# Funktionen

## Anlage eines Projekts

Bevor mit den eigentlichen Berechnungen begonnen werden kann, muss ein neues Projekt angelegt werden. Die entsprechende Maske findet der Benutzer unter „Projekt > Neues Projekt“ oder mit RMT im Navigationsbereich. Dort wird der Name des Projekts eingegeben, weiterhin kann eine Kurzbeschreibung des Projekts erfasst werden. Außerdem werden an dieser Stelle die Projektlaufzeit und die Wetterstation angegeben.

Nach der Speicherung erscheint im Projektbaum an oberster Stelle der Projektname, darunter eingerückt die festen Begriffe „Wärmeerzeugung“, „Wärmeverteilung“, Wärmenutzung“, „Investitionen“ und „Ergebnisse“.

## Erzeugung einer projektspezifischen Jahresdauerlinie

### Abnehmer definieren

Der erste Schritt zur Erzeugung einer projektspezifischen Jahresdauerlinie ist die Spezifizierung der an das Heizwerk anzuschließenden Wärmeabnehmer. Dabei kann der Benutzer beliebig viele Abnehmer definieren, diese werden in der projektspezifischen Tabelle ABNEHMER gespeichert.

Der Benutzer ruft dazu ein Formular, in das er die zur Berechnung nötigen Werte eintragen kann, im Projektbaum mit RMT auf „Wärmenutzung“ auf. Zur Kontrolle oder zur späteren Abänderung kann der Eintrag im Projektbaum aufgerufen und verändert oder gelöscht werden. Dabei ist auch ein „Speichern unter“ möglich, so dass der Benutzer bei vielen gleichartigen Abnehmern nicht jedes Mal alle Angaben neu eintippen muss. Optional kann auch die Adresse eingetragen werden. Diese Option soll vor allem deswegen integriert werden, falls im weiteren Entwicklungsverlauf eine geografische Software ergänzt werden sollte (z.B. GIS). Bis dahin wird die Bemessung der Trasse manuell vorgenommen. In der Übersicht (links) soll es möglich sein, einzelne Abnehmer an- und auszuschalten. So wird das Rechnen verschiedener Varianten erleichtert.

Folgende Angaben müssen gemacht werden:

* Bezeichnung des Abnehmers
* Genauere Beschreibung des Abnehmers
* Gebäudetyp
* Gebäudezustand

Folgende Angaben können zusätzlich gemacht werden:

* Adresse
* Ggf. Heizlast in kW (bedarfsgebundene Ermittlung)
* Ggf. bisherige Brennstoffe und Verbräuche (verbrauchsgebundene Ermittlung)
* Ggf Nutzungsgrad oder Wirkungsgrad der bestehenden Heizung (verbrauchsgebundene Ermittlung)

Gebäudetyp und Gebäudezustand können jeweils über Drop-Down Menüs ausgewählt werden. Diese dienen zur Bestimmung der Heizgrenztemperatur und des Warmwasserbedarfs. Die ermittelten Werte dienen als Vorschlag und können projektspezifisch angepasst werden. Die notwendigen Informationen sind in der Tabelle GEBAEUDETYPEN und GEBAEUDEZUSTAND hinterlegt.

Die Heizgrenzleistung entspricht dem Leistungsbedarf zur Erzeugung von Warmwasser. Über die Auswahl des Gebäudetyps wird eine Prozentzahl am Gesamtleistungsbedarf für den Warmwasserbedarf zugrunde gelegt. Dieser sollte in einem überschreibbaren Feld angezeigt werden, damit er durch den Nutzer verändert werden kann. Die Voreinstellung der Heizgrenztemperatur wird aus den in der Tabelle hinterlegten Daten entnommen.

Bedarfsorientierte Ermittlung:

Wenn bekannt (z.B. bei einem Neubau), wird die Heizlast in kW eingetragen.

Verbrauchsorientierte Ermittlung:

Falls die Heizlast nicht bekannt ist, können in einem Submenü bisherige Brennstoffmengen eingegeben werden und das Programm errechnet daraus unter Berücksichtigung von Gebäudetyp und Gebäudezustand die Heizlast. Die berechnete Heizlast wird übernommen. In der Tabelle BRENNSTOFF sind die wichtigsten Daten zu den Brennstoffen hinterlegt. Jedem Brennstoff ist eine Standardeinheit zugeordnet, die automatisch mit der Auswahl des Brennstoffs angezeigt wird. Nur im Fall von Hackschnitzeln und Scheitholz sind neben der Einheit Tonne (t) auch andere Einheiten erlaubt (Srm bzw Ster). Diese sind dann ebenfalls über ein Drop-Down Menü auswählbar. Eine weitere Besonderheit bei der Erfassung von Hackschnitzel- oder Scheitholzmengen ist die Abfrage des Wassergehalts, der hier zwingend eingegeben werden muss. Für die Angabe des Wassergehalts wird ein Standardwert eingetragen, der sichtbar und überschreibbar ist (z.B. 35% für Hackschnitzel, 25% bei Scheitholz).  
Die Brennstoffmenge wird in ein Eingabefeld eingegeben. Aus den Eingaben wird die verbrauchte Menge an Energie in MWh errechnet und angezeigt.

Die Eingabe von Brennstoffmengen ist entweder bei der initialen Anlage des Abnehmers möglich oder das +-Symbol über der Tabelle.

Zur Berechnung des Wärmebedarfs auf diesem Wege wird auch der Nutzungsgrad der bisherigen Heizung benötigt. Dieser wird entweder direkt eingegeben oder kann über den Wirkungsgrad berechnet werden (Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik; Recknagel, Sprenger, Schramek; 2000; S. 1027).

*KW = Kesselwirkungsgrad*

*BV = Angenommener spezifischer Bereitschaftsverlust*

*N = geschätzter Nutzungsgrad*

*AV = Abgeschätzte Vollbenutzungsstunden*

*NK = Nutzungsdauer Kessel*

*BW = Bereitschaftswirkungsgrad*

*N = KW \* BW mit*

*BW = 1 / ((NK / AV - 1) \* BV + 1)*

*Die Nutzungsdauer des Kessels NK wird dabei immer mit 8760 Stunden angenommen, für den spezifischen Bereitschaftsverlust wird mit 0,014 der Mittelwert für kleine Kessel aus Recknagel / Sprenger (S.1028) angenommen.*

Möchte der Benutzer nur eine vereinfachte Jahresdauerlinie erstellen, so kann er alle Abnehmer zu einem Abnehmer zusammengefasst darstellen.

**Betriebsunterbrechungen bei Abnehmern**

Einige Abnehmer wie z.B. Schwimmbäder oder Schulen haben längere Zeiten, in denen sie geschlossen sind. In diesen Zeiten wird kein Warmwasser verbraucht und die Heizung wird üblicherweise auf Frostschutz eingestellt.

Betriebsunterbrechungen werden in einer Tabelle (wie z.B. Verbrauchsdaten eines Abnehmers) erfasst. Sie können tagesgenau angegeben werden, z.B. bei Ferien „1.August – 15.September“. Bei der Ermittlung der Jahresdauerlinie wird für die Stunden einer Betriebsunterbrechung der Warmwasserbedarf auf Null gesetzt und als Heizgrenztemperatur die Frostschutztemperatur aus der Tabelle „GEBÄUDETYPEN“ verwendet.

## Vorgehensweise für prozessabhängige/ spezifische Lastgänge

Prozessabhängige Lastgänge kann man nicht anhand der Maximalleistung und der Außentemperatur ausrichten. In so einem Fall muss man den tatsächlichen Lastgang des Objekts verwenden. Allerdings kann es vorkommen, dass man zum Beispiel bei einem Neubau keinen realen Lastgang verwenden kann. Dann muss ein ähnlicher Lastgang manuell angepasst und hochgeladen werden. Dafür wird eine Schnittstelle zu einer Excel-Datei benötigt.

Diese ist wie folgt definiert: Es handelt sich um eine csv-Datei mit mindestens 3 Spalten.  
- Spalte 1 enthält die laufende Stunde (und damit die Werte 1 – 8760)  
- Spalte 2 enthält die temperaturabhängige Last (in kW)  
- Spalte 3 enthält die temperaturunabhängige Last

In der Datei dürfen weitere Spalten vorhanden sein (z.B. eine formatierte Stundenspalte), diese werden beim Import überlesen.

In der ersten Zeile der Datei befinden sich Spaltenüberschriften.

