

# Thermische Solaranlagen für Wärmenetze

Rolf Meissner

Ritter XL Solar GmbH, Ettlinger Str. 30, 76307 Karlsbad

[r.meissner@ritter-xl-solar.com](mailto:r.meissner@ritter-xl-solar.com)

## Inhalt

Wärmenetze liefern zumeist Wärme für Heizung und Warmwasser. Außer in Dänemark, wo neue Wärmenetze oft auf Niedertemperatur getrimmt werden, um sie den Anforderungen einer speziellen Kollektortechnologie anzupassen, liegen Netzvorlauftemperaturen von Endverbraucherneetzen zwischen 80 °C und 110 °C und Netzurücklauftemperaturen selten unter 60 °C. Die folgenden Betrachtungen gelten der solarthermischen Unterstützung solcher Wärmenetze und liefern Hinweise und Richtlinien zur Dimensionierung der Kollektorfelder und Speicher sowie einen Technologievergleich aktuell marktrelevanter Kollektorsysteme.

## Das Modell

Zur Parameterbeschränkung und der Anschaulichkeit halber soll ein konkretes, für Deutschland typisches Wärmenetz untersucht werden. Dabei wird ein charakteristisches Lastprofil angenommen, siehe Abbildung 1.

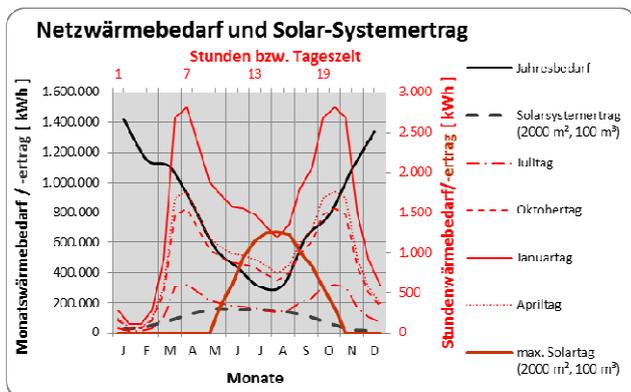


Abbildung 1: Bedarfsprofil des Wärmenetzes, Solar-Systemertrag für 2000 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speicher

Wärmenetz für Heizung und WW-Bereitung am Standort Würzburg, Jahreswärmebedarf 10 GWh pro Jahr, Mindestlast 150 kW, Netztemperatur 80 °C (Apr. bis Sept.) und 90 °C (Okt. bis März), Netzurücklauftemperatur 60 °C, Plasma-CPC-Vakuurröhrenkollektoren XL 50 P mit 30 Grad Neigung nach Süden ausgerichtet, Kollektor-Bruttofläche (Solar-Keymark-Tool), Systemertrag ohne bzw. mit sehr kleinem Speicher 550 kWh/m² Bruttokollektorfläche.

Für das Modell stehen somit wenigstens einige Parameter fest, es bleiben jedoch immer noch genügend Variablen. Als Speicher sind im Folgenden immer solche gemeint, die bei Speicherbedarf von den Kollektoren ohne Wärmetauscher zunächst thermisch (ideal) schichtend von oben mit Netztemperatur geladen werden, bis unten Netztemperatur erreicht ist, und anschließend konvektiv von unten, bis sie homogen mit 95 °C geladen sind (Abbildung 2). Bis ca. 200 m³ können das Druckspeicher sein, größere Speicher werden i. d. R. drucklos ausgeführt. Speicherbedarf heißt, dass mehr Solarwärme erzeugt wird als der aktuelle Netzbedarf. Wenn weniger Solarleistung zur Verfügung steht als der Netzbedarf, wird immer erst vorrangig der Speicher wieder entladen, so dass er viele Jahresstunden verlustarm bzw. auch verlustlos bleiben kann. Es wird jeweils nur ein Speicher entsprechender

Größe mit einem mittleren U-Wert von 0,4 W/m²K angenommen.

