

Geschickt planen lohnt . . .

Thermische Solaranlagen für Wärmenetze

DR. ROLF MEISSNER*

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 Endverbrauchernetzen 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 Bild 1. 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, Kollektorertrag nach SencCalc 626 kWh/m² Kollektor-Bruttofläche (Solar-Keymark-Tool), Systemertrag ohne bzw. mit sehr kleinem Speicher 550 kWh/m² Bruttokollek-

torfläche. 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 (Bild 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 Jahrestunden 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.



* Rolf Meißner ist Physiker und befasst sich als Produktmanager und Entwickler seit 1990 bei Ritter Energie- und Umwelttechnik mit der Systemtechnik und Speicherung von Solarwärme. Gegen Ende 2006 gründete er den Bereich Paradigma XL Solar und ist seit 2010 Geschäftsführer der Ritter XL Solar GmbH. E-Mail: r.meissner@ritter-xl-solar.com

Ergebnisse

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

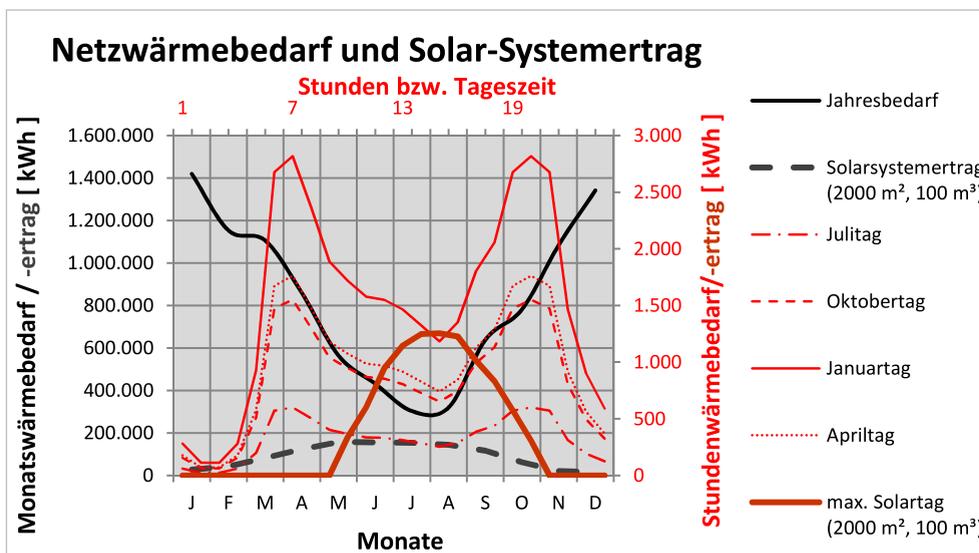


Bild 1 • Bedarfsprofil des Wärmenetzes, Solar-Systemertrag für 2000 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speicher