## Angaben zum Wärmenetz

Alle vorherigen Abfragen bezogen sich auf einen einzelnen Wärmeabnehmer. Um eine Jahresdauerlinie für ein Wärmenetz abbilden zu können ist es notwendig auch die Netzverluste zu berechnen. Dafür gibt es zwei Optionen:

Bei einer pauschalen Wärmeverlustberechnung müssen dafür die Trassenlänge (m), die Netzleistung (Standardwert hinterlegen: 20 W/m) und die Nutzungsdauer des Netzes (Standardwert hinterlegen: 8760 h/ a) eingegeben werden. Die im Eingabefeld angezeigten Standardwerte sollen überschreibbar sein. Die Formel lautet dann: Trassenlänge x Netzleistung x Nutzungsdauer.

Bei einer Berechnung über die ausgewählten Komponenten wird für jedes ausgewählte Rohr aus der Produktdatenbank der Wärmeverlust berechnet. Dazu ist in den Produktdaten bei jedem Rohr der Wärmedurchgangskoeffizient U angegeben. Der Wärmeverlust des Rohrs errechnet sich dann mit der Formel (TNetz – TBoden) \* U. Dabei ist die Netztemperatur der Mittelwert von Vor- und Rücklauftemperatur, die Bodentemperatur wird standardmäßig mit 10°C angenommen. Die durchschnittliche Verlustleistung des Netzes in Watt/Trassenmeter berechnet sich dann aus der Summe der Rohr-Verlustleistungen dividiert durch die Trassenlänge.

Beispiel: Für ein Netz werden 2000m eines Uno-Rohrs (berechnete Verlustleistung: 8 W/m) und 1000m eines Duo-Rohrs (berechnete Verlustleistung: 12 W/m) benötigt. Die Trassenlänge beträgt dann 2000m, die gesamte Verlustleistung des Netzes 28.000 Watt. Die durchschnittliche Verlustleistung des Netzes beträgt somit 28.000 / 2000 = 14 Watt/Trassenmeter.

Die Eingabe dieser Werte ist über RMT im Explorer auf „Wärmeverteilung“ möglich.

# Berechnung

## Wärmebedarf

Anhand der zuvor gemachten Angaben kann nun der **Wärmebedarf** eines Abnehmers berechnet werden. Ist der bisherige Brennstoffbedarf bekannt, so kann der Wärmebedarf anhand des jeweiligen Heizwerts und Kesselnutzungsgrades errechnet werden:

*Q = Wärmebedarf (kWh)*

*BM = Brennstoffmenge*

*HW = Heizwert*

*N = Nutzungsgrad*

*Q = BM \* HW \* N*

Hat ein Haus mehr als eine Heizung, so werden die jeweiligen Wärmemengen addiert.

Steht für die Berechnung nicht die Brennstoffmenge, sondern die Heizlast zur Verfügung, so wird der Wärmebedarf über Heizlast und Volllaststunden berechnet.

## Erstellung einer einzelnen Jahresdauerlinie

**Verbrauchsgebundene Ermittlung**

Bei einer verbrauchsgebundenen Ermittlung wird der benötigte Wärmebedarf des Abnehmers über dessen (erfasste) Verbrauchsdaten berechnet.

**Bedarfsgebundene Ermittlung**

Bei einer bedarfsgebundenen Ermittlung wird der benötigte Wärmebedarf des Abnehmers über dessen (erfasste) Heizlast und die Vollbenutzungsstunden des Gebäudetyps berechnet.

Anschließend wird in beiden Fällen der errechnete Wärmebedarf linear auf die zu den einzelnen Stunden benötigte Leistung verteilt. Da der Temperaturverlauf im Stundenraster vorliegt, entspricht der anteilige Energiebedarf der Höhe der in dieser Stunde benötigten Leistung. Dabei wird wie folgt vorgegangen:

1) Berechnung des Heizenergieverbrauchs durch Abzug des Warmwasserenergieverbrauchs vom Gesamtenergieverbrauch

2) Berechnung der Heizgrade für jede Stunde des Jahres: Dazu wird von der Heizgrenztemperatur oder von der Frostschutztemperatur die aktuelle Außentemperatur abgezogen. Ist die Außentemperatur höher als die Heizgrenztemperatur bzw. Frostschutztemperatur, wird der Wert auf Null gesetzt.

3) Berechnung der Summe aller Heizgrade im Jahr.

4) Berechnung des Energieverbrauchs pro Heizgrad durch Division des Heizenergieverbrauchs durch die Summe der Heizgrade

5) Berechnung der benötigten Leistung für jede Stunde des Jahres: Dazu wird die ermittelte Höhe der Heizgrade mit dem Energieverbrauchs pro Heizgrad multipliziert und zu der Heizgrenzleistung addiert.

**Formeln**

*P (kW) = Leistung*

*Pmin (kW) = Minimalleistung*

*Qges (kWh) =* Gesamtenergieverbrauch

*QWW (kWh) =* Warmwasserenergieverbrauch

*QHeiz (kWh) =* Heizenergieverbrauch

*T (°C) = Temperatur*

*HG (°C) = Heizgrade*

*THG (°C) = Heizgrenztemperatur*

*QHeiz = Qges – QWW*

*HG = THG – T*

*P = WENN(T > THG) DANN(Pmin)   
SONST(Pmin + (HG \* (QHeiz / Σ HG))*

Auf diese Weise können Jahresdauerlinien für einzelne Wärmeabnehmer erstellt werden.

## Erstellung der Gesamt- Jahresdauerlinie

Um eine Jahresdauerlinie für das Gesamtnetz zu erhalten, müssen die einzelnen Jahresdauerlinien zusammengefügt werden. Zunächst werden dafür die Leistungsdaten aller ungeordneten temperaturabhängigen Kurven (also keine hochgeladenen Lastgänge), addiert.

Nun erst werden evtl. hochgeladene Lastgänge sowie die Netzverluste, die sich aus dem Produkt der Netzlänge und dem Verlust pro Meter Leitung berechnen, dazu addiert.

Wenn das Wärmenetz nur einen Teil des Jahres in Betrieb ist, so wird nun in den Stunden der Abschaltung die benötigte Leistung auf Null gesetzt. Wird das Wärmenetz z.B. im Juli und August abgeschaltet, so müssen die Werte der Stunden 4345 – 5112 auf 0 gesetzt werden.

Damit hat man jetzt die ungeordnete Jahresdauerlinie für das Gesamtnetz berechnet, die Basis für die Heizkessel- und Pufferspeichersimulation ist. Werden diese Daten absteigend sortiert, bekommt man die geordnete Jahresdauerlinie.

# Implementierung des Gleichzeitigkeitsfaktors

## Maximale Heizlast:

In Sophena wird die sich aus den Heizlasten der Abnehmer ergebende Maximallast im Netz in der geordneten Jahresdauerlinie als Stunde 0 angezeigt. Auf diese maximal benötigte Heizlast wird der Gleichzeitigkeitsfaktor direkt angewendet. Zum Beispiel ergibt sich bei einer Maximallast von 1 MW und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 somit eine bereinigte Maximallast von 800 kW, die dann auch so in der geordneten Jahresdauerlinie angezeigt wird.

## Jahresdauerlinie:

Komplizierter ist die Anwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors bei den Wärmemengen bzw. bei der Jahresdauerlinie. Dazu muss man sich zuerst klar machen, was der Gleichzeitigkeitsfaktor aussagt: Nicht alle Abnehmer verhalten sich völlig gleichförmig, d.h. eine nach dem Idealmodell zur Stunde X abgerufene Wärmemenge wird in der Realität zum Teil etwas früher oder etwas später abgerufen. Das bewirkt eine Glättung des Kurvenverlaufs, die Berge werden niedriger und die Täler werden flacher.

Dazu muss der Kurvenverlauf mathematisch transformiert werden. Diese Transformation muss so durchgeführt werden, dass die Fläche unter der Kurve gleich bleibt, außerdem sollte sie nur Auswirkungen in der näheren Umgebung des zu transformierenden Werts haben. Zum Beispiel sollte ein Abtrag des Berges in Stunde 600 nicht ein Tal in Stunde 5000 auffüllen, da das in der Realität nicht vorkommen kann.

