

Solarthermie - was nun?

Kontraproduktiv: Förderung ohne Ertragsgarantien

STEFAN ABRECHT*, ROLF MEISSNER**

Die Solarthermie befindet sich 2014 in Deutschland in einer Existenzkrise. Zunächst werden die Ursachen beleuchtet, wie es dazu kommen musste. Dann wird das Potential der Solarthermie für die Energiewende aufgezeigt und kurz das Thema „Power to Heat“ erörtert. Auf Grundlage ihrer Solar-Keymark-Zertifikate wird ein Vergleich thermischer Kollektoren und abschließend für die leistungstärksten eine aktuelle Bestandsaufnahme ihrer Wirtschaftlichkeit an praktischen Beispielen angestellt.

„Patient Solarthermie“ – Krankheitsverlauf und Befund

Bis Ende der neunziger Jahre funktionierte der Wettbewerb um die besten Kollektoren. Weil es eine starke Nachfrage gab, strebten alle namhaften Anbieter nach immer leistungstärkeren Anlagen. Es gab aber auch immer schon ein starkes Bestreben, Technologie- und -nachteile zu ignorieren und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auf Kollektorpreise und Arbeitsplätze zu reduzieren. Unter der rot-grünen Regierung ab 1998 setzte sich eine einheitliche Förderung der Bruttokollektorfläche im Marktanzreizprogramm (MAP) durch. Seitdem gibt es wenig Anreiz, bessere Kollektoren zu kaufen oder zu verkaufen, weil der Beitrag der Förderung zur Investition umso geringer ausfällt, je kleiner die notwendige Kollektorfläche ist. Die Einführung dieser BAFA-Förderung im MAP bestraft jede Innovation hin zu besseren Kollektoren. Auch die Tatsache, dass diese Förderung vorübergehend den Markt belebte, kann darüber nicht hinwegtäuschen. Die KfW, welche im MAP für die Förderung größerer Solaranlagen zuständig ist, fördert anteilig jede Investition effizienzunabhängig. Bei Großanlagen steht die Effizienz in aller Regel automatisch im Fokus, weil der Investor hier viel stärker auf die Wirtschaftlichkeit schaut, als es bei privaten Kleinanlagen der Fall ist. Der Verzicht auf Verbindlichkeit bei Funktions- und Ertragsangaben sowie auf Funktionsnachweise hat das Vertrauen in die Solarthermie stark beschädigt, weil diese Politik geradezu zwangsläufig von übertriebenen, leichtfertigen Versprechen und in Folge von vielen Enttäuschungen begleitet wurde. Etwa zur gleichen Zeit wie der Einführung der Bruttoflächenförderung bei der Solarthermie begann der rasante Aufschwung der Photovoltaik (PV), welche die Fehler der Solarthermie nicht wiederholte, sondern von Anfang an Ertragsgarantien lieferte, sich exakt nach ihren gemessenen Erträgen fördern ließ und nach außen ein einheitliches Erscheinungsbild darbot. Mit dem EEG gelang es der PV anfangs pro Kilowattstun-

de bis zum 40-fachen der Förderung von Solarthermie zu erwirken. Seitdem sah sich deren Schwester Solarthermie zusätzlich zu ihren eigenen Hemmnissen und Problemen noch einem regelrechten Förderkannibalismus ausgesetzt. Erst in jüngster Zeit normalisiert sich aus Sicht der Solarthermie die Förderung der PV durch die Degression im EEG wieder. Heute ist die Solarthermie in Deutschland trotz Energiewende und gestiegener Energiepreise wirtschaftlich stark geschwächt. Die Entwicklung auf anderen Kontinenten sowie der Aufschwung anderer Technologien im selben Zeitraum widerlegen, dass dies einfach mit der Wirtschafts- und Finanzkrise erklärt werden kann. Die Solarthermie schrumpfte bis 2014 und befindet sich ernsthaft in Gefahr, ganz von der Bildfläche zu verschwinden. Aber kann sie überhaupt verschwinden? Nur vorübergehend, denn ohne Solarwärme ist eine Energiewende nicht möglich. Von den ca. 9 Petajoule des Endenergieverbrauchs in Deutschland werden 40 % als Wärme mit Temperaturen unter 100 °C gebraucht, dagegen weniger als ein Viertel nur als Strom. Von diesem Viertel wird immerhin bereits ein Viertel mit erneuerbaren Energien erzeugt, vorwiegend mit Biomasse, Wind- und Wasserkraft. Die PV beansprucht mit knapp 10 Milliarden Euro jährlich zwar bereits den Löwenanteil der EEG-Abgabe, leistet aber noch kaum 1 % als Beitrag zur Endenergie (Bild 1).