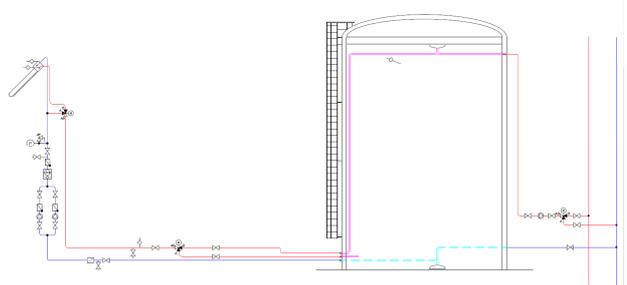


Abbildung 2: Schema Solaranlage

## Ergebnisse

Der solare Deckungsanteil  $f_{save}$  und der solare Systemertrag sind Ausdrücke für die relative und für die absolute Energieeinsparung, siehe Abbildung 3.

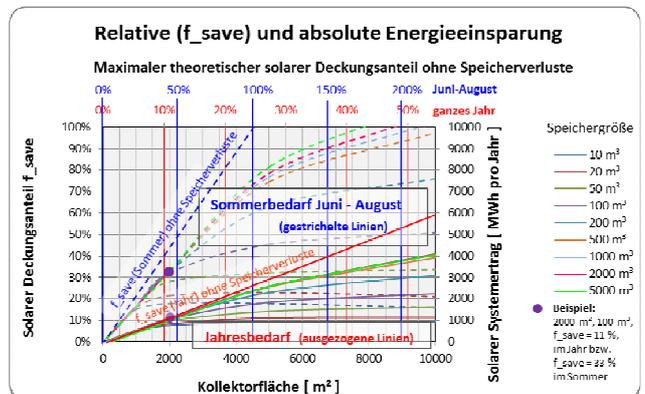


Abbildung 3: Energieeinsparung in Abhängigkeit von der Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergrößen

Ignoriert man zunächst die Speicherverluste, dann kann der Kollektorfläche (untere x-Achse) auch ein maximaler theoretischer Deckungsanteil zugeordnet werden, was auf der oberen x-Achse geschieht. Dieser entspricht dem Systemertrag ohne Speicher von 550 kWh/m² Bruttokollektorfläche, einmal bezogen auf den Wärme-Jahresbedarf von 10 GWh (rot) und einmal bezogen auf den Bedarf von Juli bis August (blau). Dieser Deckungsanteil ist nur insofern theoretisch, als jeder Speicher natürlich auch Speicherverluste mit sich bringt. Für Kollektorflächen, die so klein sind, dass sie höchstens die Mindestlast des Wärmenetzes decken können, wird jedoch kein Speicher in Anspruch genommen, weshalb die

$f_{\text{save}}$ -Kurven für alle Speichergößen gleich beginnen und sich für kleine Deckungsanteile auch nicht vom maximalen theoretischen Deckungsanteil unterscheiden. Für zunehmende  $f_{\text{save}}$  sind aber immer größere Kollektorflächen und Speicher erforderlich.

Der Systemertrag erreicht bei kleinen Kollektorflächen bis ca. 800 m<sup>2</sup> ohne Speicher maximal 5 % des Jahresbedarfs. Fortan werden in zunehmendem Maße Speicher benötigt. Es ist sehr viel einfacher, den Sommerbedarf zu decken als den Jahresbedarf, z. B. mit 2000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 100 m<sup>3</sup> Speicher zu 33 % im Sommer statt nur zu 11 % übers ganze Jahr. Mit wachsendem Speicher wachsen auch die Verluste und sinkt der spez. Systemertrag, weshalb  $f_{\text{save}}$  hinter dem maximal theoretischen Deckungsanteil (ohne Speicherverluste) immer weiter zurückbleibt.

Zeitraum	Notwendige Speichergöße	
	Wärmebedarf	Solargewinn (von 2000 m <sup>2</sup> )
Julitag	280 m <sup>3</sup>	570 m <sup>3</sup>
Oktober tag	725 m <sup>3</sup>	300 m <sup>3</sup>
Dezembertag	1 300 m <sup>3</sup>	200 m <sup>3</sup>
Juli	8 700 m <sup>3</sup>	10 000 m <sup>3</sup>
Oktober	22 500 m <sup>3</sup>	4 500 m <sup>3</sup>
Dezember	39 000 m <sup>3</sup>	1 400 m <sup>3</sup>
Sommerhalbjahr	90 000 m <sup>3</sup>	55 000 m <sup>3</sup>
Winterhalbjahr	200 000 m <sup>3</sup>	19 000 m <sup>3</sup>

Abbildung 4: Notwendige Speichergößen zur Pufferung des Wärmebedarfs und des Solargewinns

Um lange Wärmebedarfsperioden zu bevorraten, sind sehr große Speicher notwendig. Um große Solargewinne zu speichern, sind ebenfalls sehr große Speicher nötig. So puffern 100 m<sup>3</sup> Speicher von 2000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche lediglich ca. 3 - 4 Stunden Sonnenschein oder 0,3 % des Jahresertrags. Leider passen Wärmebedarf und Solargewinn zeitlich schlecht zusammen. Deshalb erscheint die Bevorratung von Solarwärme über mehr als eine Woche unzumutbar, siehe Abbildung 4.