Ein geeignetes Mittel dafür sind gleitende Durchschnitte, die verschiedene Längen haben können. Je länger ein gleitender Durchschnitt ist, umso stärker glättet er die Kurve. Bei einem gleitenden Durchschnitt z.B. der Länge 3 wird ein Datenpunkt durch den Mittelwert von sich selbst sowie den beiden angrenzenden Datenpunkten ersetzt. Wenn diese Transformation für alle Datenpunkte durchgeführt wird, so bleibt die Fläche unter der Kurve identisch. Um auch für die ersten oder letzten Stunden die Berechnung durchführen zu können, wird angenommen, dass der Temperatur zum Zeitpunkt 0 gleich der zum Stunde 8760 ist, die zum Zeitpunkt -1 gleich der zum Stunde 8759 ist, usw.

**Veranschaulichung der Ermittlung eines gleitenden Durchschnitts der Länge 3 an einem 10-Stunden-Temperaturverlauf:**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Stunde** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **Summe** |
| **Originalverlauf** | 5 | 7 | 9 | 10 | 12 | 14 | 14 | 11 | 9 | 8 | 99 |
| **Verlauf - 1** | 7 | 9 | 10 | 12 | 14 | 14 | 11 | 9 | 8 | 5 | 99 |
| **Verlauf +1** | 8 | 5 | 7 | 9 | 10 | 12 | 14 | 14 | 11 | 9 | 99 |
| **Durchschnitt** | 6,66 | 7 | 8,66 | 10,333 | 12 | 13,333 | 13 | 11,333 | 9,333 | 7,33 | 99 |

Je kleiner der Gleichzeitigkeitsfaktor, umso länger muss der anzuwendende gleitende Durchschnitt sein. Um dem Benutzer Einfluss auf die Stärke der Glättung zu geben, wird ein Glättungsfaktor eingeführt, dessen Defaultwert bei 10 liegt und den der Benutzer ändern kann.

Über den eingegebenen Gleichzeitigkeitsfaktor GZF und den Glättungsfaktor GF ermittelt Sophena anhand einer hinterlegten Formel die Länge des anzuwendenden gleitenden Durchschnitts. Die Formel dafür lautet (empirisch entwickelt anhand von Beispieldaten unter der Maßgabe, dass beim Default-Glättungsfaktor die maximale Wärmemenge aus der Simulation ungefähr um den Gleichzeitigkeitsfaktor sinkt):

**Länge = Runden auf ganze ungerade Zahl von 20 \* GF \* (1-GZF) \* 2 ^ (10\*(1-GZF))**

# Wärmeerzeuger- und Pufferspeicher-Simulation

## Grundsätzliche Beschreibung

Die Simulationsrechnung ist das Herzstück der Planung. Sie ermittelt, wie viele Stunden jeder geplante Wärmeerzeuger läuft und wie hoch die Nutzung des Pufferspeichers ist.

Dazu muss der Pufferspeicher als „Wärmeerzeuger“ modelliert werden und seine Kapazität berechnet werden:

QP\_MAX [kWh] = Kapazität des Pufferspeichers: Q = c\*m\*ΔT.  
  
Dabei ist c die spezifische Wärmekapazität von Wasser (1,166 Wh/kg K), m die Masse des Wassers und ΔT der Temperaturunterschied zwischen der maximalen Pufferladetemperatur und der Rücklauftemperatur. Ein Pufferspeicher mit 10.000l hat also bei einer maximalen Pufferladetemperatur von 95 °C und einer Rücklauftemperatur von 55 °C eine Kapazität von 466,4 kWh.

Wenn der Pufferspeicher überall eine Temperatur entsprechend der Vorlauftemperatur aufweist, beträgt der Ladestand 100 %. Liegt die Temperatur überall bei der Rücklauftemperatur, so beträgt der Ladestand 0 %. Mit dieser Definition schließen wir uns z.B. QM Holzheizwerke oder SCFW an. Der Ladestand kann also über 100 % liegen, wenn ein entsprechend großer Anteil über die Vorlauftemperatur aufgeheizt ist und er kann negativ werden, wenn der Puffer zu weit abkühlt.

Der voreingestellte Ziel-Ladestand des Pufferspeichers ist 50 %, damit eine Pufferung in beide Richtungen möglich ist. Im Idealzustand hat dann die obere Hälfte Vorlauftemperatur und die untere Hälfte liegt auf Rücklauftemperatur-Niveau.

Sind Niedertemperatur-Erzeuger (Solarthermie, Wärmepumpe) vorhanden, so ergibt sich eine gedankliche Dreiteilung des Pufferspeichers, wobei die Mengen situationsabhängig sind: Der obere Teil ist Hochtemperaturerzeugern (Kessel oder BHKW) zugeordnet, der mittlere Teil Vorlauftemperaturerzeugern und der untere Teil Niedertemperatur-Erzeugern. Im Winter hat üblicherweise der untere Teil ein geringes Volumen, im Sommer hingegen soll der Kessel möglichst gar nicht laufen und das ihm zugeordnete Volumen wird auf Null gesetzt.Bei der im oberen Bereich enthaltenen Energiemenge wird davon ausgegangen, dass sie vollständig auf der maximalen Ladetemperatur vorliegt. Für den Rest des Pufferspeichervolumens wird anhand des Ladestands das Temperaturniveau am unteren Ende des Speichers berechnet.

Damit kann der Pufferspeicher als Wärmeerzeuger mit einer lieferbaren Wärmemenge zwischen Q und -Q (Wärmeaufnahme) betrachtet werden.

Wird ein Wärmeerzeuger über einen Erzeugerlastgang definiert, so variiert dessen maximale und minimale Leistung von Stunde zu Stunde.

Für die Simulation sind folgende Parameter notwendig:

Pi [kW] = im Netz benötigte thermische Leistung zur Stunde i (i = 1, … , 8760)  
K = Anzahl der eingesetzten Wärmeerzeuger  
P\_maxk [kW] = Maximale Leistung (= Nennleistung) des Wärmeerzeugers k (k=1, … , K)  
P\_mink [kW] = Minimale Leistung (= Teillastfähigkeit) des Wärmeerzeugers k (k=1, … , K)

Zu berechnen sind folgende Werte (für jede Stunde des Jahres):

QP\_HT, i [kWh] = Ladung des Puffers mit Hochtemperaturwärme zur Stunde i  
QP\_VT, i [kWh] = Ladung des Puffers mit Vorlauftemperaturwärme zur Stunde i  
QP\_NT, i [kWh] = Ladung des Puffers mit Niedertemperaturwärme zur Stunde i  
TE, i [°C] = Temperatur am unteren Ende des Puffers zur Stunde i  
Q\_Verl i [kWh] = Wärmeverlust des Pufferspeichers zur Stunde i  
Qk,i [kWh] = Gelieferte Wärmemenge des Wärmeerzeugers k zur Stunde i (k=1, … , K)  
QPuffer,i [kWh] = Gelieferte Wärmemenge des Pufferspeichers zur Stunde i (kann positiv oder negativ sein)  
QError,i [kWh] = nicht gedeckte Wärmemenge zur Stunde i

**Vorgehensweise:**

Start: i = 1, d.h. 1. Januar, 0 Uhr  
 Ladestand Pufferspeicher: 50 % (oder je nach Benutzereingabe)

Schritt i:

Als erstes wird aus der ungeordneten Gesamt-Jahresdauerlinie die im Netz anliegende Last zur Stunde i ausgelesen. Diese entspricht numerisch der benötigten Wärmemenge. Zu dieser wird die aktuelle freie Kapazität des Pufferspeichers hinzuaddiert, um zu der aktuell maximal aufnehmbaren Wärmemenge zu kommen.   
Aus dem Ladestand zur Stunde i -1 wird anschließend die maximal lieferbare Wärmemenge des Pufferspeichers zur Stunde i errechnet. Als Obergrenze fungiert dabei die angegebene maximale Entladeleistung. Zudem muss die vom Pufferspeicher abgegebene Wärmemenge mit Null initialisiert werden.

Nun werden in einer Schleife alle Wärmeerzeuger in der definierten Reihenfolge nacheinander auf ihre benötigte Leistung untersucht. Dabei muss immer zuerst überprüft werden, ob der Wärmeerzeuger in der untersuchten Stunde zur Verfügung steht. Ein Einsatz ist nicht möglich, wenn eine Betriebsunterbrechung vorliegt oder wenn er durch die Außentemperatursteuerung abgeschaltet wird. Wenn ein Wärmeerzeuger eine gewisse Wärmemenge zu der benötigten Gesamt-Wärmemenge beisteuert, so wird anschließend beim nächsten Wärmeerzeuger von einer entsprechend reduzierten benötigten Leistung (=Wärmemenge) ausgegangen.

