenerative Energietechnik.Springer Vieweg, Berlin, 2017
- [45] York: York YHAP-Absorption Heat Pumps. Datenblatt
- [46] Züblin, C.: Die elektrischen Kessel der Frima Gebrüder Sulzer A.G. in Polytechnisches Journal 343, S.77-81, 1928

Anhang

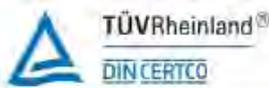
Anhangsverzeichnis

Anhang A: Geometrische Daten PTES.....	A
Anhang B: Solar Keymark GK 3133 der Firma GREENoneTEC Solarindustrie GmbH.....	B
Anhang C: Kennlinien Modell.....	C
Anhang D: ET mit Schott greenius.....	D
Anhang E: Wärmegestehungskosten.....	E

Anhang A: Geometrische Daten PTES

Variation	Kapazität	Volumen	Höhe	Seitenlänge a	Seitenlänge b	Fläche Deckel
	MWh	m³	m	m	m	m²
KWP	3103	31500	15	85	25	7225
AWP1	2373	31500	15	85	25	7225
AWP2	3102	41190	15	100	40	10000

Anhang B: Solar Keymark GK 3133 der Firma GREENoneTEC Solarindustrie GmbH



Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate					Licence Number		011-752566 F			
					Issued		2015-08-28			
Company holding the					GREENoneTEC Solarindustrie GmbH		Country Österreich			
Brand (optional)					www.greenonetec.com		Website			
Street, street number					Industriepark St. Veit, Energieplatz 1		E-mail info@greenonetec.com			
Postal Code / City, province					9300 St. Veit a.D. Clam		Tel/Fax +43 4212 28136-0 / 4212 28136-250			
Collector Type (flat plate glazed/un-glazed; evacuated tubular)					Flat plate collector - glazed					
Thermal / photo voltaic hybrid collector? (PVT collector)					No					
Integration in the roof possible? (manufacturers declaration)					No					
					Power output per collector module					
					G _b = 850 W/m ² ; G _d = 150 W/m ²					
					T _m -T _a					
					0 K 10 K 30 K 50 K 70 K					
					W W W W W					
Collector name	Aperture area (A _a)	Gross length	Gross width	Gross height	Gross area (A _G)	0 K	10 K	30 K	50 K	70 K
	m ²	mm	mm	mm	m ²	W	W	W	W	W
GK 3803 S	7.41	2 224	3 557	135	7.91	6 272	6 034	5 500	4 880	4 201
GK 3133 S	12.35	2 224	3 920	135	13.17	10 454	10 057	9 167	8 149	7 002
Performance test method					Liquid heating collector - quasi-dynamic - outdoor					
Performance parameters related to aperture area					Units					
					n _{0b} c1 c2 c3 c4 c6 K0d					
					W/(m ² K) W/(m ² K ²) 1/(m ² K) s/m					
Test results - Flow rate and fluid see note 1					0.857 3.083 0.013 0.000 0.000 0.000 0.918					
Bi-directional incidence angle modifiers?					No K0 values are obligatory for 50°.					
Incidence angle modifiers K0(β)					Angle 10° 20° 30° 40° 50° 60° 70° 80° 90°					
					K0(β) 1.00 0.96 0.97 0.95 0.91 0.83 0.68 0.21 0.00					
Incidence angle modifier not bi-directional - leave fields blank										
Stagnation temperature - Weather conditions see note 2					T _{stg} 214 °C					
Effective thermal capacity					c _{eff} = C/A _{Ap} 9.985 kJ/(m ² K)					
Max. Intende operation temperature - see note 3					T _{max,op} °C					
Max. operation pressure - see note 3					p _{max,op} 1000 kPa					
Pressure drop table - for a collector family, the values shall be for the module with highest ΔP per m ² aperture area										
Flow rate	kg/(s m ²)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pressure drop, ΔP	Pa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Optional weather data					Location Link					
Testing Laboratory					TZS, ITW University Stuttgart					
Website					http://www.itw.uni-stuttgart.de					
Test report id. number					15C0L1257, 15C0L1257Q		Date of test report		28.08.2015; 28.08.2015	
During the test GDIF/GTOT was always between					0 and 1					
Comments of testing laboratory:					none					
Note 1					Flow rate 0.020 kg/(s m ²)		Fluid		Water	
Note 2					Irradiance, G = 1000 W/m ² ; Ambient temperature, T _a = 30 °C					
Note 3					Given by manufacturer					
DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin										
Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de										
Data sheet version: 4.06, 2014-01-15										