Power to Heat - Rettung oder Verzweiflung?

Die PV und die Windkraft brauchten sich bisher mit der Verwendung der Energie nicht auseinandersetzen. Die Verteilung und Speicherung oblag dem Netz und die Kosten dafür übernahm der Stromkunde. Die Solarthermie musste dagegen schon immer komplette Systeme liefern, wobei die Speicherung dazugehört. Wärme lässt sich deutlich günstiger speichern als Strom. Dies legt auch für Stromerzeuger eine Wärmespeicherung nahe. Aber damit wird der ganze vorherige Aufwand zur Stromerzeugung mit einem Bruchteil des Wir-

* Solar Experience GmbH,
Östliche Friedrichstr. 23,
75210 Keltern, Germany
s.abrecht@solar-experience.de

** Ritter XL Solar GmbH,
Ettlinger Str. 30,
76307 Karlsbad, Germany
r.meissner@ritter-xl-solar.com

kungsgrades der Solarthermie - inklusive der inzwischen bereits aufgelaufenen Subventionen dafür - konterkariert. Die gleiche Menge Wärme kann man mit Solarthermie zu viel geringeren Kosten haben. Wer vor dem PV-Hype mit PV hätte Wärme für Heizung und Warmwasser erzeugen und speichern wollen, wäre herzlich verspottet worden. Das hat sich nur aufgrund des EEGs geändert. Volkswirtschaftlich sowie physikalisch-technisch bleibt es der gleiche Unsinn, auch wenn es sich heute möglicherweise besser „rechnet“. Weil der Strom sowieso schon einmal da ist, wenn auch nicht dann, wenn er am meisten gebraucht wird, soll er nun wenigstens verheizt werden. Schaut man auf Bild 1, verkleinert sich bei „Power to Heat“ die grüne Fläche für Wärme, während die rote für Strom größer wird. Dies geschieht auch bei jeder Wärmepumpe (WP). Eine WP ist eine Stromheizung, wenn dabei auch weniger Strom zum Einsatz kommt, als danach Wärme zur Verfügung steht. Aber es müssen zwei Bedingungen erfüllt sein, damit beim Heizen mit Wärmepumpen auch die Umwelt entlastet werden kann. Erstens muss die Leistungszahl der WP wesentlich höher sein als der aktuelle, zeitgleiche (nicht über das Jahr gemittelte) Primärenergiefaktor, mit dem der Strom erzeugt wird, und zweitens darf die WP nicht zu Spitzenlastzeiten gebraucht werden. In der Praxis sind oft beide Bedingungen nicht erfüllt. Im Jahresmittel und besonders, wenn die WP am meisten gebraucht wird, ist ihre Leistungszahl geringer als der Primärenergiefaktor im Stromerzeugungsmix und Spitzenlastkraftwerke müssen dafür in Betrieb gehen. Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass der Primärenergiefaktor in der neuen europäischen Gebäude richtlinie und in der ENEC 2016 auf 1,8 gesenkt wird, weil Wind und vor allem PV noch viel zu wenig die Spitzenlast bedienen können. Es wäre unproblematisch und durchaus sinnvoll, mit Wärmepumpen den Stromanteil zu Grund- und Schwachlastzeiten zu erhöhen, um dabei Primärenergie zur Wärmeerzeugung einzusparen. Aber zur Strom-Spitzenlastzeit ist dies ein falscher Weg, weil damit der Bedarf an Kraftwerkskapazität u. U. sogar noch erhöht wird. Eine vernünftige Bewertung von Strom bedürfte eines jahreszeitlichen oder sogar monatlich aufgelösten Primärenergiefaktors. Für den Wärmepumpen- bzw. Heizstrom erfolgte dann in den Wintermo-