Bei den Wärmerzeugern muss zwischen Niedertemperatur- und Hochtemperaturerzeugern unterschieden werden.

Kessel und BHKW sind HT-Erzeuger, es wird davon ausgegangen, dass die Puffer-Einspeisetemperatur immer bei der maximalen Ladetemperatur des Puffers liegt und die Netz-Einspeisetemperatur der Vorlauftemperatur entspricht.

Wärmepumpe, Solarthermie und Abwärme (Erzeugerlastgang) können je nach Situation VT- oder NT-Wärme liefern, daher muss das Temperaturniveau mitberücksichtigt werden:

* Wärmepumpe: Temperaturniveau wird stündlich ermittelt
* Solarthermie: Temperaturniveau wird stündlich ermittelt
* Erzeugerlastgang: Temperaturniveau wird stundenweise in einer zusätzlichen Spalte angegeben

Hier ergeben sich folgende unterschiedliche Möglichkeiten:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Gelieferte Temperatur** | **Art** | **Einspeisung in Puffer** | **Einspeisung ins Netz** |
| < VL-Temperatur | NT-Erzeuger | NT-Wärme | Nur wenn HT- oder VT-Erzeuger?? aktiv |
| = VL-Temperatur | VT-Erzeuger | VT-Wärme | Mit Vorlauf-Temperatur |
| > VL-Temperatur | VT-Erzeuger | VT-Wärme | Mit Vorlauf-Temperatur |
| = max. Ladetemperatur | HT-Erzeuger | HT-Wärme | Mit Vorlauf-Temperatur |

Niedertemperaturwärme von Wärmepumpen oder Erzeugerlastgängen kann nur dann in den Puffer eingespeichert werden, wenn das Temperaturniveau mindestens 5 K über der aktuellen Einspeisetemperatur des Puffers liegt. Bei Solarthermieanlagen ist durch die Betriebsführung sichergestellt, dass das Temperaturniveau hoch genug ist.

Liegt das Temperaturniveau über der maximalen Ladetemperatur, ist eine Nutzung nicht möglich.

Dabei gelten folgende Regeln:

* Wenn die maximal aufnehmbare Wärmemenge zur Stunde i unter der Minimalleistung des aktuell untersuchten Wärmeerzeugers liegt, so kann dieser nicht laufen und seine ins Netz abgegebene Wärmemenge wird auf Null gesetzt.
* Wenn die zur Stunde i im Netz benötigte Wärmemenge bereits (von vorherigen Kesseln) vollständig gedeckt ist, wird die Leistung des aktuell untersuchten Wärmeerzeugers auf Null gesetzt.
* Jeder Wärmeerzeuger wird mit der höchstmöglichen Leistung betrieben mit folgender Einschränkung: Bei der Einstellung „möglichst wenig laden“ gilt Teillastbetrieb vor Pufferspeicheraufladung (wenn die Netzlast geringer als die Maximalleistung eines Spitzenlastkessels ist und der Pufferspeicher noch freie Kapazität hat, so wird davon ausgegangen, dass der Spitzenlastkessel in Teillast betrieben wird und nicht in Volllast mit Pufferspeicherladung). Bei der Einstellung „bis Ziel-Ladestand laden“ gilt Teillastbetrieb vor Pufferaufladung, sobald der angegebene Sollwert des Ladestands (Voreinstellung 50 %) erreicht ist.
* Wenn die (restliche) im Netz benötigte Wärmemenge *vollständig* durch Hochtemperaturwärme und Vorlauftemperaturwärme aus dem Pufferspeicher gedeckt werden kann, so wird bei einem Spitzenlastkessel davon ausgegangen, dass das auch passiert (Pufferspeicherentladung vor Zuschaltung des Spitzenlastkessels). Vorrangig wird Vorlauftemperaturwärme verwendet.
* Wenn die nach einem Wärmeerzeugereinsatz restliche im Netz benötigte Wärmemenge *nur teilweise* durch Hochtemperaturwärme und Vorlauftemperaturwärme aus dem Pufferspeicher gedeckt werden kann, so wird davon ausgegangen, dass zuerst ein weiterer Wärmeerzeuger hinzugeschaltet wird (Höchstmögliche Leistung vor Pufferspeicherentladung).
* Niedertemperaturwärme aus dem Pufferspeicher wird immer dann genutzt, wenn ein Hochtemperatur- oder Vorlauftemperaturerzeuger aktiv ist.

Bei der Einspeisung von Wärme ins Netz (Erzeuger und Puffer) muss berücksichtigt werden, dass die gesamte *auf dem aktuellen Temperaturniveau* einspeisbare Wärme in dieser Stunde nicht überschritten wird. Dazu wird ein Ladefaktor ermittelt, der sich aus der Einspeisetemperatur (Temperaturniveau der einzuspeisenden Wärme) sowie Vor- und Rücklauftemperatur bestimmt.

Ladefaktor = (Einspeisetemperatur – RL-Temperatur) / (VL-Temperatur – RL-Temperatur)

Dabei gibt es folgende Fälle:

* Ein HT- oder VT- Erzeuger will Wärme einspeisen. Dann entspricht die Einspeisetemperatur der Vorlauftemperatur und der Ladefaktor ist 1.
* Ein NT- Erzeuger will Wärme einspeisen. Dann wird zur Berechnung des Ladefaktors die Einspeisetemperatur dieses Erzeugers verwendet.
* Der Puffer will HT- oder VT-Wärme einspeisen. Dann ist der Ladefaktor 1.
* Der Puffer will NT-Wärme einspeisen. Dann wird als Ladefaktor der NT-Füllgrad des Puffers verwendet.

Die gesamte auf dem aktuellen Temperaturniveau einspeisbare Wärme berechnet sich dann als Netzlast \* Ladefaktor. Wenn davon die bereits eingespeiste Wärme abgezogen wird, erhält man die maximal ins Netz einspeisbare Wärme des aktuellen Erzeugers oder des Puffers.

Dabei wird beim Einsatz von Erzeugern mit unterschiedlichen Temperaturniveaus implizit davon ausgegangen, dass sie in Reihe mit steigendem Temperaturniveau geschaltet werden.

**Beispiel:**

Vorlauftemperatur: 80 °C  
Rücklauftemperatur: 50 °C  
Netzlast: 600 kW  
Wärmepumpe 1: 300 kW, 60 °C  
Wärmepumpe 2: 100 kW, 70 °C  
Kessel (HT): 300 kW  
NT-Wärme im Puffer: 500 kWh  
NT-Füllgrad: 50 %

Damit:

Generelle Obergrenze für WP1: 600 \* 1/3 = 200   
Bereits geliefert: 0   
Reale Obergrenze WP1: 200 – 0 = 200  
Leistung WP1: 300  
WP1 liefert: min(Obergrenze; Leistung) = min(200;300) = 200

Generelle Obergrenze für WP2: 600 \* 2/3 = 400   
Bereits geliefert: 200   
Reale Obergrenze WP2: 400 – 200 = 200  
Leistung WP2: 100  
WP1 liefert: min(Obergrenze; Leistung) = min(200;100) = 100

Generelle Obergrenze Puffer: 600 \* 1/2 = 300   
Bereits geliefert: 300   
Reale Obergrenze Puffer: 300 – 300 = 0  
Leistung Puffer: 500  
Puffer liefert: min(Obergrenze; Leistung) = min(0;500) = 0

Generelle Obergrenze Kessel: 600 \* 1 = 600  
Bereits geliefert: 300   
Reale Obergrenze Kessel: 600 – 300 = 300  
Leistung Kessel: 300  
Kessel liefert: min(Obergrenze; Leistung) = min(300;300) = 300

Wenn nach dem Einsatz aller Wärmeerzeuger immer noch eine Restlast bleibt, so wird diese als Fehler-Last weggeschrieben. Diese ungedeckte Last wird in der Jahresdauerlinie wie ein Wärmeerzeuger behandelt und immer in Rot angezeigt.

Außerdem wird für jeden Wärmeerzeuger ermittelt, wie oft er innerhalb eines Jahres startet. Ein Start erfolgt, wenn die Leistung des Wärmeerzeugers in einer Stunde 0 und in der darauffolgenden Stunde > 0 ist.