Anhang C: Kennlinien Modell

Kennlinie Vorlauf Wärmenetz

Vorlauf_Wärmenetz

Name:

Symbolname:

Einheit:

1. Parameter:

2. Parameter:

Keine Änderung der Funktion Funktion in Umwandlungstabelle modifizieren Funktion bestimmt durch zyklische Perioden

Eingabedaten	Umgewandelt zu [°C]
-20,00	95,00
15,00	60,00

Standort definieren

Kommentare:

Kennlinie Leistungszahl KWP

Leistungszahl_KWP

Name: Leistungszahl_KWP

Symbolname: COP_KWP

Einheit: -

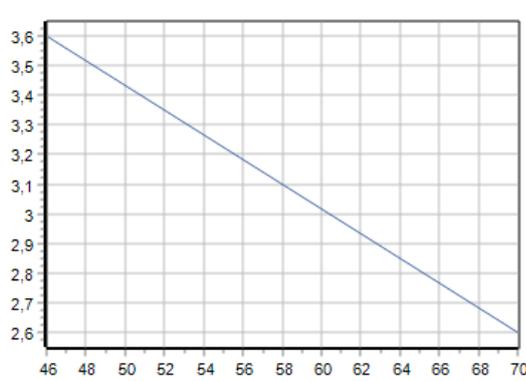
1. Parameter: VL_Wn()-T_oS_5()

2. Parameter:

Keine Änderung der Funktion Funktion in Umwandlungstabelle modifizieren Funktion bestimmt durch zyklische Perioden