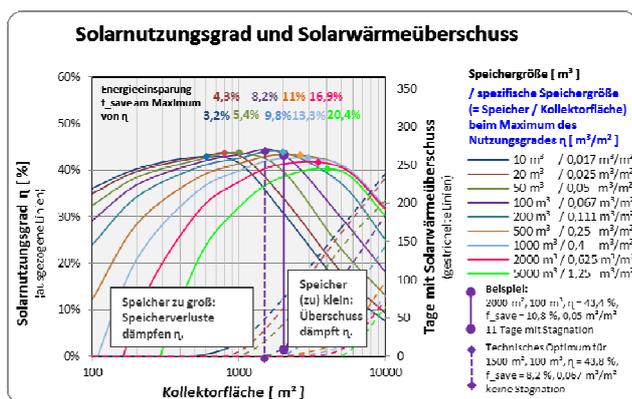


Abbildung 5: Der Solarnutzungs- oder -wirkungsgrad und der Solarwärmeüberschuss in Abhängigkeit von der Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergößen

Der Solarnutzungsgrad  $\eta = Q_{\text{Sys}} / Q_{G,k}$  ist der Quotient aus der Energieeinsparung, d. h. dem Systemertrag, der nach Abzug aller Verluste vom Kollektorertrag noch übrig bleibt, und der auf die Kollektoren treffenden Globalstrahlung, siehe Abbildung 5.  $\eta$  bestimmt maßgeblich den solaren Energiepreis. Ist der Speicher zu klein, dann

verschenkt die Solaranlage Wärme an Tagen des Überschusses. Ist er zu groß, dann dämpfen seine Verluste  $\eta$ ,  $\eta$  hat ein breites Maximum bei der Kollektorfläche, ab der sich zunehmend Überschüsse einstellen. Die mögliche Energieeinsparung  $f_{\text{save}}$  wächst mit der Kollektorfläche von 3,2 % bei ca. 600 m<sup>2</sup> auf 21 % bei 4000 m<sup>2</sup> und deutlich langsamer mit der Speichergöße (von 3,2 % bei 10 m<sup>3</sup> auf 21 % bei 5000 m<sup>3</sup>). Die spezifische Speichergöße (Speicher/Kollektorfläche) wächst rasch mit der angestrebten Energieeinsparung von 17 Litern/m<sup>2</sup> bei 3,2 % Energieeinsparung auf 1250 Liter/m<sup>2</sup> bei 21 %, und damit auch der spezifische Preis.