Abschließend wird die Pufferspeicherladung um den Wärmeverlust des Pufferspeichers in dieser Stunde reduziert. Dabei wird zuerst – falls vorhanden – die Hochtemperaturwärme reduziert, dann – falls vorhanden – die Vorlauftemperaturwärme und ggf. wird dann die Niedertemperaturwärme verringert. Also wird die Niedertemperaturwärme negativ, wenn der Puffer leer ist und weiter Verluste hat.

Für die Berechnung des Wärmeverlusts wird die Oberfläche des Pufferspeichers mit dem U-Wert der Dämmung multipliziert, der daraus ermittelte Wärmeverlust in W/K muss dann mit dem Temperaturunterschied zwischen der durchschnittlichen Puffertemperatur und der durchschnittlichen Raumtemperatur multipliziert werden. Dabei wird die durchschnittliche Puffertemperatur *nach* dem Einsatz der Wärmeerzeuger verwendet. Die Schritte sehen im Einzelnen wie folgt aus:

**Ermittlung der Oberfläche** (zur Vereinfachung wird angenommen, dass der Puffer eine Zylinderform besitzt):

Radius = (Durchmesser – 2 \* Isolierstärke) / 2  
Höhe = (Höhe – 2 \* Isolierstärke)

Oberfläche = 2 \* Radius ^ 2 \* Pi + 2 \* Radius \* Pi \* Höhe

**Ermittlung des U-Werts:**

U-Wert = Lambda-Wert / Isolierstärke (in m)

**Ermittlung der durchschnittlichen Puffertemperatur:**

Rücklauftemp. + Ladestand (in %) \* (maximale Ladetemperatur. –Rücklauftemp.)

**Durchschnittliche Raumtemperatur:** 20°C (Annahme)

**Beispiel:**

* Pufferspeicher\_10000 von Bosch: Volumen = 10.000l, Durchmesser (mit Isol.) = 2.000 mm, Höhe (mit Isol.) = 3.600 mm, Isolierstärke: 100 mm (aus Produktdatenbank)
* Vorlauftemp. 80°C, Rücklauftemp. 60°C, Lambda = 0,04 W/m\*K (aus Benutzereingaben)
* Ladestand: 50% (aus Algorithmus), Formel: (QP\_HT + QP\_VT + QP\_NT) / QP\_max

Damit ergibt sich:

Oberfläche = 2 \* (0,9 m) ^ 2 \* Pi + 2 \* 0,9 m \* Pi \* 3,4 m = 5,09 m2 + 19,23 m2 = 24,32 m2

U-Wert = 0,04 W/m\*K / 0,1 m = 0,4 W/ m2\*K

Puffertemperatur = 60°C + 0,5 \* (80°C – 60°C) = 70°C

Also ergibt sich als durchschnittliche Verlustleistung:

24,32 m2 \* 0,4 W/ m2\*K \* (70°C – 20°C) = 486,4 W

**Damit beträgt der Wärmeverlust in dieser Stunde 0,4864 kWh.**

**Sommermodus**

In der Simulation ist derzeit die Abbildung der Sommerphase unpassend. Im Sommer laufen Grundlast-Wärmeerzeuger normalerweise im Ein-/Aus-Modus, d.h. sie heizen den Puffer vollständig auf und gehen dann aus, bis der Puffer wieder leer ist. Das wird wie folgt abgebildet:

1. Der Wärmeerzeuger auf Rang 1 befindet sich im Sommermodus, wenn die anliegende Last geringer ist als seine minimale Leistung.
2. Wenn in einer Sommerstunde die gesamte Last aus dem Puffer gedeckt werden kann, wird ein Flag auf "Pufferentladen" gestellt. Danach wird so lange aus dem Puffer geheizt, bis dieser leer ist.
3. Wenn in einer Sommerstunde das Flag auf "Pufferentladen" steht und die Restladung des Puffers nicht mehr reicht, wird das Flag auf "Pufferladen" gesetzt und aus dem Pufferspeicher wird so lange nicht mehr geheizt, bis er voll ist. Der Puffer ist voll, wenn die verbleibende freie Kapazität geringer ist als die minimale Leistung des Wärmeerzeugers auf Rang 1
4. In einer Winterstunde bleibt alles wie bisher, auch wenn sie zwischen Sommerstunden liegt.

Bei einem Erzeugerlastgang, einer Wärmepumpe oder einer Solarthermieanlage auf Rang 1 wird kein Sommermodus angewandt.

## Vorgehensweise bei einer Wärmepumpe

Für jede Stunde:

* Die aktuelle Quelltemperatur wird aus den Daten ausgelesen, möglich sind Außentemperatur (in Sophena vorhanden), fester Wert (Benutzereingabe) oder aus csv-Datei importierter Verlauf (8760 Zeilen)
* Es wird die bei dieser Quelltemperatur höchste erreichbare Zieltemperatur kleiner gleich der Vorlauftemperatur ermittelt.
* Falls keine Daten für eine Zieltemperatur oberhalb der Rücklauftemperatur vorhanden sind, kann die Wärmepumpe in dieser Stunde keine Wärme liefern.
* Der COP und die maximale Leistung wird aus den erfassten Daten ausgelesen oder über lineare Interpolation ermittelt.

Die im Ergebnis ausgewiesene JAZ berechnet sich aus insgesamt verbrauchtem Strom und erzeugter Gesamt-Wärmemenge.

## Vorgehensweise bei einer Solarthermieanlage:

Bei einer Solarthermieanlage muss das Temperaturniveau berücksichtigt werden, daher muss dafür eine umfangreichere Simulation gemacht werden. Dabei gibt es zwei mögliche Betriebsarten: Vorwärmbetrieb und Zieltemperaturbetrieb. Beim Vorwärmbetrieb soll der Kollektor nicht unter die Rücklauftemperatur abkühlen, beim Zieltemperaturbetrieb nicht unter die Vorlauftemperatur.

Zur Vereinfachung wird der Vorgang diskretisiert, d.h. es wird davon ausgegangen, dass der kontinuierliche Vorgang von Wärmeaufnahme und -abgabe innerhalb einer Stunde zusammengefasst am Ende der Stunde erfolgt.

### Kurzbeschreibung:

Die Kollektortemperatur zu Beginn der Stunde ist bekannt. Aus Außentemperatur, Strahlungsdaten und Wirkungsgrad des Kollektors wird die lieferbare Wärmemenge und Kollektortemperatur am Ende der Stunde bestimmt.

Dabei kann sich der Kollektor in 2 verschiedenen Phasen befinden. Die vorliegende Phase wird über ein Flag bei der Programmierung verfügbar:

**Aufheizphase:**

Bei Sonnenaufgang steht das Flag auf „Aufheizen“, die Kollektortemperatur entspricht der Außentemperatur. In dieser Phase wird keine Wärme abgeführt, sämtliche Sonnenenergie geht in die Aufheizung des Kollektors. Die Phase dauert so lange, bis die Kollektortemperatur das angegebene Minimum über der Rücklauftemperatur (Vorwärmbetrieb) bzw. der Vorlauftemperatur (Zieltemperaturbetrieb) liegt. Dann wird das Flag auf „Betrieb“ umgestellt.

**Betriebsphase:**

Der Kollektor befindet sich nun auf dem benötigten Temperaturniveau. Nun wird ermittelt, welche Energiemenge auf dem Temperaturniveau abgegeben werden kann. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Regelung der Anlage die Durchflussmenge so einstellt, dass genau das Temperaturniveau gehalten wird.

Weiterhin muss nach Betriebsart unterschieden werden.

Zieltemperaturbetrieb:

* Die ganze Energiemenge kann in das Netz eingespeist werden, maximal aber die gerade im Netz benötigte Menge. Falls vorhanden, wird die restliche Energiemenge in den Puffer abgegeben (falls dort noch Kapazität vorhanden).

Vorwärmbetrieb:

Die als Rücklaufanhebung nutzbare Energiemenge wird in das Netz eingespeist. Falls vorhanden, wird die restliche Energiemenge in den Puffer abgegeben (falls noch Kapazität vorhanden).Falls der resultierende Wärmeertrag < 0 wird (z.B. bei Wolkendurchzug), wird das Flag wieder auf „Aufheizen“ gestellt und die Kollektorendtemperatur ermittelt. Über Nacht wird somit der Kollektor immer mehr abgekühlt, weil der Wärmeertrag immer < 0 ist.