Eingabedaten	Umgewandelt zu [-]
46,00	3,60
70,00	2,60

Neue Zeile Zeile löschen



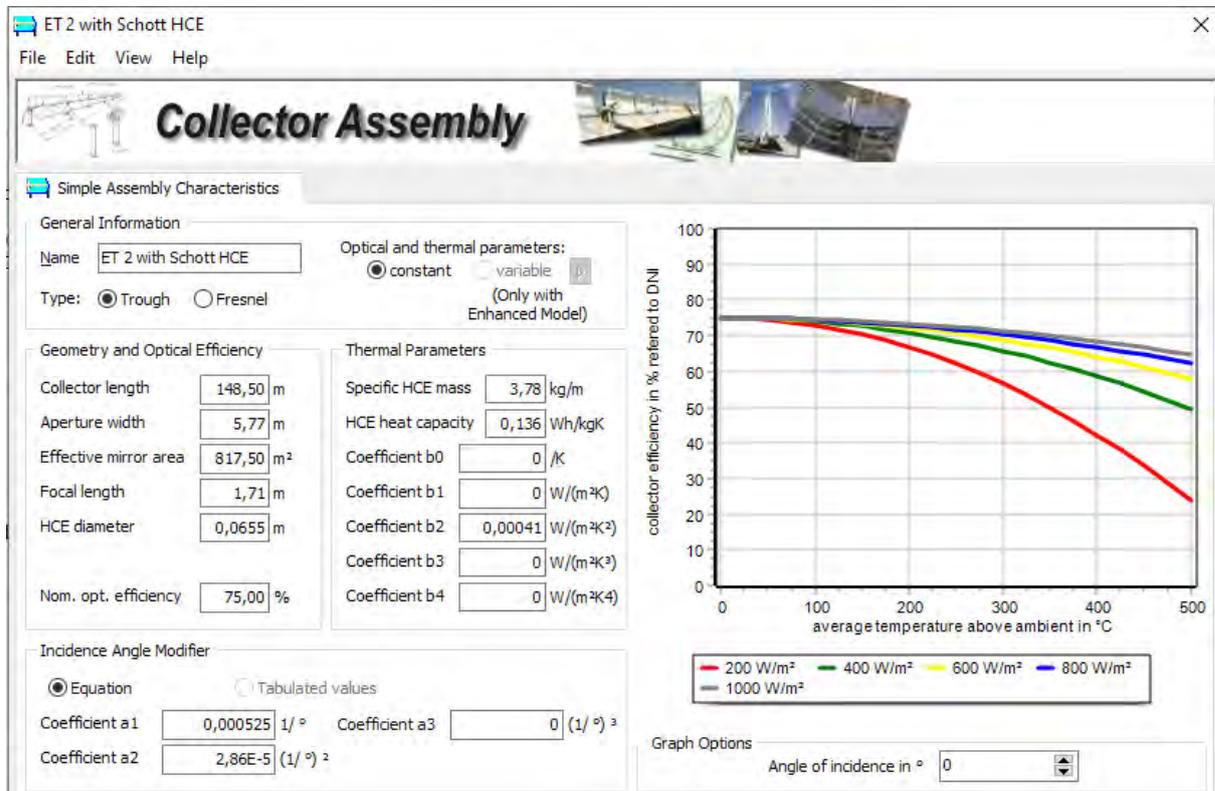
Standort definieren

Kommentare:

OK Abbruch

Anhang D: ET mit Schott aus greenius

Kenndaten Parabolrinnenkollektoren



Größe Parabolrinnenkollektorfeld

Field Data
Field Operation

General

Simple field model
 Enhanced field model

General and Dimensions

Name:

Collector name:

Land use factor:

Land use: m²

Reference Irradiation: W/m²

Nominal Thermal Output [±]: kWth

± At reference direct irradiation and amb. temp = 25 °C

Orientation

Distance between rows: m

Distance between collectors: m

Tracking axis tilt angle: °

Tracking axis azimuth: °

North-South

End gain possible

Field parameters

	Field/Superheater
Number of rows in the field	<input type="text" value="8"/>
No. of collectors/row (loop)	<input type="text" value="6"/>
Field size (effective mirror area)	<input type="text" value="39240"/> m ²
Total header length	<input type="text" value="2415,0"/> m
Mean header diameter	<input type="text" value="0,2545"/> m
Header specific mass	<input type="text" value="60,29"/> kg/m
Length fraction cold header	<input type="text" value="0,50"/>
Pipe length in loops	<input type="text" value="396,0"/> m
Pipe diameter in loops	<input type="text" value="0,0525"/> m
Pipe specific mass	<input type="text" value="5,44"/> kg/m
Drum length	
Drum diameter	
Drum spec. mass	
Recirculation rate	
Heat capacity ²	<input type="text" value="0,136"/> Wh/(kgK) <input checked="" type="checkbox"/> Automatic calculation of pipe length

Anhang E: Wärmegestehungskosten

KWP-Anlage Kostengruppen nach DIN 276

		Einheit	Anzahl/Größe	Einzelkosten	Gesamtkosten
KG 300	Bauwerk - Baukonstruktionen				
	Energiezentrale	psch.			300.000 €
KG 400	Bauwerk - Technische Anlagen				
KG 420	Wärmeversorgungsanlagen				
KG 421	Wärmeerzeugungsanlagen				8.458.000 €
	Solarthermieanlage	m ²	13.080	240 €	3,139.000 €
	Kompressionswärmepumpe	kW	5.000	439 €	2,195.000 €
	Wärmeübertrager	St	2	30.000 €	60.000 €
	Wärmeübertrager (Kältemittel zu Wasser)				45.000 €
	PTES	m ³	31.500	70 €	2,205.000 €
	HT-Pufferspeicher	m ³	350	500 €	175.000 €
	E-Kessel	kW	5.000	100 €	500.000 €
	Bidirektional Pumpe	St	2	10.000 €	20.000 €
	Pumpen	St	7	5.000 €	35.000 €
	Verrohrung, Armaturen, Ventile, etc.	%	1%		83.740 €
KG 430	Lufotechnische Anlagen				
KG 431	Lüftungsanlagen	St	1	23.000 €	23.000 €
KG 440	Elektrische Anlagen				
KG 441	Hoch- und Mittelspannungsanlagen	psch.			200.000 €
KG 442	Eigenstromversorgungsanlagen	psch.			15.000 €
KG 444	Niederspannungsinstallationsanlagen	psch.			50.000 €
KG 445	Beleuchtungsanlagen	psch.			7.000 €
KG 446	Blitzschutz- und Erdungsanlagen	psch.			25.000 €
KG 480	Gebäude- und Anlagenautomation				
KG 481	Automationseinrichtungen	psch.			70.000 €