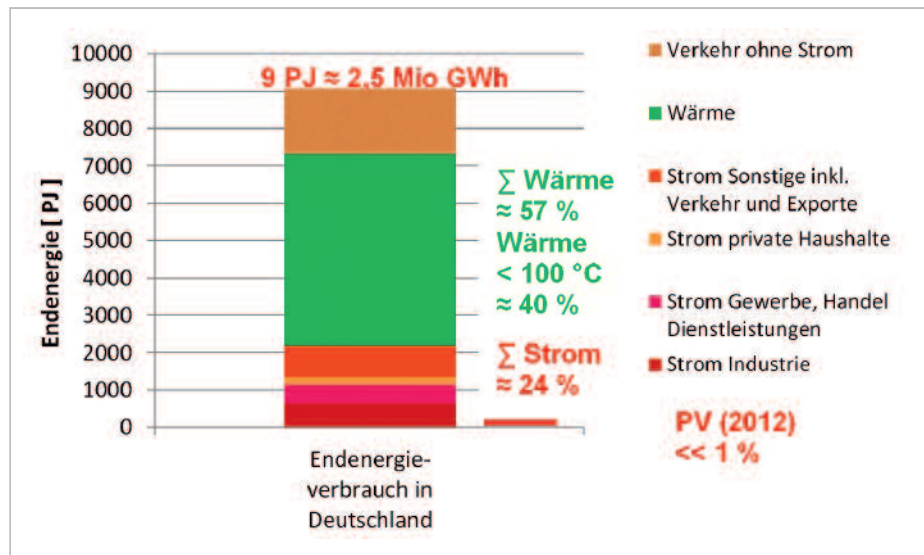


Bild 1 • Endenergieverbrauch in Deutschland

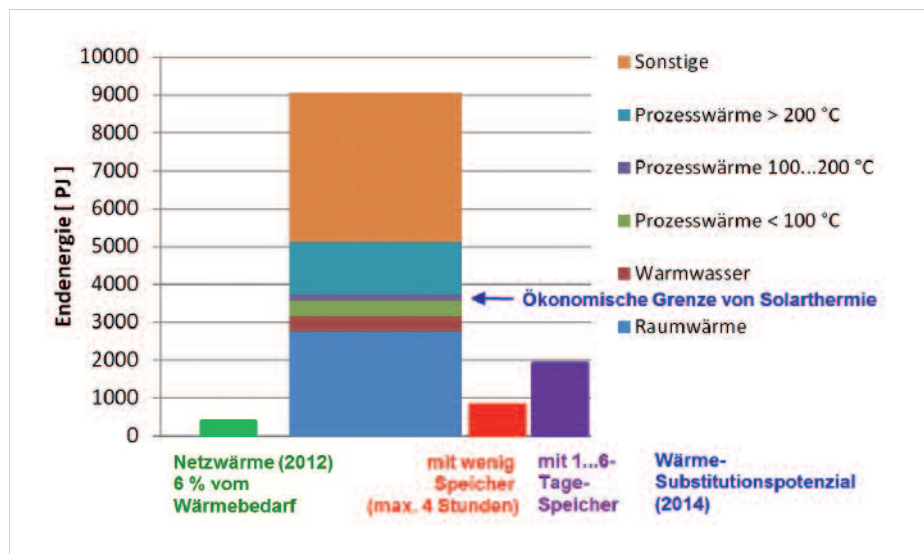


Bild 2 • Die Verteilung des Wärmebedarfs, Chancen der Solarthermie

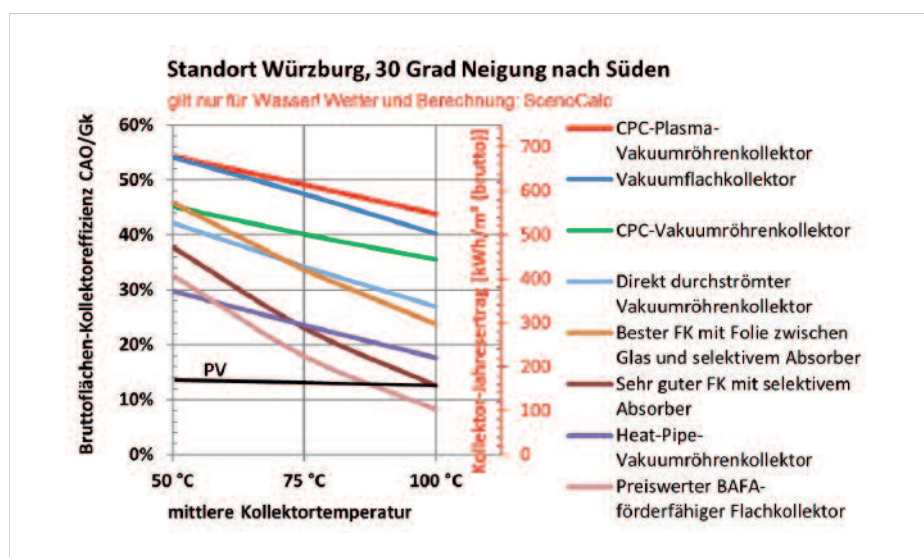


Bild 3 • Bruttoflächen-Jahreserträge verschiedener Kollektoren

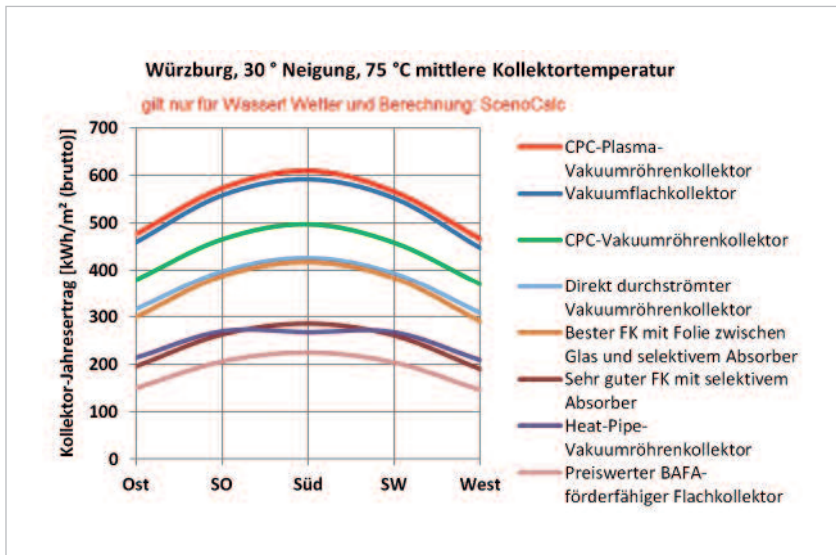


Bild 4 • Kollektorjahresertrag in Abhängigkeit von der Ausrichtung

naten kein Schönrechnen mehr. Für Sommerstromverbraucher hingegen würde sich damit ein vernünftiger und besonders preiswerter Betrieb mit Strom aus erneuerbaren Energien empfehlen.

Das Potential der Solarthermie

Im Diagramm (Bild 2) wird der Wärmebedarf näher betrachtet. Bei etwa 100 °C wird für heute die ökonomische Grenze gezogen. Das ist ein Substitutionspotential von gut 40 % des Endenergiebedarfs. Nach heutigem Stand der Technik könnten mit relativ kleinen Wärmespeichern zur Speicherung der Solarwärme über höchstens vier Stunden Sonnenschein in Summe 18 % des Wärmeendbedarfs bzw. 10 % des gesamten Endenergiebedarfs, nämlich 