Diese Maxima des Solarnutzungsgrades  $\eta$  für verschiedene Speichergößen bei der Kollektorfläche, ab der zunehmend mit thermischer Stagnation der Anlage zu rechnen ist, weil die Solarwärme nicht gebraucht wird, beschreiben das technische Optimum. Aber das technische Optimum beim maximalen Nutzungsgrad  $\eta$  fordert mit  $f_{\text{save}}$  rasch wachsende Speicher, die den solaren Energiepreis erhöhen. Das wirtschaftliche Optimum liegt dagegen dort, wo mit dem geringsten Materialeinsatz die meiste Energie gespart werden kann. Den Zusammenhang zwischen den beiden Optima zeigt Abbildung 6, welche die Energieeinsparung in Abhängigkeit von der spezifischen Speichergöße, d. h. vom auf die Kollektorfläche bezogenen Speicher zeigt. Das mit Abbildung 5 erläuterte technische Optimum, dem der jeweils maximale Solarnutzungsgrad entspricht, weil Stagnation gerade noch so gut wie nicht vorkommt, bildet in Abbildung 6 ungefähr die Linie durch die Wendepunkte von  $f_{\text{save}}$  für die verschiedenen Speichergößen. Das wirtschaftliche Optimum liegt dagegen dort, wo für jede Kollektorfläche ein  $f_{\text{save}}$ -Plateau beginnt, über das hinaus auch mit noch so großem Speicher keine weitere Energieeinsparung mehr möglich ist. Eine Auslegung am wirtschaftlichen Optimum bedingt eine absolut robuste Systemtechnik, weil die Solarwärme sehr häufig nicht gebraucht wird, das Kollektorfeld also siedend in den Zustand thermischer Stagnation wechselt. Bei 10 000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 500 m<sup>3</sup> Speicher passiert dies an ca. 100 Tagen, wie Abbildung 5 zeigt, bei 2000 m<sup>2</sup> und 50 m<sup>3</sup> sind es 42 Tage und bei 1000 m<sup>2</sup> und 20 m<sup>3</sup> sind es nur ca. 6 Tage. Wirtschaftliches Optimum heißt nicht automatisch „niedrigster Energiepreis“, liefert hierzu aber eine Näherung, solange der Speicherpreis gegenüber dem der gesamten Solaranlage gering bleibt. Zur „Geldspartoptimierung“ müssten zusätzlich Preise von Kollektoranlagen und Speichern sowie Energiepreise analysiert werden. Korrekter wäre der Begriff „volkswirtschaftliches Optimum“, weil es für jede Kollektorfeldgröße ungefähr immer dort liegt, wo mit der kürzesten energetischen Amortisationszeit, mit der kleinstmöglichen „grauen Energie“ und den tatsächlich größten CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu rechnen ist. Ohne Speicher liegt die energetische Amortisationszeit der Solaranlage unter einem Jahr. Als Kompromiss zwischen technischem und volkswirtschaftlichem Optimum sowie einer akzeptablen Anzahl von Stagnationstagen ist die Wahl von z. B. 2000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 100 m<sup>3</sup> Speicher (violetter Punkt in den Diagrammen 3, 5 und 6) bei den heutigen Energiepreisen von 2014 eine vernünftige

ge Auslegung. Bei dieser Beispielauslegung ergeben sich ein spezifisches Speichervolumen von 50 Litern pro Quadratmeter, 11 Stagnationstage, 11 % Energieeinsparung sowie ein Solarnutzungsgrad von 43,4 %.

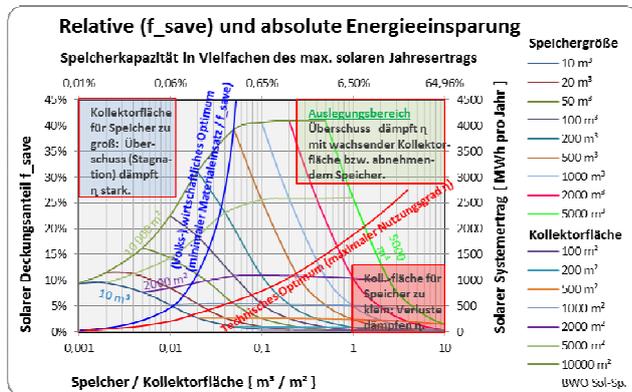


Abbildung 6: Die Energieeinsparung in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen, Auslegungsbereich zwischen dem (volks)wirtschaftlichen und dem technischen Optimum



Abbildung 7: Thermische Solaranlage im Wärmenetz von Hamburg-Wilhelmsburg

### Kollektor- und Systemerträge, Technologievergleich

Bisher wurde nur der CPC-Vakuumröhrenkollektor XL 50 P von Ritter XL Solar betrachtet, der zusammen mit einem Vakuumflachkollektor von TVP aus der Schweiz als Benchmark mit Abstand das Maximum des technisch möglichen Ertrags definiert. Für andere Kollektor-Technologien sehen alle bisherigen Diagramme anders aus. Abbildung 8 ist hauptsächlich einer aktuellen Studie vom ITW der Universität Stuttgart entnommen /1/. Mit dem Programm ScenoCalc wurden die Kollektor-Jahreserträge mehrerer Kollektortypen für den Standort Würzburg gerechnet. ScenoCalc ist ein unabhängiges wissenschaftliches Simulationsprogramm, das von drei skandinavischen Forschungsinstituten entwickelt wurde und offiziell von sämtlichen europäischen Kollektor-Testinstituten zur Berechnung der Kollektor-Jahreserträge (Collector Annual Output, CAO) auf Seite 2 der Solar-Keymark-Zertifikate genutzt wird. Die Eingangsparameter liefern Kollektortests nach Standard ISO 9806, welcher seit 2013 den früheren Standard EN 12975-2 ersetzt. ScenoCalc ist auch frei im Internet verfügbar /2/. Der für das konkrete Wärmenetzmodell bisher angenommene Kollektorsertrag von 626 kWh/m²

Bruttokollektorfläche wird in Abbildung 8 bei ca. 70 °C mittlerer Netz- bzw. Kollektortemperatur gekennzeichnet.