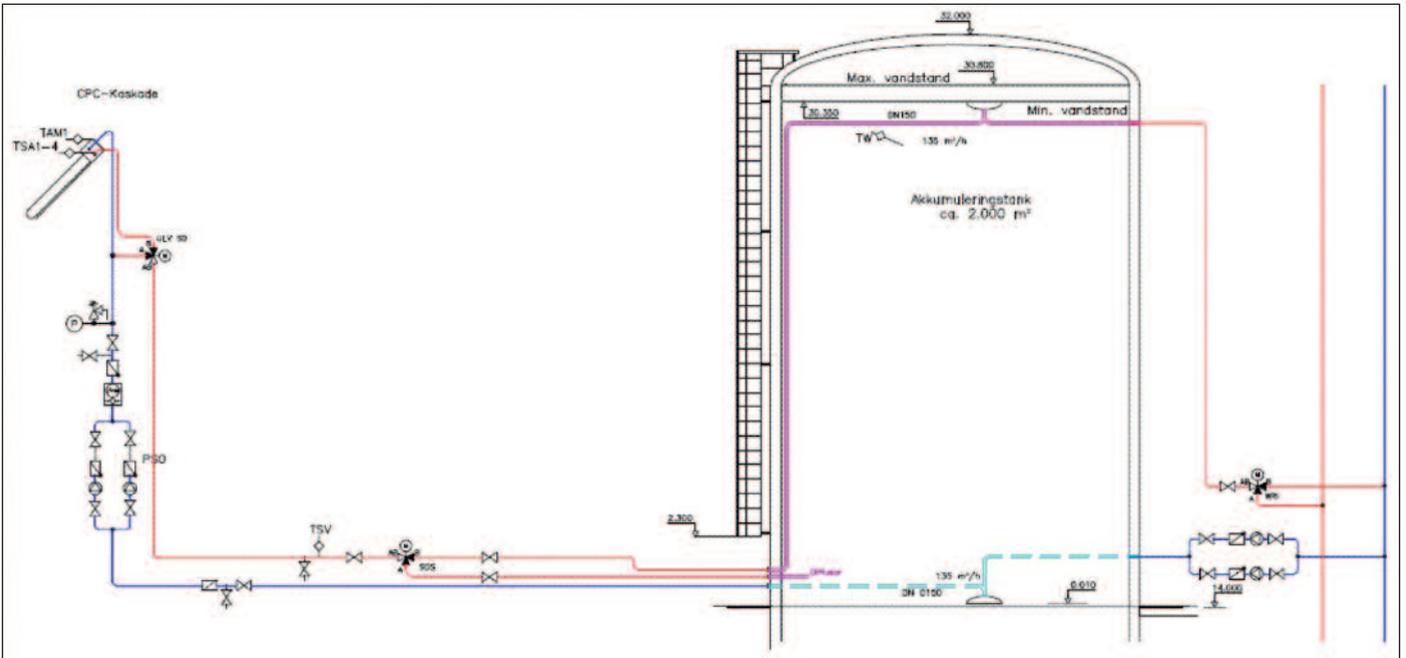
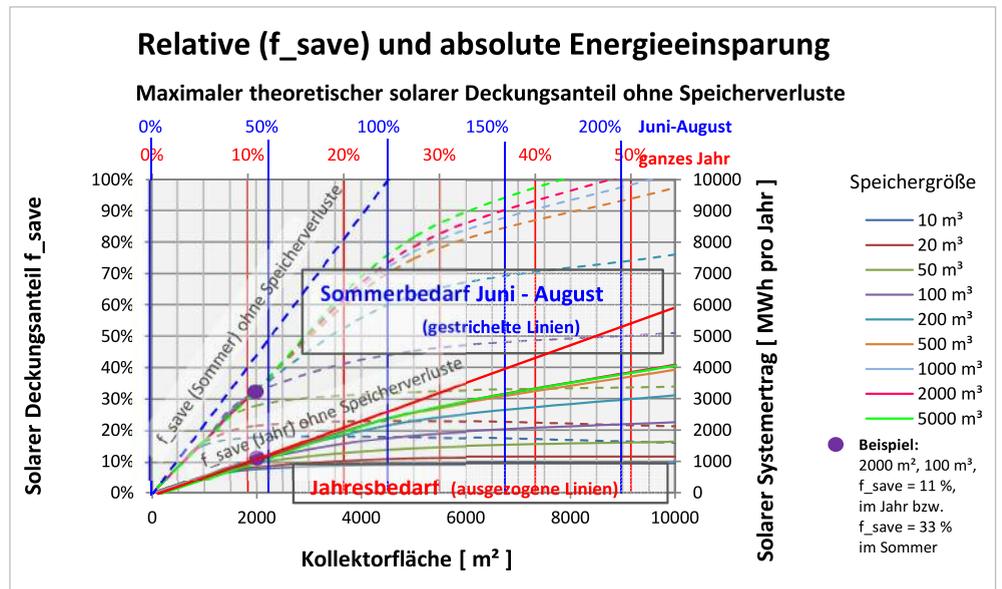