		Einheit	Anzahl/ Größe	Einzelkosten	Gesamtkosten
KG 482	Schaltschränke, Automationsschwerpunkte	psch.			50.000 €
KG 483	Automationsmanagement	psch.			85.000 €
KG 484	Kabel, Leitungen und Verlegesysteme	psch.			30.000 €
KG 700	Baunebenkosten				
KG 742	Externe Beratung/Planung Technische Ausrüstung LP 1-8	%	6%		559.000 €
Gesamtkosten		netto			9.872.000 €

AWP1-Anlage Kostengruppen nach DIN 276

		Einheit	Anzahl/Größe	Einzelkosten	Gesamtkosten
KG 300	Bauwerk - Baukonstruktionen				
	Energiezentrale	psch.			300.000 €
KG 400	Bauwerk - Technische Anlagen				
KG 420	Wärmeversorgungsanlagen				
KG 421	Wärmeerzeugungsanlagen				13.868.000 €
	Solarthermieanlage	m ²	39.240	242 €	9.496.000 €
	Absorptionswärmepumpe	kW	5.000	180 €	900.000 €
	Wärmeübertrager	St	1	30.000 €	30.000 €
	Wärmeübertrager (Kältemittel zu Wasser)				45.000 €
	PTES	m ³	31.500	70 €	2.205.000 €
	HT-Pufferspeicher	m ³	1.000	500 €	500.000 €
	E-Kessel	kW	5.000	100 €	500.000 €
	Bidirektional Pumpe	St	2	10.000 €	20.000 €
	Pumpen	St	7	5.000 €	35.000 €
	Verrohrung, Armaturen, Ventile, etc.	%	1%		137.310 €
KG 430	Lufttechnische Anlagen				
KG 431	Lüftungsanlagen	St	1	23.000 €	23.000 €
KG 440	Elektrische Anlagen				
KG 441	Hoch- und Mittelspannungsanlagen	psch.			72.000 €
KG 442	Eigenstromversorgungsanlagen	psch.			15.000 €
KG 444	Niederspannungsinstallationsanlagen	psch.			50.000 €
KG 445	Beleuchtungsanlagen	psch.			7.000 €
KG 446	Blitzschutz- und Erdungsanlagen	psch.			25.000 €
KG 480	Gebäude- und Anlagenautomation				
KG 481	Automationseinrichtungen	psch.			70,000 €
KG 482	Schaltanlagen, Automationsschwerpunkte	psch.			50,000 €
KG 483	Automationsmanagement	psch.			85,000 €

		Einheit	Anzahl/Größe	Einzelkosten	Gesamtkosten
KG 484	Kabel, Leitungen und Verlegesysteme	psch.			30,000 €
KG 700	Baunebenkosten				
KG 742	Externe Beratung/Planung Technische Ausrüstung LP 1-8	%	6%		875,700 €
Gesamtkosten		netto			<u>15,470,700 €</u>