### Berechnung

Für die Simulation sind folgende Parameter notwendig:

Fest hinterlegt:  
ALB = Albedo = 0,2 (fester Faktor)

aus Solar Keymark:  
A [m2] = Bruttokollektorfläche der Anlage  
ETA0 = Wirkungsgrad des Kollektors bzgl. Direktstrahlung (in Solar Keymark η0, b)  
KDF = Korrekturfaktor für Diffusstrahlung (in Solar Keymark Kd)  
A1 [W/m2\*K] = Wärmedurchgangskoeffizient 1 (in Solar Keymark a1)  
A2 [W/m2\*K] = Wärmedurchgangskoeffizient 2 (in Solar Keymark a2)  
C [Wh/m2 K] = Wärmekapazität des Kollektors  
EWFOW = Einfallswinkel-Korrekturfaktor Ost-West  
EWFNS = Einfallswinkel-Korrekturfaktor Nord-Süd  
  
Benutzereingaben:  
NW [°] = Neigungswinkel  
AUS [°] = Ausrichtung (Süden = 0° Ost = -90° West = 90°)  
UEH [K] = Überhöhung für beide Zustände  
TD [K] = Temperaturdifferenz für Vorwärmbetrieb

von Wetterstation:  
BG[°] = Breitengrad des Standorts  
LG[°] = Längengrad des Standortes  
MERI[°] = Bezugsmeridian (-15° in Deutschland)

aus Klimadaten:  
TLi [°C] = Lufttemperatur zur Stunde i   
SDIi [W/m2] = Direktstrahlung zur Stunde i  
SDF [W/m2] = Diffusstrahlung zur Stunde i  
  
aus Algorithmus:  
BAi = Betriebsart (V=Vorwärmbetrieb, Z= Zieltemperaturbetrieb) zur Stunde i  
PHASEi = Phase (AUF=Aufheizen, BET= Betrieb) zur Stunde i  
JT = Jahrestag (1 - 365)  
TS = Tagesstunde (1 - 24)  
TKi-1 [°C] = Kollektortemperatur am Ende der Stunde i-1  
Pi [kW] = im Netz benötigte thermische Leistung zur Stunde i  
TVi [°C] = Vorlauftemperatur des Netzes zur Stunde i   
TRi [°C] = Rücklauftemperatur des Netzes zur Stunde i

Zu berechnen sind folgende Werte (für jede Stunde des Jahres):

QSi [kWh] = Resultierender Wärmeertrag (Differenz zwischen solarem Ertrag und Abkühlung) zur Stunde i  
QS\_Ni [kWh] = ans Netz gelieferte Wärmemenge zur Stunde i  
QS\_PLi [kWh] = an den Puffer lieferbare Wärmemenge zur Stunde i  
TKi [°C] = Kollektortemperatur am Ende der Stunde i  
  
  
Start: i = 1, d.h. 1. Januar, 0 Uhr  
 PHASE = AUF

Schritt i:

Aus den Klimadaten wird die Direkt- und Diffus-Strahlungsleistung zur Stunde i ausgelesen. Mittels der Fläche und des Wirkungsgrads des Kollektors (zu ermitteln aus   
Solar-Keymarkdaten zusammen mit Neigungswinkel und Ausrichtung sowie Sonnenstand)  
wird die daraus verfügbare Wärmemenge berechnet (in Klammern sind die Spalten aus SCFW angegeben):

**(G) Erdposition um die Sonne**: B = (JT − 1) /365 · 2π

**(H) ???? (Minuten)**: E = 229.2 · (0.000075+0.001868 · cos(B) – 0.032077 · sin(B) – 0.014615 · cos(2B) – 0.04089 · sin(2B))

**(I) Sonnenzeit** (Stunden): SZ = ((TS-0.5) · 3600 + E · 60 + 4 · (MERI − LG) · 60) / 3600

**(J) Solardeklination:** SD = 23,45 · sin((284 + JT)/365 · 2π)

**(K) Stundenwinkel**: HW = −180 + SZ · 180 / 12

Im Folgenden sind an einigen Stellen evtl. Umrechnungen von Grad- in Bogenmaß notwendig.

**(L) Sonnen Zenit Winkel**: SZW= arccos(cos(BG) · cos(HW) · cos(SD) + sin(BG) · sin(SD))

**(M) Sonnen Azimut (Ost-West) Winkel** (Süden = 0° Ost = -90° West = 90°):  
SAW = Vorzeichen(HW) · | arccos [(cos(SZW) sin(BG) – sin(SD))/(sin(SZW) cos(BG))] |  
 **(P) Einfallswinkel auf Kollektor mit Neigung NW and Kollektorausrichtung AUS**EWK = arccos[cos(SZW) · cos(NW) + sin(SZW) · sin(NW) · cos (SAW - AUS) + 0,0000000001]

**(Q) Einfallwinkel Ost-West:**

SZW < 90° und EWK < 90°: EWOW = arctan [sin(SZW) · sin (SAW - AUS) / cos(EWK)]  
Sonst: EWOW = 89,999°

**(R) Einfallwinkel Nord-Süd:**

SZW < 90° und EWK < 90°: EWNS = -(arctan [tan(SZW) · cos (SAW – AUS)] – NW)  
Sonst: EWNS = 89,990°

Die **Einfallswinkel-Korrekturfaktoren (S+T)** (Ost-West und Nord-Süd) werden über lineare Interpolation aus den Herstellerdaten des Kollektors ermittelt: EWFOW und EWFNS

**(U) Konversionsfaktor:**

SZW < 89° und EWK < 89°: KOF = cos(EWK) / cos(SZW)  
Sonst: KOF = 0

Die **solare Direkt- und Diffusstrahlung** **(W+X)** auf die horizontale Ebene wird direkt aus den Klimadaten übernommen: SDI und SDF

**(V) Richtungsabhängigkeit:**

RAB = SDI / (1367 · (1 + 0,033 · cos(360 · JT / 365)) · cos(SZW))

**(Y) Globalstrahlung auf Kollektor**

SGK = SDI · KOF + SDF · RAB · KOF + SDF · (1-RAB) · 0,5 (1+cos(NW) + (SDI+SDF) · ALB · (1-0,5) · (1-cos(NW))

**(Z) Direktstrahlung auf Kollektor**

SDIK = SDI · KOF

**(AA) Diffusstrahlung auf Kollektor**

SDFK = SGK - SDIK

**(AB) Einfallswinkelkorrekturfaktor gesamt**

EWF = EWFOW · EWFNS

Die resultierende Wärmemenge ergibt sich dann als

QS = (ETA0 \* EWF \* SDIK + ETA0 \* KDF \* SDFK – A1 \* (TK – TL) – A2 \* (TK – TL)2) \* A

**Anmerkung**: notwendig sind Solar Keymark – Zertifikate mit Data Sheet Version 6.0 (etwa 2018) und höher. Ab da werden die relevanten Parameter immer nach der quasi-dynamischen Methode eingetragen (früher gab es eine statische Methode – steady state; Werte nach der alten Methode können umgerechnet werden), dann sind auch für alle Winkel die Korrekturfaktoren enthalten und nicht nur für 50°. Deswegen konnte auch die Formel für die Spalte AB vereinfacht werden.

1. Aufheizphase

Die Kollektortemperatur zur Stunde i-1 ist bekannt.

Korrekterweise müsste zur Berechnung die (unbekannte) Kollektormitteltemperatur dieser Stunde verwendet werden. Zur Vereinfachung wird hier aber die (bekannte) Kollektortemperatur zur Stunde i-1 verwendet. Dadurch wird die Dauer der Aufheizphase tendenziell unterschätzt, weil die Abstrahlverluste etwas zu gering eingeschätzt werden. Durch die Vernachlässigung der nutzbaren Wärme in der letzten Stunde der Aufheizphase tritt aber ein entgegengesetzter Effekt ein, so dass die Ungenauigkeit in Summe nicht zu groß werden sollte.