20 % Raumwärme, 80 % Warmwasser und 10 % Prozesswärme bis 100 °C gedeckt werden. Diese 250 Milliarden kWh jährlich kosteten etwa 250 Milliarden Euro oder über 20 Jahre verteilt 5 Eurocent/kWh – Förderung noch nicht mitgerechnet. Dazu würden 0,14 % der Fläche von Deutschland, das ist etwas weniger als die Fläche des Bodensees, benötigt. Eine besondere Pionierrolle müssten dabei die Netzwärme und die Prozesswärme übernehmen, weil vor allem dort bereits Solarwärmekosten von 45 – 80 Euro/MWh ohne Förderung möglich sind. Mit einer Kurzzeitspeicherung zwischen 1 und 6 Tagen könnten mit ca. 21 % vom Endenergiebedarf fast so viel wie der gesamte Strombedarf Deutschlands mit Solarthermie gedeckt werden. Dabei wird deutlich, dass Deutschland zu klein ist oder zu viel Energie braucht, um beliebig große Anteile vom eigenen Territorium aus solar

abdecken zu können, und wie wichtig es ist, die verfügbaren Flächen mit den höchstmöglichen Wirkungsgraden und in sinnvoller Aufteilung zur Verwandlung der Sonnenstrahlung in Wärme und in Strom zu nutzen.