AWP2-Anlage Kostengruppen nach DIN 276

		Einheit	Anzahl/Größe	Einzelkosten	Gesamtkosten
KG 300	Bauwerk - Baukonstruktionen				
	Energiezentrale	psch.			300.000 €
KG 400	Bauwerk - Technische Anlagen				
KG 420	Wärmeversorgungsanlagen				
KG 421	Wärmeerzeugungsanlagen				14.553.000 €
	Solarthermieanlage	m ²	39.240	242 €	9.496.000 €
	Absorptionswärmepumpe	kW	5.000	180 €	900.000 €
	Wärmeübertrager	St	1	30.000 €	30.000 €
	Wärmeübertrager (Kältemittel zu Wasser)				45.000 €
	PTES	m ³	41.190	70 €	2.883.000 €
	HT-Pufferspeicher	m ³	1.000	500 €	500.000 €
	E-Kessel	kW	5.000	100 €	500.000 €
	Bidirektional Pumpe	St	2	10.000 €	20.000 €
	Pumpen	St	7	5.000 €	35.000 €
	Verrohrung, Armaturen, Ventile, etc.	%	1%		144.090 €
KG 430	Lufttechnische Anlagen				
KG 431	Lüftungsanlagen	St	1	23.000 €	23.000 €
KG 440	Elektrische Anlagen				
KG 441	Hoch- und Mittelspannungsanlagen	psch.			72.000 €
KG 442	Eigenstromversorgungsanlagen	psch.			15.000 €
KG 444	Niederspannungsinstallationsanlagen	psch.			50.000 €
KG 445	Beleuchtungsanlagen	psch.			7.000 €
KG 446	Blitzschutz- und Erdungsanlagen	psch.			25.000 €
KG 480	Gebäude- und Anlagenautomation				
KG 481	Automationseinrichtungen	psch.			70.000 €
KG 482	Schaltanlagen, Automationsschwerpunkte	psch.			50.000 €
KG 483	Automationsmanagement	psch.			85.000 €

		Einheit	Anzahl/Größe	Einzelkosten	Gesamtkosten
KG 484	Kabel, Leitungen und Verlegesysteme	psch.			30.000 €
KG 700	Baunebenkosten				
KG 742	Externe Beratung/Planung Technische Ausrüstung LP 1-8	%	6%		916.800 €
Gesamtkosten		netto			<u>16.196.800 €</u>

Kosten Parabolrinnekollektoren

Default [X]

File Edit Help

Costs

€ Investment Costs € Additional Running Costs

General

Name: *) given at start of construction
2) escalated to start of construction

Major Equipment Costs (EPC)

Non-conventional components *)	<input type="text" value="9 496 080"/>	€	▶
Conventional components *)	<input type="text" value="0"/>	€	▶
Storage *)	<input type="text" value="3 500"/>	€	▶
I. Total major equipment costs (EPC)	<input type="text" value="9 499 580"/>	€	

Other Costs

Land Costs 2)	<input type="text" value="146 375"/>	€	▶
Infrastructure Requirement Costs *)	<input type="text" value="0"/>	€	
Project Development	<input type="text" value="5,0"/> % of I.	<input type="text" value="474 979"/>	€
Insurance during Construction	<input type="text" value="1,0"/> % of I.	<input type="text" value="94 996"/>	€
Supervision and Startup	<input type="text" value="3,0"/> % of I.	<input type="text" value="284 987"/>	€
II. Total Other Costs		<input type="text" value="1 001 337"/>	€

Contingencies % of I. +II. €

Total Investment Costs €

OK Apply Cancel

LCOH Berechnung KWP-Anlage

Stromkosten	150 €/MWh
Stromverbrauch	2196 MWh
Wartungskosten bezogen auf Anfangsinvestition	1%
Diskontierungsfaktor	5%

Jahr	Investition [€]	Wartung [€]	Stromkosten [€]	Gesamtkosten [€]	Diskontierte Kosten [€]	Wärmeerzeugung [MWh]	Diskontierter Wärmeerzeugung [MWh]
1	9872000	98720	329400	10300120	9809638	9000	8571
2		98720	329400	428120	388317	9000	8163
3		98720	329400	428120	369826	9000	7775
4		98720	329400	428120	352215	9000	7404
5		98720	329400	428120	335443	9000	7052
6		98720	329400	428120	319470	9000	6716
7		98720	329400	428120	304257	9000	6396
8		98720	329400	428120	289768	9000	6092
9		98720	329400	428120	275970	9000	5801
10		98720	329400	428120	262829	9000	5525
11		98720	329400	428120	250313	9000	5262
12		98720	329400	428120	238393	9000	5012
13		98720	329400	428120	227041	9000	4773
14		98720	329400	428120	216230	9000	4546
15		98720	329400	428120	205933	9000	4329
16		98720	329400	428120	196127	9000	4123
17		98720	329400	428120	186787	9000	3927