Bild 2 • Schema Solaranlage

Bild 3 • Energieeinsparung in Abhängigkeit von der Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergrößen

Mindestlast des Wärmenetzes decken können, wird jedoch kein Speicher in Anspruch genommen, weshalb die f_{save} -Kurven für alle Speichergrößen gleich beginnen und sich für kleine Deckungsanteile auch nicht vom maximalen theoretischen Deckungsanteil unterscheiden. Für zunehmende f_{save} sind aber immer größere Kollektorflächen und Speicher erforderlich. Der Systemertrag erreicht bei kleinen Kollektorflächen bis ca. 800 m² 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 m² Kollektorfläche und 100 m³ 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_{save} hinter dem maximal theoretischen Deckungsanteil (ohne Speicherverluste) immer weiter zurückbleibt. Um lange Wärmebedarfsperioden zu bevorraten, sind sehr große Speicher notwendig. Um große Solargewinne zu speichern, sind ebenfalls sehr große Speicher nötig. So puffern 100 m³ Speicher von 2000 m² Kollektorfläche lediglich ca. 3 bis 4 Stunden Sonnenschein oder 0,3 % des Jahresertrags. Leider passen



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

Bild 4 • Notwendige Speichergrößen zur Pufferung des Wärmebedarfs und des Solargewinns

Wärmebedarf und Solargewinn zeitlich schlecht zusammen. Deshalb erscheint die Bevorratung von Solarwärme über mehr als eine Woche unzuweckmäßig, siehe Bild 4. Der Solarnutzungsgrad $\eta = Q_{\text{Sys}} / Q_{\text{G}_k}$ ist der Quotient aus der Energieeinsparung, d. h. dem Systemertrag, der nach Abzug aller Verluste vom Kollektor ertrag noch übrig bleibt, und der auf die Kollektoren treffenden

Globalstrahlung, siehe Bild 5. η 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 η . η hat ein breites Maximum bei der Kollektorfläche, ab der sich zunehmend Überschüsse einstellen. Die mögliche Energieeinsparung f_{save} wächst mit der Kollektorfläche von 3,2 % bei ca. 600 m² auf 21 % bei 4000 m² und deutlich langsamer mit der Speichergröße (von 3,2 % bei 10 m³ auf 21 % bei 5000 m³). Die spezifische Speichergröße (Speicher/Kollektorfläche) wächst rasch mit der angestrebten Energieeinsparung von 17 Litern/m² bei 3,2 % Energieeinsparung auf 1250 Liter/m² bei 21 %, und damit auch der spezifische Preis. Diese Maxima des Solarnutzungsgrades η für verschie-