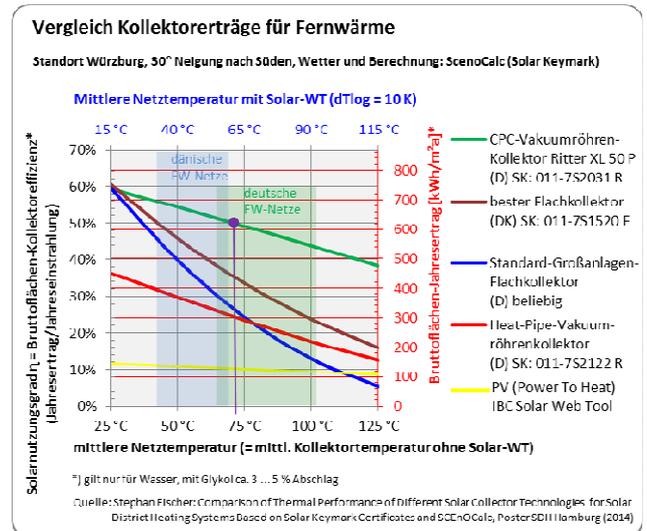


Abbildung 8: Kollektor-Jahresertragsvergleich

Der Solarnutzungsgrad  $\eta$  (linke y-Achse) zeigt, wie viel der Jahreseinstrahlung in Jahreswärmeertrag verwandelt wird, dazu proportional zeigt die rechte y-Achse den spezifischen Bruttokollektorflächen-Jahresertrag. Die untere x-Achse zeigt die mittlere Kollektortemperatur, welche identisch ist mit der mittleren Netztemperatur, wenn es keinen Solarwärmetauscher gibt. Mit Solarwärmetauscher wird bei gleicher Netztemperatur einfach nur eine höhere Kollektortemperatur benötigt, z. B. um 10 Kelvin bei einer guten Planung. Deshalb wurde bei der oberen x-Achse (blau) die Netztemperatur einfach nur um 10 K nach unten verschoben, womit sie die Jahresertragsverhältnisse mit Solarwärmetauscher widerspiegelt. Neben den Spitzen-Vakuumkollektoren (grün, SK-Zertifikat 011-7S2031 R /3/) als Benchmark werden zum Vergleich die Bruttoflächen-Jahreserträge der besten dänischen Großanlagen-Flachkollektoren (braun, 011-7S1520 F), von Standard-Großanlagen-Flachkollektoren (blau), von Heat-Pipe-Kollektoren (rot, 011-7S2122 R) und von Photovoltaik-Kollektoren (gelb) dargestellt.

Die Bruttoflächen-Jahreserträge sind sehr sicher vorher-sagbar. Bei den Systemerträgen nach Abzug der Wärme-verluste gibt es viel zu bedenken, was eine Pauschalie-rung sehr schwer macht:

1. Die Verluste sind von absoluter Natur und im Wesentlichen unabhängig von der Kolleorttechnologie. Sie hängen vor allem von den Temperaturen, dem Rohrnetz und dessen Wärmedämmung sowie auch von der Regelung ab.
2. Je minimalistischer und schlanker eine Solaranlage ist, umso geringer sind die Verluste.
3. Solaranlagen, die mit Glykol-Wasser-Gemisch arbeiten, haben bereits 3 bis 5 % geringere Kollektorserträge als Abbildung 8 angibt, weil die Solar-Keymark-Daten mit Wasser ermittelt werden, was jede Simulation stark schön.
4. Solaranlagen mit Glykol-Wasser-Gemisch benötigen überall um eine Dimension größere Rohre, um zu den gleichen Druckverlusten wie mit Wasser zu kommen.