18		98720	329400	428120	177893	9000	3740
19		98720	329400	428120	169422	9000	3562
20		98720	329400	428120	161354	9000	3392
21		98720	329400	428120	153670	9000	3230
22		98720	329400	428120	146353	9000	3077
23		98720	329400	428120	139384	9000	2930
24		98720	329400	428120	132746	9000	2791
25		98720	329400	428120	126425	9000	2658
26	5484870	98720	329400	5912990	1662974	9000	2531
27		98720	329400	428120	114671	9000	2411
28		98720	329400	428120	109211	9000	2296
29		98720	329400	428120	104010	9000	2187
30		98720	329400	428120	99057	9000	2082
31		98720	329400	428120	94340	9000	1983
32		98720	329400	428120	89848	9000	1889
33		98720	329400	428120	85569	9000	1799
34		98720	329400	428120	81495	9000	1713
35		98720	329400	428120	77614	9000	1632
36		98720	329400	428120	73918	9000	1554
37		98720	329400	428120	70398	9000	1480
38		98720	329400	428120	67046	9000	1409
39		98720	329400	428120	63853	9000	1342
40		98720	329400	428120	60813	9000	1278
41		98720	329400	428120	57917	9000	1218
42		98720	329400	428120	55159	9000	1160
43		98720	329400	428120	52532	9000	1104
44		98720	329400	428120	50031	9000	1052
45		98720	329400	428120	47648	9000	1002
46		98720	329400	428120	45379	9000	954

47		98720	329400	428120	43218	9000	909
48		98720	329400	428120	41160	9000	865
49		98720	329400	428120	39200	9000	824
50		98720	329400	428120	37334	9000	785
Summen	15356870	4936000	16470000	36762870	18760201	450000	164303
	LCOH	114.18	€/MWh				

LCOH Berechnung AWP1-Anlage

Stromkosten	150 €/MWh
Stromverbrauch	5403 MWh
Wartungskosten bezogen auf Anfangsinvestition	1%
Diskontierungsfaktor	5%

Jahr	Investition [€]	Wartung [€]	Stromkosten [€]	Gesamtkosten [€]	Diskontierte Kosten [€]	Wärmeerzeugung [MWh]	Diskontierte Wärmeerzeugung [MWh]
1	15470700	154707	810450	16435857	15653197	9000	8571
2		154707	810450	965157	875426	9000	8163
3		154707	810450	965157	833739	9000	7775
4		154707	810450	965157	794037	9000	7404
5		154707	810450	965157	756226	9000	7052
6		154707	810450	965157	720215	9000	6716
7		154707	810450	965157	685919	9000	6396
8		154707	810450	965157	653256	9000	6092
9		154707	810450	965157	622149	9000	5801
10		154707	810450	965157	592523	9000	5525
11		154707	810450	965157	564307	9000	5262
12		154707	810450	965157	537436	9000	5012
13		154707	810450	965157	511843	9000	4773
14		154707	810450	965157	487470	9000	4546
15		154707	810450	965157	464257	9000	4329
16		154707	810450	965157	442150	9000	4123
17		154707	810450	965157	421095	9000	3927
18		154707	810450	965157	401043	9000	3740

19		154707	810450	965157	381945	9000	3562
20		154707	810450	965157	363758	9000	3392
21		154707	810450	965157	346436	9000	3230
22		154707	810450	965157	329939	9000	3077
23		154707	810450	965157	314227	9000	2930
24		154707	810450	965157	299264	9000	2791
25		154707	810450	965157	285014	9000	2658
26	7253700	154707	810450	8218857	2311477	9000	2531
27		154707	810450	965157	258516	9000	2411
28		154707	810450	965157	246205	9000	2296
29		154707	810450	965157	234481	9000	2187
30		154707	810450	965157	223316	9000	2082
31		154707	810450	965157	212681	9000	1983
32		154707	810450	965157	202554	9000	1889
33		154707	810450	965157	192908	9000	1799
34		154707	810450	965157	183722	9000	1713
35		154707	810450	965157	174974	9000	1632
36		154707	810450	965157	166642	9000	1554
37		154707	810450	965157	158706	9000	1480
38		154707	810450	965157	151149	9000	1409
39		154707	810450	965157	143951	9000	1342
40		154707	810450	965157	137096	9000	1278
41		154707	810450	965157	130568	9000	1218
42		154707	810450	965157	124350	9000	1160
43		154707	810450	965157	118429	9000	1104
44		154707	810450	965157	112790	9000	1052
45		154707	810450	965157	107419	9000	1002
46		154707	810450	965157	102303	9000	954
47		154707	810450	965157	97432	9000	909