Solarnutzungsgrad und Solarwärmeüberschuss

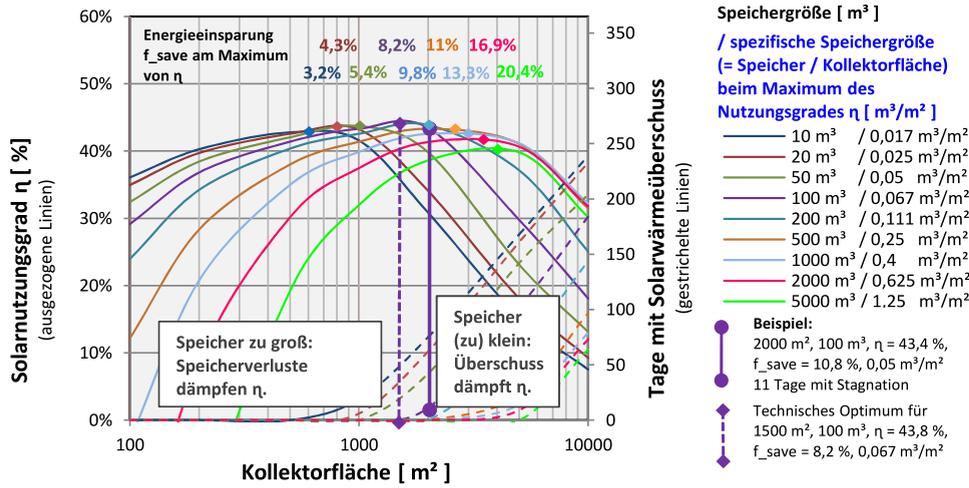
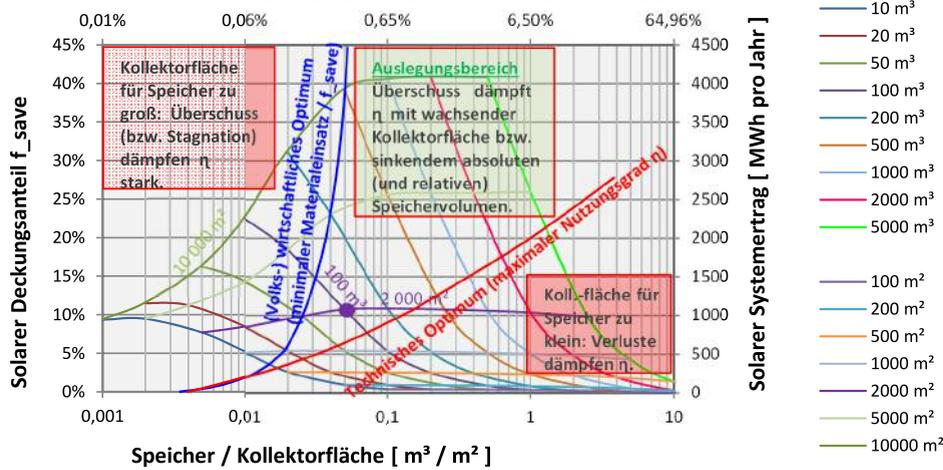


Bild 5 • Der Solarnutzungs- oder -wirkungsgrad und der Solarwärmeüberschuss in Abhängigkeit von der Kollektorfläche bei verschiedenen Speichergrößen

beiden Optima zeigt Bild 6, welche die Energieeinsparung in Abhängigkeit von der spezifischen Speichergröße, d. h. vom auf die Kollektorfläche bezogenen Speicher zeigt. Das mit Bild 5 erläuterte technische Optimum, dem der jeweils maximale Solarnutzungsgrad entspricht, weil Stagnation gerade noch so gut wie nicht vorkommt, bildet in Bild 6 ungefähr die Linie durch die Wendepunkte von f_{save} für die verschiedenen Speichergrößen. Das wirtschaftliche Optimum liegt dagegen dort, wo für jede Kollektorfläche ein f_{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 m² Kollektorfläche und 500 m³ Speicher passiert dies an ca. 100 Tagen, wie Bild 5 zeigt, bei 2000 m² und 50 m³ sind es 42 Tage und bei 1000 m² und 20 m³ 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 „Geldsparmoptimierung“ 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 CO₂-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 m² Kollektorfläche und 100 m³ Speicher (violetter Punkt in den Diagrammen 3, 5 und 6) bei den Energiepreisen von

Relative (f_{save}) und absolute Energieeinsparung

Speicherkapazität in Vielfachen des max. solaren Jahresertrags



dene Speichergrößen 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 Nutzungs-