Solar-Keymark-Kollektorvergleiche

Der Kollektor ist der Motor jeder Solaranlage. Er allein setzt die Leistungs- und Ertragsgrenzen. Die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage hängt überproportional von einer hohen Kollektorleistung ab, weil die Verluste immer annähernd in gleicher Höhe anfallen. Welche Kollektoren gibt es am Markt und was leisten sie? Aus der Schweiz wurde 2012 ein Vakuumflachkollektor vorgestellt, der das Potenzial eines Spitzenreiters hat. Aber auch aus Deutschland gab es Innovationen. So erlebte die CPC-Vakuumröhren-Kollektortechnologie, welche ein Jahrzehnt die Bruttoflächen-Jahresertrags-Spitzenposition bereits mit Abstand behauptete, durch ein Verfahren zur Plasmabeschichtung ab 2012 noch einen deutlichen Entwicklungssprung hin zu höheren Temperaturen mit Steigerungen des Kollektorsertrags von 15 bis 90 % für Prozesstemperaturen von 60 bis 180 °C. Beide Innovationen wurden 2012 mit je einem Intersolar-Award ausgezeichnet. Folgende Ergebnisse sind einer aktuellen Studie vom ITW der Universität Stuttgart entnommen. Mit dem Programm ScenoCalc wurden die Kollektor-Jahreserträge von acht repräsentativen Kollektoren für den Standort Würzburg gerechnet. ScenoCalc ist ein unabhängiges wissenschaftliches Simulationsprogramm, das offiziell von sämt-

lichen europäischen Kollektor-Testinstituten zur Berechnung der Jahreserträge (Annual Collector Output, ACO) 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 frei im Internet verfügbar. Bei Verwendung der Parameter aus den Solar-Keymark-Zertifikaten, die ebenfalls im Internet frei zugänglich sind, können die Werte der folgenden Diagramme nachgerechnet bzw. auch ACOs für weitere Kollektoren, Standorte, Temperaturen und Ausrichtungen ermittelt werden. ScenoCalc rechnet mit einer konstanten mittleren Kollektortemperatur und ohne thermischen Stillstand. Verluste, außer denen des Kollektors, bleiben von ScenoCalc unberücksichtigt. Das heißt, ScenoCalc simuliert zwar keine Systeme, ist aber ein sehr gutes Werkzeug, um Kollektoren zu vergleichen. Die Parameter aus den Solar-Keymark-Zertifikaten werden fast immer mit Wasser ermittelt. Verwendet man ein anderes Fluid als Wasser, dann sind die realen Ergebnisse grundsätzlich kleiner als die berechneten. Das folgende Diagramm zeigt die Abhängigkeit verschiedener Kollektortypen von der mittleren Kollektortemperatur. Vor dem Hintergrund des Legionellenschutzes und in Anbetracht dessen, dass Solarwärme in der Regel auch gespeichert werden soll, wobei dies am besten bei 85 ... 95 °C geschieht, um die Kapazität der Speicher gut zu nutzen, gibt es unterhalb von 50 °C kaum solarthermische Anwendungen. Auch beim solaren Heizen werden meistens deutlich höhere Kollektortemperaturen gebraucht, z. B. in der Nah- und Fernwärme, aber auch, um MFH wirksam unterstützen und nebenbei auch noch Wärme speichern zu können (Bild 3). Die Bruttoflächen-Kollektoreffizienz auf der linken y-Achse von Bild 3 zeigt, wie viel Sonnenenergie in Wärme verwandelt wird. Ein preiswerter Flachkollektor schafft bei 50 °C etwa 30 % oder entsprechend der rechten y-Achse ca. 400 kWh/a in Würzburg. CPC-Plasma-Vakuumröhrenkollektoren und Vakuumflachkollektoren liefern 60 % mehr und bei 100 °C das Fünffache. Sehr gute Flachkollektoren mit selektivem Absorber werden nur noch selten und der Kollektor „Bester Flachkollektor ...“ nahezu ausschließlich für Fernwärmeprojekte eingesetzt. Die beiden besten Kollektorbauarten liefern bei 50 °C etwa