48		154707	810450	965157	92792	9000	865
49		154707	810450	965157	88374	9000	824
50		154707	810450	965157	84165	9000	785
Summen	22724400	7735350	40522500	70982250	34393870	450000	164303
	LCOH	209.33	€/MWh				

LCOH Berechnung AWP2-Anlage

Stromkosten	150 €/MWh
Stromverbrauch	4783 MWh
Wartungskosten bezogen auf Anfangsinvestition	1%
Diskontierungsfaktor	5%

Jahr	Investition [€]	Wartung [€]	Stromkosten [€]	Gesamtkosten [€]	Diskontierte Kosten [€]	Wärmeerzeugung [MWh]	Diskontierter Wärmeerzeugung [MWh]
1	16196800	161968	717450	17076218	16263065	9000	8571
2		161968	717450	879418	797658	9000	8163
3		161968	717450	879418	759674	9000	7775
4		161968	717450	879418	723499	9000	7404
5		161968	717450	879418	689047	9000	7052
6		161968	717450	879418	656235	9000	6716
7		161968	717450	879418	624986	9000	6396
8		161968	717450	879418	595225	9000	6092
9		161968	717450	879418	566881	9000	5801
10		161968	717450	879418	539886	9000	5525
11		161968	717450	879418	514177	9000	5262
12		161968	717450	879418	489693	9000	5012
13		161968	717450	879418	466374	9000	4773
14		161968	717450	879418	444166	9000	4546
15		161968	717450	879418	423015	9000	4329
16		161968	717450	879418	402872	9000	4123
17		161968	717450	879418	383687	9000	3927
18		161968	717450	879418	365416	9000	3740

19		161968	717450	879418	348016	9000	3562
20		161968	717450	879418	331443	9000	3392
21		161968	717450	879418	315660	9000	3230
22		161968	717450	879418	300629	9000	3077
23		161968	717450	879418	286313	9000	2930
24		161968	717450	879418	272679	9000	2791
25		161968	717450	879418	259695	9000	2658
26	7538460	161968	717450	8417878	2367450	9000	2531
27		161968	717450	879418	235551	9000	2411
28		161968	717450	879418	224334	9000	2296
29		161968	717450	879418	213651	9000	2187
30		161968	717450	879418	203477	9000	2082
31		161968	717450	879418	193788	9000	1983
32		161968	717450	879418	184560	9000	1889
33		161968	717450	879418	175772	9000	1799
34		161968	717450	879418	167401	9000	1713
35		161968	717450	879418	159430	9000	1632
36		161968	717450	879418	151838	9000	1554
37		161968	717450	879418	144608	9000	1480
38		161968	717450	879418	137722	9000	1409
39		161968	717450	879418	131163	9000	1342
40		161968	717450	879418	124918	9000	1278
41		161968	717450	879418	118969	9000	1218
42		161968	717450	879418	113304	9000	1160
43		161968	717450	879418	107908	9000	1104
44		161968	717450	879418	102770	9000	1052
45		161968	717450	879418	97876	9000	1002
46		161968	717450	879418	93215	9000	954
47		161968	717450	879418	88777	9000	909

48		161968	717450	879418	84549	9000	865
49		161968	717450	879418	80523	9000	824
50		161968	717450	879418	76689	9000	785
Summen		23735260	8098400	35872500	67706160	33600235	450000
	LCOH	204.50	€/MWh				