grad η fordert mit f_{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

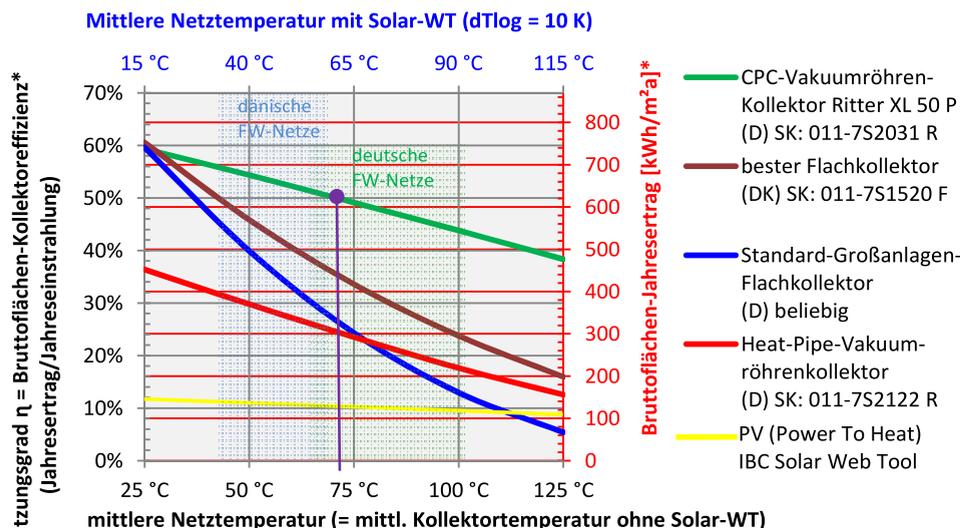
Bild 6 • Die Energieeinsparung in Abhängigkeit vom spezifischen Speichervolumen, Auslegungsbereich zwischen dem (volks)wirtschaftlichen und dem technischen Optimum



Bild 7 • Thermische Solaranlage im Wärmenetz von Hamburg-Wilhelmsburg

Vergleich Kollektorerträge für Fernwärme

Standort Würzburg, 30° Neigung nach Süden, Wetter und Berechnung: ScenoCalc (Solar Keymark)



*) gilt nur für Wasser, mit Glykol ca. 3 ... 5 % Abschlag

Quelle: Stephan Fischer: Comparison of Thermal Performance of Different Solar Collector Technologies for Solar District Heating Systems Based on Solar Keymark Certificates and SCEnOCalc, Poster SDH Hamburg (2014)

Bild 8 • Kollektor-Jahresertragsvergleich

2014 eine vernünftige Auslegung. Bei dieser Beispielauslegung ergeben sich ein spezifisches Speichervolumen von 50 Litern pro Quadratmeter, 11 Stagnationstage, 11 % Energieeinsparung sowie ein Solarnutzungsgrad von 43,4 %.

Kollektor- und Systemerträge, Technologievergleich

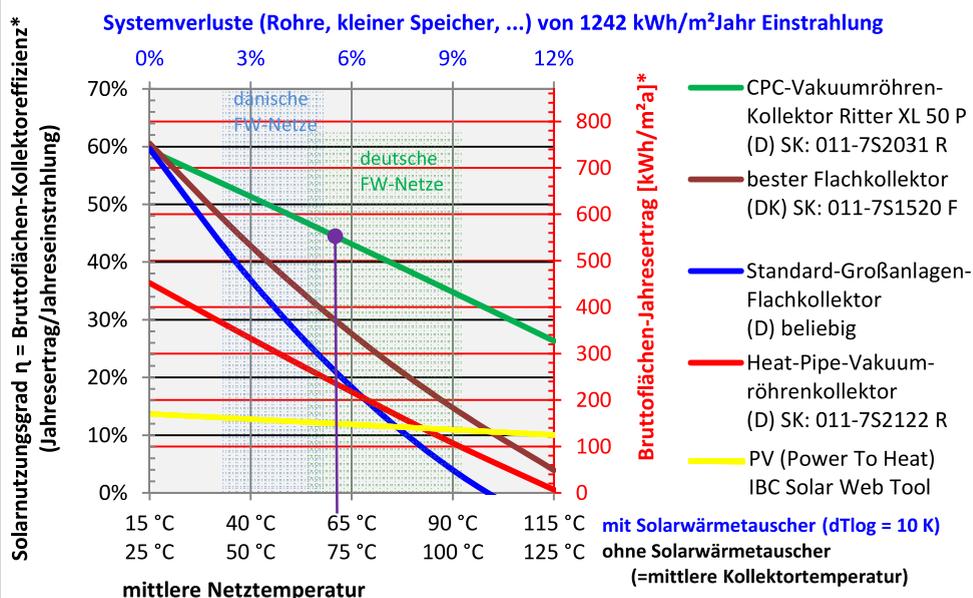
Bisher wurde nur der CPC-Vakuurröhrenkollektor XL 50 P von Ritter XL Solar betrachtet, der zusammen mit einem Vakuumflachkollektor von TVP aus der Schweiz als Benchmark mit Abstand das Maximum des technisch möglichen Ertrags definiert. Für andere Kollektor-Technologien sehen alle bisherigen Diagramme anders aus. Bild 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 Kollektorertrag von 626 kWh/m² Bruttoflächen-Kollektorfläche wird in Bild 8 bei ca. 70 °C mittlerer Netz- bzw. Kollektortemperatur gekennzeichnet. Der Solarnutzungsgrad η (linke y-Achse)