55 % der Jahresstrahlung als Wärme und bei 100 °C noch über 40 %. Das ist gegenüber Photovoltaik die 3- bis 4-fache Flächenausnutzung. Außer bei sehr niedrigen Temperaturen liefern Kollektoren mit Vakuumtechnik stets weitaus höhere Jahreserträge als Flachkollektoren mit Einscheiben-Verglasung und mineralischer Dämmung. Heat-Pipe- und direkt durchströmte Vakuumröhrenkollektoren könnten auch noch etwa 25 % mehr bringen, wenn sie technisch in der Lage wären, CPC-Reflektoren zu nutzen. Das nächste Diagramm (Bild 4) zeigt die Unterschiede im Kollektor-Jahresertrag bei 75 °C für dieselben Kollektoren in Abhängigkeit von ihrer Ausrichtung. Es ist interessant, dass alle Kollektoren bei Ost- oder Westausrichtung ca. 130 kWh/m² einbüßen. Während der

sehr gute Flachkollektor dabei ca. ein Drittel einbüßt, sind es bei den besten Kollektoren weniger als ein Viertel. Deshalb verstärken sich auch die relativen Unterschiede zwischen den Kollektoren bei Abweichung von Süden noch weiter. Das toleranteste Verhalten gegenüber Südobweichung zeigt der Heat-Pipe-Kollektor, allerdings auf recht niedrigem Niveau. Ähnlich, aber noch ausgeprägter verhält es sich mit dem Neigungswinkel. Kurz zusammengefasst eignen sich viele Kollektoren schlecht, in horizontaler oder Fassadenlage oder weit nach Osten oder Westen ausgerichtet zu werden. Dabei sind innerstädtisch für die Solarthermie zukünftig möglicherweise die Fassaden wichtiger als die Dächer, - weil viele Dächer bereits völlig verbaut sind,

- weil die Montage günstiger sein kann, viele Dächer sind statisch ohne Reserven,
- weil es in der Fassade keine gegenseitige Verschattung gibt und deshalb der Ertrag der Fassadenfläche trotz der deutlichen Mindererträge gegenüber dem optimalen Neigungswinkel größer ist als der Ertrag einer Dachfläche,
- weil Fassadenwärme kostbarer ist, denn davon wird mehr Wärme im Winter und weniger im Sommer genutzt und schließlich auch,
- weil die PV Fassaden i. d. R. nur schlecht nutzen kann.

Solarthermie mit Hochleistungskollektoren, Beispiele

Die größte Wirtschaftlichkeit lässt sich mit Solarthermie-Großanlagen und mit

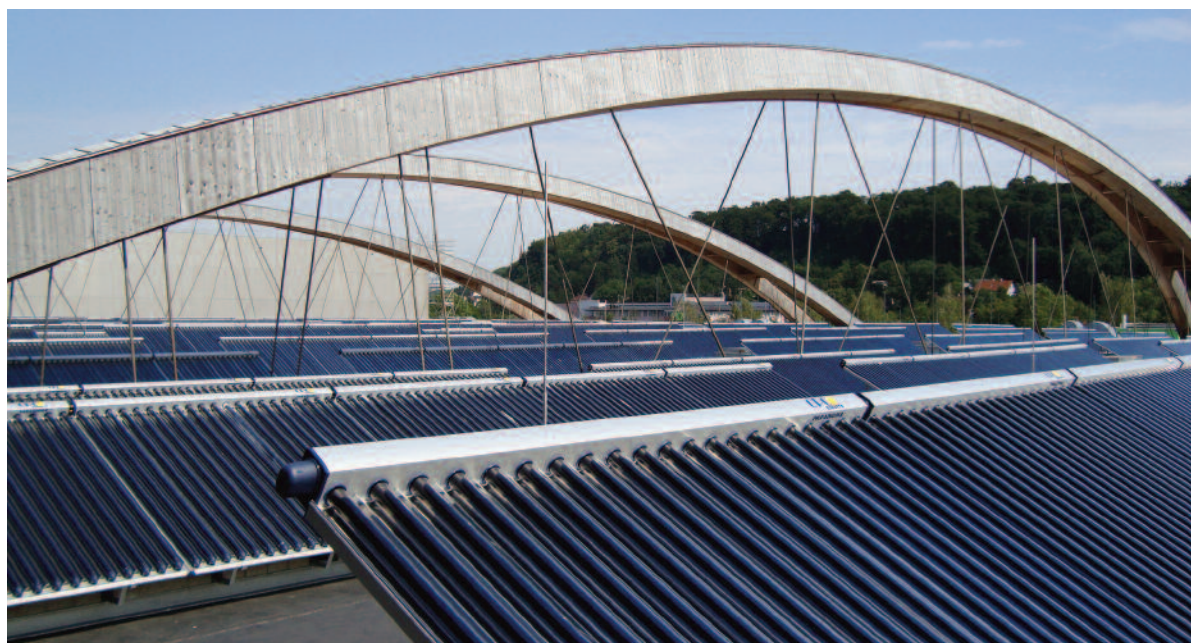


Bild 5 • Dezentrale Einspeisung von ca. 1,3 GWh/a bei 75-100 °C vom Dach der Messe ins Fernwärmenetz Wels (Österreich) mit 3388 m² CPC-VRK ohne Speicher seit 2011