Nun kann der Nettowärmezugewinn und daraus die Kollektortemperatur zur Stunde i ermittelt werden:

TKi = TKi-1 + QS / (A\*C)

2. Betriebsphase

Zu Beginn wird QS berechnet. Hierbei muss in der Formel als Kollektortemperatur die Mitteltemperatur zwischen Eintritts- und Austrittstemperatur des Kollektorfelds verwendet werden. Hierbei können folgende Möglichkeiten auftreten:

Normaler Vorwärmbetrieb: Eintrittstemperatur: TE + UEH  
 Austrittstemperatur: TE + UEH + TD

Normaler Zieltemperaturbetrieb: Eintrittstemperatur: TE + UEH  
 Austrittstemperatur: TV + UEH

Pufferüberhitzung (TE > TV): Eintrittstemperatur: TE + UEH  
 Austrittstemperatur: TE + UEH + TD

BA = V: Abhängig vom Füllstand des Puffers wird ermittelt, wie hoch die Temperatur unten im Puffer ist. Zu dieser Temperatur wird die angegebene Temperaturdifferenz TD und Überhöhung UEH addiert. Das ergibt dann die im Kollektorfeld notwendige Temperatur. Eine Pufferüberhitzung kann im Vorwärmbetrieb nicht vorkommen, weil bei so hohen Einstrahlungswerten auf Zieltemperaturbetrieb umgeschaltet wird.

BA = Z: Die im Kollektorfeld notwendige Temperatur ist normalerweise TV + UEH. In seltenen Fällen kann die untere Puffertemperatur höher als TV sein, dann muss zu dieser UEH und TD addiert werden (Pufferüberhitzung). Abhängig von der aktuell anliegenden Netzlast wird dann ermittelt, welche Wärmemenge direkt ins Netz geliefert werden kann und ob Wärme für den Puffer zur Verfügung steht. Ggf. wird abhängig vom Füllstand des Puffers ermittelt, wieviel in den Puffer eingespeist werden kann.

Bei der Pufferüberhitzung steigt die im Kollektorfeld notwendige Temperatur nach und nach an. Somit steigt die Kollektormitteltemperatur und der solare Ertrag wird geringer. Der kapazitive Effekt der weiteren Aufheizung des Kollektors kann vernachlässigt werden. Wenn die untere Puffertemperatur wieder fällt, wird die Zieltemperatur wieder heruntergesetzt.

BA = Z: Die Zieltemperatur kann höchstens so groß werden wie die maximale Ladetemperatur. Wenn die Kollektortemperatur die maximale Ladetemperatur erreicht, befindet sich die Anlage in der Stagnation. Dann wird aus Sicherheitsgründen die Pumpe für den Rest des Tages verriegelt. Es muss dann ein Flag gesetzt werden und die Anlage kann ab dann keine Wärme mehr liefern. Zu Beginn jeden Tages wird das Flag zurückgesetzt. Die Anzahl der Stagnationstage wird als Kennzahl ausgegeben.

BA = V: Wenn die Zieltemperatur über der Vorlauftemperatur liegt, wird BA auf Z gesetzt.

Es ergeben sich folgende mögliche Fälle in der Betriebsphase:

1. Solare Wärme deckt Netzlast vollständig (nur im Zieltemperaturbetrieb möglich!)

* Restwärme geht als VT-Wärme in Puffer
* Füllgrad steigt, evtl. steigt auch die Puffereinspeisetemperatur

1. Solare Wärme deckt Netzlast nicht vollständig

* Falls genügend HT oder VT-Wärme im Puffer ist, kann darüber die Restlast abgedeckt werden
* HT-Wärme wird weniger, NT-Wärme bleibt gleich: Füllgrad fällt, evtl. fällt auch die Puffereinspeisetemperatur (bei Zieltemperaturbetrieb)
* HT-Wärme wird weniger, NT-Wärme evtl. mehr (bei Vorwärmbetrieb)
* Ansonsten wird der nächste Wärmeerzeuger betrachtet
* Wenn das ein Grundlasterzeuger ist (was üblich ist), wird er mit maximaler Leistung betrieben, wobei aber der Puffer-Ziel-Ladestand nicht überschritten werden soll (falls Puffer dazuheizt, wird primär NT-Wärme verwendet)
* Wenn das ein Spitzenlasterzeuger ist, wird er mit minimaler Leistung betrieben (maximale Zuheizung aus Puffer)

### Beispiele

Grunddaten:

TV = 55 °C  
TR = 35 °C  
TD = 6 K  
UEH = 4 K  
C = 0,01 kWh/m2 K  
A = 1000 m2

**1. Beispiele für Zieltemperaturbetrieb**

**Aufheizphase:**

QS\_Ni = 0  
QS\_PLi = 0 (immer so in Aufheizphase)

Annahmen:

TKi-1 = 30 °C  
QS = 180 kWh  
  
Damit:  
TKi = 30 °C + (180 kWh / (1000 m2 \* (0,01 kWh/m2 K) = 48 °C

🡪 Zieltemperatur 59 °C (55 °C + 4 K) noch nicht erreicht  
🡪 es wird weiter aufgeheizt

Läge die Vorlauf-Temperatur bei 40 °C, wäre die Zieltemperatur von 44 °C (40 °C + 4 K) erreicht und das Flag würde auf „Betrieb gestellt“

**Betriebsphase:**

TKi-1 = 59 °C (55 °C + 4 K)  
TKi = 59 °C (immer so in Betriebsphase)

Annahme:  
QS = 140 kWh

Fall 1: Netzlast = 200 kW 🡪 sämtliche Wärme wird ins Netz abgegeben, ein weiterer Wärmeerzeuger müsste 60 kWh liefern.

Fall 2: Netzlast = 50 kW 🡪 50 kWh gehen ins Netz, der Rest in den Puffer (wenn noch Kapazität vorhanden)

**2. Beispiele für Vorwärmbetrieb**

**Aufheizphase:**

QS\_Ni = 0  
QS\_PLi = 0 (immer so in Aufheizphase)

Annahmen:

TKi-1 = 30 °C  
QS = 180 kWh

Damit:  
TKi = 30 °C + (180 kWh / (0,01 kWh/m2 K \* 1000 m2) = 48 °C

🡪 Zieltemperatur 45 °C (35 °C + 6 K + 4 K) erreicht, das Flag wird auf „Betrieb“ gestellt

Läge die Rücklauftemperatur bei 50 °C, wäre die Zieltemperatur von Ziel 60 °C noch nicht erreicht und es würde weiter aufgeheizt werden.

**Betriebsphase:**

TKi-1 = 45 °C (35 °C + 6 K + 4 K)  
TKi = 45 °C (immer so in Betriebsphase)

Annahme:  
QS = 165 kWh

Fall 1: Netzlast = 1240 kW

Aufgrund der Spreizung im Netz von 20 K werden zur Aufheizung 1240 / 20 = 62 kWh/K benötigt. Die eingestellte Temperaturdifferenz TD beträgt 6 K, damit sind 62 kWh/K \* 6 K = 372 kWh bis zum Temperaturniveau von 41 °C (35 °C + 6 K) nötig.

🡪 die ganzen 165 kWh werden als Rücklaufanhebung ins Netz abgegeben, als zu deckende Restwärme bleiben 1240 – 165 = 1075 kWh  
🡪 wenn im Puffer NT-Wärme vorhanden ist, kann davon bis zu 372 – 165 = 207 kWh verwendet werden  
🡪 je nach Menge NT-Wärme im Puffer liegt die von einem weiteren Wärmeerzeuger zu liefernde Menge bei 1075 bis 868 kWh.

Fall 2: Netzlast = 248 kW

Hier werden pro K Aufheizung 240 / 20 = 12 kWh benötigt. Damit sind 12 \* 6 = 72 kWh bis zum Temperaturniveau von 41 °C nötig.

🡪 72 kWh kommen als Rücklaufanhebung ins Netz, von der solaren Wärme verbleiben 165 – 72 = 93 kWh  
🡪 NT-Wärme aus dem Puffer kann nicht verwendet werden  
🡪 wenn im Puffer mindestens 248 – 72 = 176 kWh HT-Wärme ist, wird diese verwendet

🡪 ansonsten muss ein weiterer Wärmeerzeuger liefern  
🡪 93 kWh kommen in den Puffer (freie Kapazität muss vorhanden sein, weil wir uns im Vorwärmbetrieb befinden, d.h. auf niedrigem Temperaturniveau).

### Pufferspeicher

Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Solarthermieanlage bereits aufgeheizt ist und sich in Betrieb befindet.