zeigt, wie viel der Jahreseinstrahlung in Jahreswärmeertrag verwandelt wird, dazu proportional zeigt die rechte y-Achse den spezifischen Bruttoflächen-Kollektorflächen-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 hö-

Vergleich des Gesamtsystems für Fernwärme

Standort Würzburg, 30° Neigung nach Süden, Wetter und Berechnung: ScenoCalc (Solar Keymark)



*) gilt nur für Wasser, mit Glykol ca. 3 ... 5 % Abschlag

Bild 9 • System-Jahresvergleich

here 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 vorhersagbar. Bei den Systemerträgen nach Abzug der Wärmeverluste gibt es viel zu bedenken, was eine Pauschalierung sehr schwer macht:

1. Die Verluste sind von absoluter Natur und im Wesentlichen unabhängig von der Kollektortechnologie. 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 Bild 8 angibt, weil die Solar-Keymark-Daten mit Wasser ermittelt werden, was jede Simulation stark schönfärbt.
4. Solaranlagen mit Glykol-Wasser-Gemisch benötigen überall um eine Dimension größere Rohre, um zu den gleichen Druckverlusten wie mit Wasser zu kommen. Andernfalls erhöht sich der Pumpenstrombedarf wesentlich. Größere Rohre haben aber größere Wärmeverluste zur Folge, einmal wegen der größeren Oberfläche, in stärkerem Maße aber wegen der näherungsweise Verdopplung ihres Inhalts bzw. ihrer Wärmekapazität, was bei jedem morgendlichen Warmlaufen und nächtlichem Abkühlen die Verluste erhöht.
5. Solaranlagen mit Wasser brauchen 1 bis 4 % ihres Jahresertrages für aktiven Frostschutz.
6. Wärmetauscher senken den Kollektorsertrag, wie Bild 8 und 9 zeigen. Wärmetauscher für Glykol-Wasser-Gemische müssen zudem 2- bis 3-mal so groß sein wie Wasser-Wasser-Wärmetauscher.

7. Solaranlagen mit Glykol-Wasser-Gemisch vertragen keine thermische Stagnation. Deshalb müssen sie gemäß Bild 6 immer rechts bzw. unterhalb des technischen Optimums, d. h. mit zu großen Speichern, ausgelegt und/oder mit Kollektorfeld-Notkühlungen ausgestattet werden. Insofern ist das nächste Bild 9 auf Glykol-Anlagen gar nicht korrekt anwendbar, weil die Bedingung „kleiner Speicher“ von diesen nie erfüllbar ist.

Das Bild 9 entwickelt Bild 8 weiter, indem von der Jahreseinstrahlung für mittlere Kollektortemperaturen von 25 °C bis 125 °C linear von 0 % bis 12 % an Systemverlusten abgezogen wird. Bei der konkreten Anlage ohne Wärmetauscher sind das 5,4 % der Jahreseinstrahlung oder 11 % vom Jahresertrag oder knapp 70 kWh/m²a, woraus großzügig abgerundet die 550 kWh/m²a Systemertrag resultieren.