Bild 6 • Zentrale Einspeisung von ca. 550 MWh/a bei 70-95 °C vom Energiebunker ins Fernwärmenetz Wilhelmsburg mit 1348 m² Plasma CPC-VRK und 2000 m³ Speicher, ein Projekt der IBA Hamburg 2013

Bild 7 • Versorgung von Büro- und Produktionsgebäuden (FESTO) in Esslingen mit ca. 550 MWh/a bei 85 °C (Kühlung) bzw. 55 °C (Heizung) aus 1338 m² CPC-VRK und 16 m³ Speicher seit 2006



Bild 8 • Zentrale Einspeisung von ca. 550MWh/a bei 80-95 °C in ein Nahwärmenetz in Büsingen (Deutschland/Schweiz) mit 1090 m² Plasma-CPC-VRK seit 2013



Hochleistungskollektoren erzielen. Deshalb sollen hier Beispiele gezeigt werden, wo die Megawattstunde Wärme auf hohen Temperaturniveaus von 80 ... 100 °C ohne Förderung bereits zwischen 45 und 90 Euro und mit Förderung zwischen 25 und 65 Euro kostet. Bei Großanlagen ist Solarthermie heute bereits günstiger als Öl und im Sommer günstiger als die variablen Kosten von Biomasse. Wenn diese Anlagen jedoch einmal zu einem Massenmarkt geworden sind, werden die Megawattstundenpreise auch den Gaspreis unterbieten und auch die Kleinanlagen für das EFH werden dann von den gesunkenen Preisen profitieren. Bei der Kalkulation mit Solarwärme weiß man für 20 – 30 Jahre im Voraus den Preis nach dem Wertmaßstab von heute. Jede böse Überraschung wie Geld- oder Energiepreisinflation kann die Rechnung nachträglich nur noch verbessern. Nach dem gleichen Muster wurden seit 2006 bereits 350 gr-

ößere und große Anlagen in 20 Ländern mit einer Gesamtfläche von 50.000 m² gebaut. Das Hauptaugenmerk der Technologieplattform DSTTP zur Wiederbelebung der Solarthermie liegt auf der Senkung der Kosten. Zur Erreichung dieses Ziels muss erst ein Aufschwung mit großen Solaranlagen vorangehen (Bilder 5 bis 8).

Zusammenfassung

Die Solarthermie erlebt seit 2008 zwar einen gewaltigen Abschwung, ist aber keineswegs am Ende. Denn eine Energiewende ist bei einem Substitutionspotential von 40 % der Endenergie ohne Solarthermie nicht zu bewerkstelligen. Solarwärme blieb bisher immer ein nachrangiges Thema, weil damit Energie „nur“ gespart, aber kein Deal gemacht werden kann. Beim Kunden ist sie als Spar- und Autarkietechnologie sehr beliebt, doch leider wurden zu viele davon schon Opfer falscher Versprechen. Es

gibt gewaltige Effizienzunterschiede bei Solarthermie-Kollektoren. Solange diese Unterschiede durch den Verzicht auf Ertragsgarantien sowie Funktions- und Ertragsnachweisen und durch die Förderung der Bruttofläche bei Kleinanlagen ignoriert, egalisiert und mit Steuergeldern kompensiert werden, kann kein Vertrauen entstehen. Mit einem „Weiter so!“ wird die Solarthermie nicht gesunden. Der Solarthermie-Weltmarkt entwickelte sich auch weiter, wenn Deutschland einmal keine Rolle mehr spielen sollte. Dabei ist die passende ökonomische Technik für ein Substitutionspotential von ca. 20 % der Endenergie Deutschlands bereits vorhanden. Als bescheidener Anfang wurde mit ca. 50.000 Quadratmetern CPC-Hochleistungskollektoren in solarthermischen Großanlagen „Made in Germany“ immerhin ein Potenzial zur Substitution von ca. 500 Gigawattstunden bzw. ca. 15.000 Tonnen CO₂-Vermeidung errichtet.