Für die Simulation sind folgende Parameter notwendig:

QP\_HT, i-1 [kWh] = Ladung des Pufferspeichers mit HT-Wärme am Ende der Stunde i-1  
QP\_VT, i-1 [kWh] = Ladung des Pufferspeichers mit VT-Wärme am Ende der Stunde i-1  
QP\_NT, i-1 [kWh] = Ladung des Pufferspeichers mit NT-Wärme am Ende der Stunde i-1  
TE, i-1 [°C] = Einspeisetemperatur für NT-Wärme am Ende der Stunde i-1   
QP\_MAX i [kWh] = maximal mögliche Ladung des Pufferspeichers zur Stunde i  
QS\_PLi [kWh] = an den Puffer lieferbare Wärmemenge zur Stunde i

Zu berechnen sind folgende Werte (für jede Stunde des Jahres):

QP\_HT, i [kWh] = Ladung des Pufferspeichers mit HT-Wärme zur Stunde i  
QP\_VT, i [kWh] = Ladung des Pufferspeichers mit VT-Wärme am Ende der Stunde i  
QP\_NT, i [kWh] = Ladung des Pufferspeichers mit NT-Wärme zur Stunde i  
HTVi [%] = QP\_HT / KAP = Verfügbarer Anteil des Puffervolumens für HT-Wärme  
NTVi [%] = 1 - HTV = Verfügbarer Anteil des Puffervolumens für NT-Wärme  
QP100 [kWh] = Ladung in kWh, die einem Füllgrad von 100 % entspricht  
QP100\_NT [kWh] = Ladung in kWh, die einem NT-Füllgrad von 100 % entspricht  
FG i [%] = (QP\_VTi + QP\_NTi) / QP100\_NT = NT-Füllgrad des Pufferspeichers zur Stunde i  
TEi [°C] = Einspeisetemperatur für NT-Wärme zur Stunde i   
QS\_Pi [kWh] = an den Puffer gelieferte solare Wärmemenge zur Stunde i  
  
Start: i = 1, d.h. 1. Januar, 0 Uhr

Ziel-Ladung des Puffers: 50 %  
Ladung des Pufferspeichers mit HT-Wärme: ?? kWh (entspricht 50 %)  
Ladung des Pufferspeichers mit NT-Wärme: 0 kWh  
Einspeisetemperatur der NT-Wärme: Rücklauftemperatur  
An den Puffer lieferbare Solar-Wärmemenge: 0 kWh

Schritt i:

Wenn ein Hochtemperatur-Wärmeerzeuger Wärme in den Puffer einspeichert, wird einfach die Hochtemperatur-Wärme QP\_HT um diesen Betrag erhöht. Bei der Hochtemperaturwärme wird angenommen, dass sie immer auf der maximalen Temperatur (95 °C) vorliegt.

Durch den Algorithmus wird sichergestellt, dass die einzuspeichernde Solarthermie-Wärme – wenn vorhanden – auf genügend hohem Temperaturniveau ist. Solarthermie-Wärme wird im Normalfall als NT-Wärme (Vorwärmbetrieb) oder VT-Wärme (Zieltemperaturbetrieb) in den NT-Bereich eingespeichert. Nur bei Überhitzung wird in den HT-Bereich eingespeichert.

Am Ende wird immer ermittelt, wie hoch das Einspeisetemperaturniveau für Wärme TE im Puffer ist (s.u.). Es kann gleichbleiben (z.B. wenn nichts aus- oder eingespeichert wird oder wenn der Ladestand gering ist), fallen (wenn viel ausgespeichert wird) oder steigen (wenn bei hohem Ladestand weiter eingespeichert wird). In den meisten Fällen wird TE der Rücklauftemperatur entsprechen. Abhängig von TE muss dann ggf. die notwendige Temperatur im Kollektorfeld verändert werden, bei einer Erhöhung würde sich auch die Kollektormitteltemperatur erhöhen.

Durch diese Vorgehensweise wird sichergestellt, dass nur NT-Wärme auf genügend hohem Niveau eingespeist wird. Vereinfacht wird angenommen, dass die gesamte Niedertemperatur-Wärme im Puffer auf dem gleichen Temperaturniveau liegt. Somit kann auch NT-Wärme einfach addiert werden.

Nach oben begrenzt wird die Einspeicherung durch die maximale Kapazität des Pufferspeichers.

Das aktuelle Temperaturniveau am unteren Ende des Puffers lässt sich nach SCFW folgendermaßen anhand des aktuellen Füllgrads abschätzen:

**FG < 80 %:** TE = TR + 5/12 \* (TV-TR) \* FG

**FG ≥ 80 %:** TE = TR + 1/3 \* (TV-TR) \* (10 \* FG - 7)

Die Formel wurde für Speicher entwickelt, in die nur Solarthermieanlagen einspeichern. Daher erscheint es am plausibelsten, den durch HT-Wärme belegten Speicherplatz als nicht existent zu werten und den Füllgrad auf das verbleibende Volumen anzuwenden.

**Ausnahme**

Wenn die untere Einspeisetemperatur die Vorlauftemperatur erreicht (Füllgrad 100 %), wird der gesamte Speicher (inklusive HT-Wärme) verwendet und es wird zur Ermittlung des Füllstands für TV die maximale Ladetemperatur verwendet.

**Beispiele zur Pufferladung und -nutzung:**

TV = 55 °C  
TR = 35 °C  
TD = 6 K  
UEH = 4 K  
QP\_MAX = 120 kWh  
TP\_MAX = 95 °C

Wenn die Puffertemperatur überall TR beträgt, ist er mit 0 kWh geladen. Die 120 kWh korrespondieren also zu einer Spreizung von 95 °C – 35 °C = 60 K. Sollte sich die Rücklauftemperatur z.B. im Sommerbetrieb ändern, muss QP\_MAX entsprechend angepasst werden:

Beispiel: TR neu = 30 °C 🡪 QP\_MAX = (95-30)/(95-35) \* 120 = 65/60 \* 120 = 130 kWh

Analog muss auch die aktuelle Ladung mit Hochtemperaturwärme QP\_HT angepasst werden, wenn sich die Rücklauftemperatur ändert.

Wieviel kWh eine Ladung von 100 % (d.h. alles auf Vorlaufniveau) hat, kann auch anhand der Temperatur-Deltas berechnet werden:

QP100 = QP\_MAX / (TP\_MAX – TR) \* (TV -TR)  
 = 120 / 60 \* 20  
 = 40 kWh

Der aktuelle Ladung mit Niedertemperaturwärme (VT- und NT-Wärme) wird nicht umgerechnet, da hier verschiedenste Konstellationen möglich sind. Außerdem tritt dieser Effekt immer zweimal und entgegengesetzt auf.

Das ist wichtig, da sich der Füllgrad in der Formel auf die Vorlauftemperatur bezieht, d.h. ein Füllgrad von 100 % bedeutet, dass der Puffer vollständig auf Vorlauftemperatur durchgeladen ist.

**Beispiel 1 Vorwärmbetrieb:**

QP\_100 = 40 kWh (von oben)  
QP\_HT = 30 kWh  
QP\_NT = 10 kWh  
QS\_PL = 5 kWh

Die HT-Wärme liegt auf maximalem Temperaturniveau vor und nimmt also 30 / 120 = 1/4 des Puffervolumens ein. Also stehen NT = 1 - 0,25 = 75 % des Volumens für NT-Wärme zur Verfügung, d.h. ein Füllgrad von 100 % bei NT-Wärme entspricht 0,75 \* 40 kWh = 30 kWh.

Nun wird der Füllgrad nach Einspeisung der solaren Wärme berechnet:

FG = (10 + 5) / 30 = 15/30 = 50 %

Da der neue Füllstand weiterhin unter 70 % liegt, bleibt die Einspeisetemperaturniveau bei der Rücklauftemperatur und die im Kollektorfeld benötigte Temperatur ändert sich nicht.

**Beispiel 2 Vorwärmbetrieb:**

Alles wie oben, nur QS\_PL = 14 kWh  
  
Füllgrad nach Einspeisung der solaren Wärme:

FG = (10 + 14) / 30 = 24/30 = 80 %

Da der neue Füllstand über 70 % liegt, muss das Einspeisetemperaturniveau neu berechnet werden:

TE = TR + 1/3 \* (TV-TR) \* (10 \* FG - 7)  
 = 35 °C + 1/3 (55 °C – 35 °C) \*(10 \* 0,8 – 7)  
 = 35 °C + 1/3 \* 20 °C \* (8 – 7) = 41,66 °C

Damit ergibt sich als neue Vorgabe für die Kollektortemperatur

TK = max (TR; TE) +TD + UEH  
 = max (35 °C; 41,66 °C) + 6 °C + 4 °C  
 = 41,66 °C + 10 K = 51,66 °C

Die Berechnungen beim Zieltemperaturbetrieb verlaufen analog.