Diese Pauschalierung berücksichtigt nur die Punkte 1, 2, 5 und 6. Die Bilder 8 und 9 zeigen auch den Unterschied zwischen dänischen und deutschen Wärmenetzen. Weil die dänische Energiepolitik der Solarthermie schon seit über 20 Jahren den Weg in die Wärmenetze ebnet, haben sich alle jüngeren Netzplanungen der in Dänemark stark etablierten Flachkollektor-Technologie mit besonders niedrigen Rücklauftemperaturen von ca. 30 bis 35 °C und moderaten Vorlauftemperaturen von 55 bis 70 °C angepasst. In Deutschland sind die Endverbraucheretze etwa 20 Grad heißer und die Primärnetze bis zu 50 Grad. Bild 9 zeigt, dass Flachkollektortechnik besonders in deutschen Wärmenetzen stark hinter Hochleistungs-Vakuumröhrentechnik zurückfällt und dass unter deutschen Netzbedingungen mit deutlich niedrigeren Jahreserträgen gerechnet werden muss. Bild 9 widerspiegelt nicht, dass Glykol-Systeme zusätzlich noch einen sehr großen Speicher brauchen, um Überschüsse und Stagnation im Sommer ganz auszuschließen. Heat-Pipe-Vakuumröhrenkollektoren schneiden relativ schlecht ab, weil sie aufgrund der ungenutzten Lücken zwischen den Röhren die Bruttokollektorfläche nur sehr schlecht ausnutzen können. Die Photovoltaik kommt mit Power-To-Heat erst bei mittleren Netztemperaturen von weit über 100 °C sinnvoll in Frage.

Fazit

Nahezu ohne Solarspeicher kann Solarthermie in Wärmenetzen die Mindestlast und die Verluste kostengünstig bis ca. 8 % des Jahres- bzw. etwa 30 % des Sommerbedarfs decken. Mit Speichern kann dieser Anteil derzeit auf kaum mehr als ca. 20 % des Jahresbedarfs erhöht werden, weil eine Bevorratung von Solarwärme aktuell noch nur über wenige Tage ökonomisch ist. Wenn jedoch im Sommer zusätzliche Wärmelasten vom Wärmenetz bedient werden müssen (z. B. Bäder oder wärmeverbrauchende Industrie) oder wenn sich das Wärmenetz selbst als zusätzlicher Wärmespeicher eignet, dann kann der Deckungsanteil von Solarwärme noch weiter erhöht werden. Mit steigenden Energiepreisen wird es sich auch zunehmend lohnen, die Energieeinsparung mittels größerer Speicherkapazitäten zu erhöhen. Angesichts der langen Betriebszeiten von 20 bis 30 Jahren könnte man der voraussichtlichen Verknappung fossiler Energieträger damit aber auch spekulativ etwas entgegen kommen. Zur solaren Unterstützung aller bestehenden deutschen Wärmenetze mit nur 10 % ihres Wärmebedarfs würden ca. 20 km² Kollektorfläche ausreichen, womit über 10.000 GWh Endenergie und mindestens 2 Mio Tonnen CO₂ gespart würden. Das Potenzial zur Substitution des gesamten deutschen Wärmebedarfs mit Sonnenwärme um 10 % im Temperaturbereich bis 100 °C ist noch etwa 10-mal größer. Beim Vergleich von verfügbarer Kollektortechnik gibt es bei Wärmenetzen beträchtliche Unterschiede im Jahres-Kollektor- bzw. Systemertrag, die hin zu größeren Netztemperaturen immer größer werden.

Quellen

- 1 Stephan Fischer: Comparison of Thermal Performance of Different Solar Collector Technologies for Solar District Heating Systems Based on Solar Keymark Certificates and SCEnOCalc, Poster SDH Hamburg (2014)
- 2 ScenoCalc-Download: <http://www.sp.se/en/index/services/solar/ScenoCalc/Sidor/default.aspx>
- 3 Zertifikate-Download: <http://solarkey.dk/solarkeymark-data/qCollectorCertificates/ShowQCollectorCertificatesTable.aspx>